

ნინო კიკაბიძე

ელექტროენერჯის ტარიფების გრძელვადიანი  
პერიოდისათვის ოპტიმალური დაგეგმვის ეკონომიკურ-  
მათემატიკური მოდელების შემუშავება და რეალიზაცია

წარდგენილია დოქტორის აკადემიური ხარისხის  
მოსაპოვებლად

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი  
თბილისი, 0175, საქართველო  
ივლისი, 2014

საავტორო უფლება © ნინო კიკაბიძე 2014 წელი

# საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

## ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტი

ჩვენ, ქვემოთ ხელისმომწერი ვადასტურებთ, რომ გავეცანით ნინო კიკაბიძის 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: პროფესორი დავით ჯაფარიძე

---

რეცენზენტი: პროფესორი ალექსანდრე სიჭინავა

---

რეცენზენტი: პროფესორი ბადური ჭუნაშვილი

---

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

2014

ავტორი: ნინო კიკაბიძე

დასახელება: „ელექტროენერჯის ტარიფების გრძელვადიანი პერიოდისათვის ოპტიმალური დაგეგმვის ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელების შემუშავება და რეალიზაცია“

ფაკულტეტი : ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის

აკადემიური ხარისხი: დოქტორი

სხდომა ჩატარდა: 2014 წლის .....

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

---

ავტორის ხელმოწერა

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

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

## რეზიუმე

სადისერტაციო ნაშრომში: „ელექტროენერჯის ტარიფების გრძელვადიანი პერიოდისათვის ოპტიმალური დაგეგმვის ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელების შემუშავება და რეალიზაცია“ გაანალიზებულია გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალურად დაგეგმვის მსოფლიო გამოცდილება და ამის საფუძველზე შემუშავებულია გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალურად რეგულირების კომპლექსური კრიტერიუმი. კრიტერიუმში ასახულია ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების მაფორმირებელი ეკონომიკური პარამეტრების ზღვრული სიდიდეების, მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დამტკიცებული ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმით, საინვესტიციო და საწარმოო პროგრამით შეზღუდვის პირობებში, ელექტროენერჯიაზე ტარიფების ისეთი სიდიდეების დადგენა, რომელიც უზრუნველყოფს ენერგოკომპანიის სიცოცხლისუნარიანობას, განვითარებას, მომგებიანობას და ინვესტორისათვის ინვესტიციის გარანტირებულ დაბრუნებას. აღნიშნული კრიტერიუმის მიხედვით ჩამოყალიბებულია გრძელვადიან პერიოდში ლიცენზიატი ენერგოკომპანებისათვის ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალურად დაგეგმვის ერთიანი მეთოდოლოგია. დისერტაცია შედგება შესავლის, ლიტერატურული მიმოხილვის და ოთხი თავისგან.

პირველ თავში, კორელაციური ანალიზით დადგენილია ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილ ტარიფზე მოქმედი ფაქტორები. ამ ფაქტორების გათვალისწინებით ფორმირებულია გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვის ეკონომეტრიკული მოდელი. ამ მოდელით საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მაგალითზე გადაწყვეტილია 5-წლიან პერიოდში საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის ოპტიმალურად დაგეგმვის ამოცანა.

დისერტაციის მე-2 თავში მოცემულია ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალურად დაგეგმვის ამოცანის გადაწყვეტა ორი სხვადასხვა მეთოდით. პირველი მეთოდით ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის დაგეგმვა განხორციელებულია დისერტანტის მიერ შემუშავებული პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელით. მეორე მეთოდით ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში დაგეგმვა შესრულებულია ეკონომეტრიკული მოდელირების გამოყენებით. აღნიშნული მეთოდების გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში დაგეგმვა აპრობირებული საქართველოს ენერჯოსისტემის მაგალითზე. ჩატარებული კვლევის შედეგების ანალიზმა აჩვენა, რომ როგორც ერთი ისე მეორე მეთოდით შესაძლებელია, 5-წლიან პერიოდში, მაღალი სიზუსტით დაიგეგმოს ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი.

მე-3 თავში დასმულია და გადაწყვეტილია ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიისათვის გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვის ამოცანა. პრობლემის გადაწყვეტისადმი კომპლექსური მიდგომით ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის დაგეგმვა განხორციელებულია ეკონომეტრიკული მოდელირებით, რომელშიც გათვალისწინებულია პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელით ენერჯოკომპანიის აუცილებელ მთლიანი ამონაგების მაფომირებელი ეკონომიკური პარამეტრების ზღვრული გეგმიური სიდიდეების განსაზღვრა, მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დამტკიცებული ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმა, საინვესტიციო და საწარმოო პროგრამა. მეთოდიკა აპრობირებულია სს „თელასის“ მაგალითზე. გათვლილია ამ ტარიფის 5-წლიანი პერიოდისათვის ოპტიმალური გეგმიური მაჩვენებლები.

დისერტაციის დამასრულებელ მე-4 თავში ღრმა მეცნიერული კვლევის საფუძველზე შემუშავებულია ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიის გრძელვადიან პერიოდში სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვის ეკონომეტრიკული მოდელი. ამ მოდელის ფორმირებას საფუძველად უდევს პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და

ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მეთოდი. ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის მაფორმირებელ ეკონომიკური პარამეტრების გრძელვადიან პერიოდისათვის გეგმიური სიდიდეები განსაზღვრულია მრავალფაქტორიანი ანალიზის საფუძველზე. გრძელვადიან პერიოდში სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვის მოდელი ატარებს განზოგადებულ ხასიათს და მისი გამოყენება შეიძლება ნებისმიერი კონფიგურაციის და მასშტაბის მქონე ლიცენზიატი ენერგოკომპანიისათვის. ელექტროენერჯის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში დაგეგმვის შემოთავაზებული მეთოდის პრაქტიკაში დანერგვის ეფექტიანობის შემოწმების მიზნით სს „თელასის“ მაგალითზე, გამოთვლილია 5-წლიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის საგეგმო მაჩვენებლები. ჩვენს მიერ შემუშავებული შედეგების ანალიზით დადგენილია, რომ 5-წლიან პერიოდში ეკონომეტრიკული მოდელებით შესაძლებელია სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვა მაღალი სიზუსტით. ამ თავში აგრეთვე ასახულია თანაბარსარგებლიანობის კრიტერიუმის შესაბამისად სამომხმარებლო ტარიფის მაფორმირებელი ენერგოკომპანიებს შორის ტარიფების ოპტიმალური განაწილების მეთოდის მიღებული შედეგების ანალიზი გვიჩვენებს, რომ ამჟამად მოქმედი სამომხმარებლო ტარიფი არამართებულად არის დადგენილი, მისი სიდიდე მინიმუმ 20%-ით მაინც აღემატება რეალურ სიდიდეს. ჩატარებული კვლევის შედეგები წარმატებით შეიძლება დაინერგოს ელექტროენერჯის გენერაციის, გადაცემის, განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფების გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალურად დაგეგმვაში, ელექტროენერჯეტიკაში ინვესტირების ეფექტიანობის შეფასებაში. გრძელვადიანი პერიოდში ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალური მოდელირება და შესაბამისად დაგეგმვის შეთავაზებული ერთიანი მეთოდის ატარებს უნივერსალურ ხასიათს, მისი პრაქტიკული რეალიზაცია დიდ დახმარებას გაუწევს ნებისმიერ ენერგოკომპანიას, რათა ოპტიმალურად დაგეგმოს თავისი საქმიანობა და გრძელვადიანი პერიოდისათვის სწორად გათვალოს ელექტროენერჯის წარმოებასთან, გადაცემასთან, განაწილებასთან და მოხმარებასთან დაკავშირებული ხარჯები.

## **Abstract**

Dissertation work: „Electricity tariffs optimal planning for a long-term period with economic-mathematical models develop and implement” The article presents formulation of long-term, optimal criteria for regulating transmission tariff of electricity, based on analysis of the world long-term experience. The criteria determines transmission tariff in reflected conditions long-term internal rate of return on invested capital, which is foreseen in the tariff established by regulating authorities for the electricity transmission licensee energy companies, and it includes all the factors reflected on the entire income of the energy company and amount of electricity supplied to the consumers. The dissertation consists of an introduction, four chapters and literature review. Based on the criteria is developed a methodology, determining marginal planning indices of economic parameters defining amount of needed income of energy company and amount of electricity supplied to the consumers and econometric modelling of electricity transmission long-term optimal regulating tariff.

In first chapter there are analyzed the forecasting sum of average weighted tariff of generation in Georgian electricity. In order to resolve this problem the multi-factor economical-mathematic model was worked out. By the correlation analysis the factors are established, which are affecting the tariffs. There is formulated a simplified economic-mathematical models for the 5-year period the average weight tariff for electricity generation. By this model has been conducted generation weight average tariff forecast.

The proposed methodology is tested on the example of Georgian power system. Research evidence shows that electricity transmission tariffs in Georgia are set unfairly. In fact, the tariff is likely to be more than twice the current rate and for the 5-year period Tariff for electricity transmission . There are analyzed the optimal planning of consumer electricity tariff. In order to resolve this problem the multi-factor economical-mathematic model was worked out.. Mentioned tariff parameters on the basis of expert evaluation of the performance is worked out the optimal planning of the necessary prerequisite. Therefore formed a long-term period electricity tariff methodology, which is approved by JSC "TELASI". Research has shown that the National Energy Regulatory Commission of Georgia a long-term period electricity tariff planning of consumer electricity tariff it damages consumers mainly economic interests of distribution power company.

In second chapter is shown two methods of planning tariff of electrical power transmission in long period. The first method of planning tariff of electrical power transmission is multifactor and artificial nairon networks hybrid model which is done by disserant. Second method of planning is done using econometric modeling. This metod of planning tariff of electrical power transmission in long period is approbated in example of Georgian power system. Analyze of executed researches results shows that there is possible to plan exact tariff of electrical power transmission in 5 years period using as first as second method.

In third chapter is solved task of planning optimal tariff of electrical power in long period for electrical power distribution licenced companies. To solve the problem of planning tariff of electrical power distribution is used econometric method , where is taken into account power companies' benefit forming parameters. Methodic is approbated in example of JSC "TELASI". Here is counted optimal planning results in 5 years period for this tariff.

In last fourth chapter by deep researches is worked out econometric optimal planning model in long period of consumer tariff for licensed power companies. There is used multifactor and artificial nairon networks hybrid method of prognosis for forming this model. To determine economic parameters forming of electrical power consumer tariff in long period is used multifactor analysis. The model of optimal planning of consumer tariff in long period carries generalized character and possible to be used for any configuration and scale licensed power companies. To check effectivity of using this methods in practice in long period on example of JSC "TELASI", here is counted planning index of consumer tariff in 5 years period. Here is established by our analysis results, that it is possible to plan optimally consumer tariff using econometric model. In this chapter is also described optimal distribution of tariff between power companies. Analysis of results shows that this time consumer tariff is unfairly done and it's value is 20 % more of real. Researches results could be established in plannig electrical power generation, transmission, distribution and consumer tariff in long period to evaluate efectivity of investment in energetic. This metodic of optimal modeling of electrical power tariff in long period carries universal character, its practical establishment could help any power company to plan optimally its busyness and make right counts of costs of electrical power generation, transmission and distribution.



# შინაარსი

|  |                     |
|--|---------------------|
| შესავალი .....   | 16                  |
| 1. ლიტერატურის მიმოხილვა .....   | <a href="#">22</a>  |
| 2. შედეგები და მათი განსჯა .....   | 38                  |
| თავი I. საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის გრძელვადიანი დაგეგმვა.....                               | 38                  |
| I თავის დასკვნა .....  | 47                  |
| თავი II. ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირება შესავალი.....                            | 49                  |
| 2.1 გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა.....   | 49                  |
| 2.2. ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირება.....   | 59                  |
| 2.3 შედარებითი ანალიზი.....  | 75                  |
| II თავის დასკვნა .....   | 76                  |
| თავი III. ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირება .....                                 | 78                  |
| III თავის დასკვნა .....  | 86                  |
| თავი IV. გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის დაგეგმვა და მისი მაფორმირებელი ენერგოკომპანიების ტარიფების ოპტიმალური განაწილება..... | 88                  |
| 4.1. გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა.....  | 88                  |
| 4.2 სამომხმარებლო ტარიფის მაფორმირებელი ენერგოკომპანიებს შორის ტარიფების ოპტიმალური განაწილება.....  | 103                 |
| IV თავის დასკვნა .....   | <a href="#">104</a> |
| 3. დასკვნა.....  | 105                 |
| გამოყენებული ლიტერატურა.....   | 108                 |

## ცხრილების ნუსხა

1. ცხრილი (1-1). საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილ ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების კორელაციური მატრიცა .....38
2. ცხრილი (1-2). საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილ ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების საწყისი მონაცემები .....39
3. ცხრილი №(1-3). 2007-2011 წლებში რეალიზებული ელექტროენერგიის წარმოების მოცულობის შესახებ სტატისტიკური მონაცემები .....40
4. ცხრილი (1-4). შესასყიდი ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილ ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების მოდელები.....43
5. ცხრილი (1-5). საქართველოში შესასყიდი ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილ ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების საშუალოვადიანი პროგნოზი .....44
6. ცხრილი (1-5). საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილი ტარიფის საპროგნოზო პარამეტრები.....46
7. ცხრილი (2-1). ელექტროენერგიის გადაცემის ტარიფის სიდიდეზე მოქმედი შესაძლო ფაქტორები.....50
8. ცხრილი (2-2). კორელაციური ანალიზისათვის საწყისი ინფორმაცია..51
9. ცხრილი (2-3). 2008-2012 წლებში საქართველოს ენერგოსისტემის მიერ გადაცემული ელექტროენერგიის მაჩვენებლები.....52
10. ცხრილი (2-4). კორელაციური ანალიზის შედეგები.....52
11. ცხრილი (2-5). ელექტროენერგიის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები.....55
12. ცხრილი (2-6). გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების 5-წლიანი პროგნოზული მაჩვენებლები .....56
13. ცხრილი (2-7). ხელოვნური ნეირონული ქსელების მეშვეობით ელექტროენერგიის გადაცემის ტარიფის გეგმიური მაჩვენებლების განსაზღვრისათვის საწყისი ინფორმაცია.....56
14. ცხრილი (2-8). გადაცემის ტარიფის ცვალებადობის დინამიკა .....57
15. ცხრილი (2-9). ელექტროენერგიის გადაცემის ტარიფის რეგულირების ძირითადი პარამეტრი.....62

16. ცხრილი (2-10). ინვესტიციის შემოსავლიანობის ანგარიშის ალგორითმი.....63
17. ცხრილი (2-11). ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების ზღვრული გეგმური მაჩვენებლების განსაზღვრის საწყისი ინფორმაცია.....64
18. ცხრილი (2-12). რეგულირების პერიოდის (2013-2017) ყოველი წლისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის საანგარიშო ეკონომეტრიკული მოდელები.....67
19. ცხრილი (2-13). საქართველოს ენერჯოსისტემის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელ ეკონომიკურ პარამეტრებზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირებისათვის საჭირო საწყისი ინფორმაცია.....68
20. ცხრილი (2-14). საქართველოს ენერჯოსისტემის საოპერაციო ხარჯსა და ძირითადი ფონდების საამორტიზაციო ანარიცხებზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები .....69
21. ცხრილი (2-15). საქართველოს ენერჯოსისტემის მთლიანი ამონაგების გამსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების 5 წლიანი პროგნოზი .....70
22. ცხრილი (2-16). 5-წლიან პერიოდში საქართველოში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური საგეგმო სიდიდეების დადგენის საწყისი ინფორმაცია.....73
23. ცხრილი (2-17). ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის 5-წლიანი პერიოდის საგეგმო მაჩვენებლები, ზედა ზღვრის ჩვენებით.....74
24. ცხრილი (2-18). გადაცემის ტარიფის შედარებითი ანალიზის ცხრილი .....74
25. ცხრილი (3-1). რეგულირების პერიოდის (2013-2017) ყოველი წლისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის საანგარიშო ეკონომეტრიკული მოდელები.....80
26. ცხრილი (3-2). სს „თელასის“ აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელ ეკონომიკურ პარამეტრებზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირებისათვის საჭირო საწყისი ინფორმაცია.....81

27. ცხრილი (3-3). სს „თელასის“ განაწილების ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები.....82
28. ცხრილი (3-4). სს „თელასის“ განაწილების ტარიფის გამსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების 5 წლიანი პროგნოზი.....83
29. ცხრილი (3-5). სს „თელასის“ საწარმოო პროგრამა.....84
30. ცხრილი (3-6). ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის 5-წლიანი პერიოდის საგეგმო მაჩვენებლები, ზედა ზღვრის ჩვენებით.....85
31. ცხრილი (4-1). სს “თელასის” მიერ ელექტროენერჯის შესყიდვარეალიზაციაზე და ინვესტირებული კაპიტალის კომპენსაციაზე გაწეული დანახარჯები .....91
32. ცხრილი (4-2). სს „თელასი“-ს საშუალოშეწონილი ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების საწყისი მონაცემები.....92
33. ცხრილი (4-3). სს „თელასი“-ს 1 კვტსთ ელექტროენერჯის გრძელვადიანი პერიოდისათვის სამომხმარებლო ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები.....93
34. ცხრილი (4-4). სს “თელასი“-ს მიერ 2007-2011 წლების ელექტროენერჯის შესყიდვის სტატისტიკური მონაცემები.....94
35. ცხრილი (4-5). სს “თელასის” შესყიდული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის სიდიდეები (2007-2012 წლებში) .....95
36. ცხრილი (4-6). ფიქტიური ცვლადის ფაქტორის მნიშვნელობები.....96
37. ცხრილი (4-7). სს “თელასის” შესყიდული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის სიდიდეები ზედა ზღვრის ჩვენებით.....97
38. ცხრილი (4-8). გრძელვადიან პერიოდში (2007-2017წწ) ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზული მაჩვენებლები.....98
39. ცხრილი (4-9). ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის პროგნოზული პარამეტრები.....98
40. ცხრილი (4-10). ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის საგეგმო სიდიდეები.....99

41. ცხრილი (4-11) შედარებითი ანალიზი მოქმედ სამომხმარებლო ტარიფის მაჩვენებლებსა და ჩატარებულ კვლევების შედეგად მიღებულ მაჩვენებლებს შორის .....101
42. ცხრილი (4-12) კვლევის მიხედვით ჩატარებულ და ამჟამად მოქმედ ტარიფებს შორის სხვაობა.....103

## სურათების ნუსხა

1. სურ. №(1-1) ინფლაცია დინამიკა და პროგნოზი 2010-2017წწ.....45
2. სურ. №(1-2) თბოსადგურის ხვედრითი წილის დინამიკა და პროგნოზი 20011-2017წწ .....45
3. სურ. №(1-3) საშუალოშეწონილ ტარიფში შესყიდული საბაღანსო ელექტროენერჯის ღირებულების ხვედრითი წილის დინამიკა და პროგნოზი 2011-2017წწ .....45
4. სურ. №(1-4) საქართველოს ელექტროენერჯეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზი (2011-2017წწ) .....46
5. სურ. №(2-1). შეცდომების გასწორების ალგორითმი.....53
6. სურ. №(2-2). ელექტროენერჯის გადაცემა ზღვრული ტარიფის 5 წლიანი პროგნოზირების მოდელი.....54
7. სურ. №(2-3). ელ.ენერჯის გადაცემის ტარიფის 2013-2017წწ. ზღვრული გეგმიური მაჩვენებლების ცვალებადობის დინამიკა.....57
8. სურ. №(2-4). გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფი.....58
9. სურ. №(2-5). გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების ზღვრული მაჩვენებლების პროგნოზირების მოდელი.....71
10. სურ. №(2-6). საქართველოს ენერჯოსისტემაში 2007–2012 წლებში განხორციელებული ინვესტიციების და 2013–2017 წლებში განსახორციელებელი საინვესტიციო პროგრამა.....72
11. სურ. №(3-1). სს „თელასში“ 2007–2012 წლებში განხორციელებული ინვესტიციების და 2013–2017 წლებში განსახორციელებელი საინვესტიციო პროგრამა.....84
12. სურ. №(3-2). სამომხმარებლო ტარიფის საგეგმო მაჩვენებლების ოპტიმალურად ამსახველი გამარტივებული მათემატიკური მოდელი.....85

13. სურ. №(4-1). სს „თელასი“-სთვის ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის ცვალებადობის პროგნოზი (2007-2017 წლებში) .....97
14. სურ. №(4-2). სს „თელასი“-ს ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის მაჩვენებლების ცვალებადობის გრაფიკი.....99
15. სურ. №(4-3). საამორტიზაციო ანარიცხების ფონდის ზრდის ცვალებადობის დინამიკა (2007-2011წწ) .....100
16. სურ. №(4-4). ხელფასის დინამიკა (2007-2011წწ) .....100
17. სურ. №(4-5). ფონდამონაგების ზრდის დინამიკა (2007-2011წწ) .....100
18. სურ. №(4-6). რემონტის ხარჯების ზრდის დინამიკა (2007-2011წწ) .....100
19. სურ. 4-7. 5-წლიან პერიოდში საქართველოში ელექტროენერჯის გადაცემის, განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფების შედარებითი ანალიზი.....104

## შესავალი

### სამუშაოს აქტუალობა, მიზანი და კვლევის სიახლე.

საბაზრო ეკონომიკის ფორმირების რთულ ეტაპზე ნებისმიერი ქვეყნისათვის დიდი მნიშვნელობა აქვს, ელექტროენერგეტიკაში სატარიფო პოლიტიკის სწორად წარმართვას. ამ პროცესში წინა პლანზე იწევს ტარიფებზე მოქმედი ფაქტორების დადგენა და გრძელვადიანი პერიოდისათვის მეცნიერული კვლევის საფუძველზე ელექტროენერგეტიკის ტარიფების სიდიდეების ოპტიმალურად დაგეგმვა.

აღნიშნულიდან გამომდინარე განსაკუთრებით აქტუალურია ელექტროენერგეტიკის ტარიფების დადგენის მეთოდოლოგიის სრულყოფა და გრძელვადიანი პერიოდისათვის ტარიფების ისეთი სიდიდეების დადგენა, რომელიც ერთნაირად ხელსაყრელი იქნება როგორც ელექტროენერგეტიკის მწარმოებელ და გამანაწილებელ საწარმოებისათვის, ისე მომხმარებლებისათვის; რითაც ელექტროენერგეტიკის მწარმოებელ და გამანაწილებელ საწარმოებს საშუალება ეძლევათ გრძელვადიან, სტაბილურ პერსპექტივაზე დაგეგმონ თავიანთი საქმიანობა და განახორციელონ დამატებითი ინვესტიციები, ხოლო მომხმარებლებმა სწორად გათვალონ ელექტროენერგეტიკის მოხმარებასთან დაკავშირებული ხარჯები. დასმული პრობლემის გადაწყვეტა შესაძლებელია გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერგეტიკის წარმოების, გადაცემა-განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფების მაღალი სიზუსტით პროგნოზირების პირობებში.

კვლევის მიზანს წარმოადგენს გრძელვადიანი პერიოდისათვის ქვეყანაში ფუნქციონირებად ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ყველა მონაწილე სუბიექტისათვის ტარიფების ისეთი საგეგმო სიდიდეების დადგენა, რომელიც თანაბარმოგებიანი იქნება ყოველი მათგანისათვის.

კვლევის ძირითად სიახლეს წარმოადგენს ის ფაქტი, რომ სადისერტაციო ნაშრომში დასმული ამოცანები გადაწყვეტილია თანამედროვე ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელების გამოყენებით. გრძელვადიანი პერიოდისათვის გენერაციის, გადაცემა-განაწილებისა და სამომხმარებლო ტარიფების ოპტიმალური გეგმური მაჩვენებლების



განსასაზღვრავად შერჩეულია ტარიფების ოპტიმალურობის კომპლქსური ხასიათის კრიტერიუმი. ფორმირებულია ფუნქციები და ჩამოყალიბებულია ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელები. ამ მოდელების მიხედვით შემუშავებულია ალგორითმი და გადაწყვეტილია კომპიუტერული პროგრამით უზრუნველყოფის ამოცანა.

### **კვლევის ობიექტი და ამოცანები.**

კვლევის ობიექტად აღებულია ქვეყანაში ელექტროენერჯის ტარიფების გრძელვადიანი პერიოდისათვის ოპტიმალური დაგეგმვის ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელების შემუშავება და რეალიზაცია. აქედან გამომდინარე, დისერტაციაში გადაწყვეტილია შემდეგი ამოცანები:

პირველ ეტაპზე შესრულებულია ელექტროენერჯის გრძელვადიანი პერიოდისათვის გენერაციის ტარიფების პროგნოზირების მრავალვარიანტული, მრავალფაქტორიანი, ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელის ფორმირება. შემუშავებულია ალგორითმი და შერჩეულია კომპიუტერული პროგრამა.

საბოლოოდ ტარიფების საპროგნოზო პარამეტრების ექსპერტული შეფასების საფუძველზე დაზუსტებულია ტარიფების ოპტიმალური გეგმური სიდიდეები. მთლიანობაში ჩამოყალიბებულია გენერაციის ტარიფების გრძელვადიანი პერიოდისათვის ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდიკა.

მეორე ეტაპზე, სიღრმისეულად არის შესწავლილი გადაცემის ტარიფის ფორმირების ამოცანა, დადგენილია მის სიდიდეზე მოქმედი შიგა და გარე ფაქტორები. პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მეთოდის გამოყენებით ჩამოყალიბებულია გადაცემის ტარიფის გრძელვადიანი პერიოდისათვის ოპტიმალურად რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელი. აღნიშნული მოდელი აპრობირებულია საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში.

მესამე ეტაპზე, შესრულებულია ელექტროენერჯის განაწილებისა და სამომხმარებლო ტარიფის ფორმირების ცვალებადობის საშუალო ვადიანი პროგნოზირება. ვინაიდან ფაქტორების დიდი ნაწილი

განუსაზღვრელობის მატარებელია, მიღებული მონაცემების აპრობაციის მიზნით ხელოვნური ნეირონული ქსელების მეშვეობით შესრულებულია განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფის გრძელვადიანი პერიოდისათვის პროგნოზირება. ჩატარებულია მიღებული საპროგნოზო მაჩვენებლების ექსპერტული ანალიზი. ანალიზიდან გამომდინარე დაზუსტებულია ოპტიმალური ტარიფის გეგმური პარამეტრები.

მეოთხე დამასრულებელ ეტაპზე გადაწყვეტილია ელექტროენერჯის ბაზრის მონაწილე სუბიექტებს შორის ტარიფების ოპტიმალური განაწილების ამოცანა. რისთვისაც ოპტიმიზაციის კრიტერიუმად შერჩეული იქნა ბაზრის თითოეული მონაწილის მაქსიმალური სარგებლიანობის პრინციპი და შესაბამისად დაზუსტებულია ელექტროენერჯის გენერაციის საშუალო შეწონილი ტარიფის, გადაცემის, განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფების გრძელვადიანი გეგმიური პარამეტრები.

### **კვლევის მეთოდები.**

წარმოდგენილ დისერტაციაში დასმული პრობლემის კვლევა შესრულებულია საკითხისადმი სისტემური და კომპლექსური მიდგომით. კორელაციური ანალიზით დადგენილია ტარიფების სიდიდეზე მოქმედი ფაქტორები. შემუშავებულია ტარიფების გრძელვადიანი პერიოდისათვის ოპტიმალური დაგეგმვის მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელები, შესაბამისი ალგორითმები და გადაწყვეტილია მათი კომპიუტერული პროგრამით უზრუნველყოფის ამოცანა. იმის გათვალისწინებით, რომ ტარიფების სიდიდეების ფორმირება ატარებს განუსაზღვრელობის ხასიათს კვლევაში გამოყენებულია მათემატიკის თანამედროვე მიღწევები, პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული და RAB (ინვესტირებული კაპიტალის რეგულირების ბაზა)-ის მეთოდები. ეს მეთოდები საშუალებას იძლევა იმიტაციურ მოდელირებით განხორციელდეს გენერაციის, გადაცემის, განაწილების და შესაბამისად სამომხმარებლო ტარიფების გრძელვადიანი დაგეგმვა და მათ სიდიდეებზე მოქმედი ყველა შესაძლო ფაქტორით. ამ გზით მიიღწევა დაგეგმვის მაღალი სიზუსტე, მიღებული გეგმიური პარამეტრების

სათანადო ექსპერტული შეფასების საფუძველზე 5-წლიანი პერიოდისათვის განსაზღვრულია ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალური გეგმური მაჩვენებლები.

### **ნაშრომის პრაქტიკული მნიშვნელობა.**

ელექტროენერჯის ტარიფების ფორმირების და გრძელვადიან პერიოდისათვის დაგეგმვის მსოფლიო გამოცდილების ანალიზით გამოირკვა, რომ წარმოდგენილი ანალიზის შესასრულებლად გამოყენებული მეთოდები და მოსალოდნელი შედეგები პრაქტიკულად ახალი სიტყვაა ელექტროენერჯის ტარიფების მენეჯმენტში. კვლევის შედეგები წარმატებით შეიძლება დაინერგოს ელექტროენერჯის გენერაციის, გადაცემის, განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფების გრძელვადიან პერიოდისათვის დაგეგმვაში, ელექტროენერჯეტიკაში ინვესტირების ეფექტიანობის შეფასებაში. გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალური მოდელირება და შესაბამისად დაგეგმვის შეთავაზებული ერთიანი მეთოდიკა ატარებს უნივერსალურ ხასიათს, მისი პრაქტიკული რეალიზაცია დიდ დახმარებას გაუწევს ნებისმიერ ენერგოკომპანიას, რათა ოპტიმალურად დაგეგმოს თავისი საქმიანობა და გრძელვადიანი პერიოდისათვის სწორად გათვალოს ელექტროენერჯის წარმოებასთან, გადაცემასთან, განაწილებასთან და მოხმარებასთან დაკავშირებული ხარჯები.

წარმოდგენილი მეთოდიკის გამოყენება განსაკუთრებით ეფექტური იქნება ელექტროენერჯის ტარიფების დამდგენი სახელმწიფო ეროვნული კომისიისათვის. ამ მეთოდიკის სასწავლო პროცესში დანერგვას დიდი სარგებლის მოტანა შეუძლია ელექტროენერჯეტიკული სპეციალობის სტუდენტებისათვის.

**აპრობაცია.** სადისერტაციო ნაშრომის ძირითადი შედეგები გამოქვეყნებულია საერთაშორისო რეცენზირებად და რეფერირებად სამეცნიერო ჟურნალებში: “ბიზნეს-ინჟინერინგი”, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის შრომები”, „ქართული ელექტრონული სამეცნიერო ჟურნალი” შემდეგი სამეცნიერო შრომების სახით:

1. “საქართველოს ენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზირება”. ჟურნალი “საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის შრომები”. 1 (487), 19-27 გვერდი. 2013 წელი.
2. “გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა”. ჟურნალი “ბიზნეს-ინჟინერინგი”. №4, 335 გვერდი. 2013 წელი.
3. “გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა”. ჟურნალი “საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის შრომები”. 1 (491), 37-45 გვერდი. 2014 წელი.
4. „ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირება“ – ქართული ელექტრონული სამეცნიერო ჟურნალები. 30 ივნისი, 2014 წელი.

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

I სემინარი: „ელექტროენერჯის ტარიფების დადგენის მსოფლიოში არსებული გამოცდილების ანალიზი და საქართველოში მისი მეთოდოლოგიის სრულყოფის ამოცანები“

II სემინარი: “გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის ტარიფის დაგეგმვის ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელის შემუშავება და რეალიზაცია”

სადისერტაციო ნაშრომის ძირითადი საკითხები მოხსენების სახით გაშუქდა სამეცნიერო კონფერენციაზე სახელწოდებით:

1. “სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა”. აშშ-ს საერთაშორისო განვითარების სააგენტოს “ჰიდროენერგეტიკაში ინვესტიციების ხელშეწყობის პროექტისა” და საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ერთობლივი კონფერენცია: “ახალგაზრდა ინჟინრების

როლი საქართველოს ენერჯეტიკის სექტორში”. სტუ. 17 აპრილი, 2013 წელი.

2. „საქართველოში ელექტროენერგიაზე სამომხმარებლო ტარიფების გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური დაგეგმვა” პირველი საერთაშორისო სამეცნიერო კონფერენცია „ ეროვნული ეკონომიკის განვითარების მოდელები: გუშინ, დღეს და ხვალ”. სტუ. 17-18 ოქტომბერი 2013 წელი.

3. “ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში RAB-ისპრინციპების საფუძველზე ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირება”. აშშ-ს საერთაშორისო განვითარების სააგენტოს “ჰიდროენერჯეტიკაში ინვესტიციების ხელშეწყობის პროექტისა” და საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ერთობლივი კონფერენცია: “ახალგაზრდა ინჟინრების როლი საქართველოს ენერჯეტიკის სექტორის განვითარებაში”. სტუ. 23 აპრილი, 2014 წელი.

**ნაშრომის მოცულობა და სტრუქტურა.** სადისერტაციო ნაშრომი მოიცავს 115 გვერდს. იგი შედგება, შესავლის, ლიტერატურის მიმოხილვის, შედეგების განსჯისა და დასკვნითი ნაწილისაგან. შედეგების განსჯა თავის მხრივ შედგება 4 თავისაგან. ნაშრომში ჩართულია 42 ცხრილი, 19 ნახაზი, ნაშრომს თან ერთვის გამოყენებული ლიტერატურა.

## ლიტერატურის მიმოხილვა

ელექტროენერგიაზე ტარიფის დადგენა ერთერთი აქტუალური და პრობლემატური საკითხია ჩვენი ქვეყნისათვის. აქედან გამომდინარე აუცილებელი გახდა ელექტროენერგიის ტარიფის დადგენის მეთოდოლოგიაში ახალი მიდგომების ჩამოყალიბება, რისთვისაც შესწავლილ იქნა მრავალ ქვეყანაში არსებული ტარიფების დადგენის მეთოდოლოგიები და სიახლები. კვლევის დროს შესწავლილ იქნა როგორც ქართული ასევე უცხოური მასალები: ლიტერატურა, კანონები, ნაშრომები, დადგენილებები, სტატიები და სხვა რაც ეხებოდა ტარიფებს და მათი დადგენის მეთოდებს.

მეცნიერულად სწორად გააზრებული სატარიფო პოლიტიკის გატარებას დიდი მნიშვნელობა აქვს არა მარტო ენერგეტიკული კომპლექსის ეფექტური ფუნქციონირებისათვის, არამედ მთლიანად, ქვეყნის ეკონომიკისათვის.

საბაზრო ეკონომიკის პირობებში ელექტროენერგიის ტარიფი უნდა დადგინდეს მწარმოებელთა და მომხმარებელთა კომერციული და კონკურენტული ურთიერთობების საფუძველზე.

მსოფიოს მოწინავე ქვეყნებში წლების მანძილზე იხვეწებოდა ელექტროენერგიის ტარიფის დადგენის მეთოდოლოგია, რაც ხელს უწყობდა ენერგეტიკის განვითარებას დაბალი ხარჯებით. სხვადასხვა ქვეყანაში ტარიფის დადგენის მეთოდოლოგია განსხვავებულია, რაც ძირითადად გამოწვეულია თითოეული ქვეყნის მომხმარებლის მსყიდველობითი უნარით, ქვეყანაში არსებული ეკონომიკური და სათბობ-ენერგეტიკული კომპლექსის მდგომარეობა. [3,5]

დღემდე ელექტროენერგიის ტარიფის დადგენის ყველაზე მეტად დასაბუთებულ მეთოდად მიღებულია მინიმალური ღირებულების მეთოდი. იგი ძირითადად გამოიყენება ეკონომიკურად განვითარებულ ქვეყნებში ამ მეთოდს ენერგეტიკის დაგეგმვის ინტეგრირებულ მეთოდს უწოდებენ. ამ მეთოდისათვის დამახასიათებელია ტარიფში ელექტროენერგიაზე მოთხოვნილების მართვა, ენერგო ობიექტების მოდერნიზაცია და რეაბილიტაცია. კერძო და საუწყებო საკუთრების მცირე ენერგეტიკული სიმძლავრეებს გამოყენება ერთიანი სისტემის ინტერესებისათვის, მოწყობილობათა ვადის გახანგრძლივება, ენერგიის შესყიდვა მეზობელი

ენერგოსისტემებიდან, მომავალში მოსალოდნელი პრობლემების გადაწყვეტა. ინტეგრირებული მეთოდის დროს წარმოებული ელექტროენერჯის ტარიფი დაყვანილია ისეთ მნიშვნელობამდე, რომელიც ქვეყნის განვითარების განსახილველ ეტაპზე შეესაბამება მომხმარებლის მსყიდველობით უნარს.

ასეთი მეთოდი დადებით შედეგს მოიტანს მხოლოდ იმ ქვეყნებში სადაც სახელმწიფო მარეგულირებელ კომისიას მინიჭებული აქვს უფლება მომხმარებელთა ინტერესებიდან გამომდინარე ენერგეტიკის არაკონკურენტულ ბაზარში შეიტანოს კონკურენციის მექანიზმები. [2,3]

საყურადღებოა რუსეთის ფედერაციაში მოქმედი ელექტროენერჯის ტარიფის დადგენის მეთოდოლოგია [3]. ამ ქვეყანაში 2003 წლიდან პირველად სამი წლით ადრე დგინდება ელექტროენერჯის ტარიფის ზრდის ზღვრული დონეები. ამ მეთოდის უპირატესობა არის ის, რომ მისი გამოყენებით ელექტროენერჯის მომხმარებლებს საშუალება ეძლევათ წინასწარ დაგეგმონ ელექტროენერჯის მოხმარება და შესაბამისი ხარჯები. ენერგეტიკოსების წინაშე დგება ამოცანა შეინარჩუნონ ტარიფის ზრდის სიდიდე ინფლაციის არსებულ და უფრო დაბალ დონეზე. ყოველივე ამის გამო რუსეთის ფედერაციაში, საბჭოთა კავშირის დროიდან პირველად მოხდა გადასვლა ტარიფის დადგენის “დანახარჯების პლიუს” პრინციპიდან “ინფლაციის მინუს” პრინციპზე. [3]

“დანახარჯების პლიუს” პრინციპს იყენებენ პოსტსაბჭოთა და აღმოსავლეთ ევროპის ქვეყნები. ელექტროენერჯის ტარიფის დადგენაში ამ მეთოდის გამოყენებას სერიოზული ნაკლოვანებები გააჩნია. ეს მეთოდი ანუ “დანახარჯების პლიუსი” თავის მხრივ ნიშნავს პროდუქციის თვითღირებულების დამატებით სტანდარტულ დანამატს მოგების დადგენილი ნორმის სახით. ტარიფის ფორმირებისას კომპანიები, საწარმოები ვალდებული არიან მარეგულირებელ კომპანიებს წარუდგინონ ანგარიშები ყველა დანახარჯების შესახებ. თავის მხრივ მარეგულირებელი ორგანო ამოწმებს მიღებულ ინფორმაციას და შესაბამისად ამტკიცებს ან უარყოფს მათ. ტარიფის დადგენაში ითვალისწინებს კომპანიების ყველა ხარჯს და ნორმატიულ მოგებას. [3]

ამ მიდგომის სერიოზული ნაკლი ისაა, რომ ენერგოკომპანიებისათვის ხელსაყრელი არ არის დანახარჯების შემცირება

და ამავე დროს მარეგულირებელ ორგანოს არ შეუძლია ზუსტად ასახოს დანახარჯების სიდიდე.

რაც შეეხება “ინფლაცია მინუსი” პრინციპს ის ითვალისწინებს ტარიფის ზრდას ინფლაციის ზრდაზე ნაკლები ტემპით, რისი კომპენსირებაც ხდება შრომის ნაყოფიერების ხარჯზე. [3,26] ამ შემთხვევაში აუცილებელია, რომ ინფლაციის დონის ცვალებადობის პროგნოზი მოხდეს ზუსტად, რადგან ტარიფის ჩამორჩენა რეალური ინფლაციისაგან წამგებიანია ენერგოკომპანიებისათვის. მიგვაჩნია რომ ტარიფის დადგენის ეს პრინციპი გაცილებით ეფექტურია, ვიდრე “დანახარჯები პლიუსი”.

საქართველოს ენერგეტიკის სისტემაში ამ მეთოდის გამოყენება, შექმნილი მდგომარეობის გამო შეუძლებელია. პირველ რიგში იმიტომ, რომ ელექტროენერჯის ყველაზე დიდი მომხმარებელს ეი-ი-ეს თელასს ტარიფი უმტკიცდება სახელშეკრულებო ვალდებულებების გათვალისწინებით რის გამოც, ტარიფის ზღვრული დონეების განსაზღვრა ხანგრძლივი პერიოდისათვის პრაქტიკულად შეუძლებელია.

მრავალი ქვეყნისათვის, ინტრესმოკლებული არ არის [31,33] შრომების ავტორთა მიერ შემოთავაზებული ტარიფის განსაზღვრის მეთოდები. მათი რეკომენდაციების არსი ისაა, რომ გაუქმდეს სუბსიდირება და ნაკლებად უზრუნველყოფილი მოსახლეობისათვის შეღავათების სტრატეგია უნდა შეიცვალოს ადრესული დახმარების სტრატეგიით, რათა მომხმარებელმა შეძლოს მოხმარებული ენერჯის საფასურის გადახდა.

აუცილებელია ასევე, რომ ტარიფების დადგენისას გათვალისწინებულ უნდა იყოს ქვეყნის სოციალურ-ეკონომიკური მდგომარეობა.

უნდა აღინიშნოს, რომ ბოლო პერიოდში ელექტროენერჯის ტარიფების დადგენის სრულყოფისადმი მრავალი მეცნიერული ნაშრომია მიძღვნილი:

[3] ნაშრომში განხილული არის ელექტროენერჯის ტარიფის დადგენის მსოფლიო გამოცდილება, ტარიფების დადგენის მეთოდოლოგია, მისი განსაზღვრის მეთოდები, ასევე ელექტროენერჯის ტარიფის ზრდაზე და შემცირებაზე მოქმედი ფაქტორები.

[8,10,12,13,15] შრომის ავტორების მიერ ტარიფის დადგენაში გამოყენებული არის მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური



მოდელები, რასაც საფუძვლად უდევს სრული ღირებულების პრინციპი, რაც გულისხმობს დროში ტარიფების ცვალებადობის აღწერას მაღალი სიზუსტით და ობიექტურობით.

[27,32] სტატიებში დასმულია ელექტროენერჯის ტარიფების გრძელვადიანი პერიოდისათვის დაგეგმვის ამოცანა და ნაჩვენებია მის გადაწყვეტის გზები. გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის დაგეგმვაში გამოყენებულია თანამედროვე ეკონომიკურ-მათემატიკური მოთოდები, რაც საშუალებას აძლევს ენერგეტიკულ კომპანიებს და ელექტროენერჯის მომხმარებლებს გადავიდნენ თავიანთი საქმიანობის გრძელვადიან დაგეგმვაზე, შეინარჩუნონ სიცოცხლისუნარიანობა, იმუშაონ და განვითარდნენ, უზრუნველყონ სამეურნეო საქმიანობის წარმართვისადმი კომპლექსური მიდგომა.

[22.23,29,32] ნაშრომების ანალიზმა აჩვენა, რომ მიზანშეწონილია ამაჟამად მოქმედი ენერგეტიკული ეფექტის ტოლობის შეცვლა მოხმარებითი ეფექტის ტოლობით. ესე იგი ეკონომიკაში ელექტროენერჯის გამოყენების ეკონომიკური ეფექტით, რომელშიც ასახული იქნება ელექტრომომარაგების საიმედოობის ცვალებადობა, ენერგოდაზოგვის პოლიტიკა და სხვა.

ცალკეულ კვლევებში [8.10.12] კვლევის ავტორებს ნაშრომებში გრძელვადიან პერიოდისათვის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების ზღვრული მაჩვენებლების შედარებით მაღალი სიზუსტით დადგენისათვის გამოყენებულია პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელი.

ელექტროენერჯის დადნისადმი მიძღვნილ ფუძემდებლურ ნაშრომში [1] ელექტროენერგეტიკა განხილულია, როგორც ბუნებრივი მონოპოლია და ნათქვამია, რომ ყოველგვარი მონოპოლიის პირობებში უგულებელყოფილია კონკურენცია, ჩამოყალიბებულია ელექტროენერჯის წარმოების, გადაცემა-დისტრიბუციის, სამომხმარებლო ტარიფების მეთოდოლოგია და მოცემულია საქართველოს ელექტროენერგეტიკის რესტრუქტურისა და პრივატიზაციის ეკონომიკური მექანიზმები.

დიდი ინტერესს იწვევს [16] მონოგრაფიაში „ელექტროენერჯის ტარიფების დადგენისა და რეგულირების მრავალვარიანტული მოდელი განუსაზღვრელობის პირობებში“ განხილულია ტარიფების, მისი დადგენის

მსოფლიო გამოცდილება და ახალი ტარიფის დადგენის მეთოდოლოგია, რაც არამკაფიო სიმრავლის მეთოდით არის წარმოდგენილი. დღეისათვის მსოფლიოში შემუშავებულია მრავალი მოდელი ელექტროენერჯის ტარიფის დადგენისა, ერთ-ერთი მათგანია არამკაფიო სიმრავლეთა თეორიის გამოყენება, რომელიც ძირითადად განუზღვრელობის პრინციპს ეყრდნობა, ამ მოდელის ანგარიშის დროს ტარიფის დადგენაში მონაწილე ყველა პარამეტრებს ეკუთვნება ზოგადი აღნიშვნები ( $x_1, x_2, \dots, x_n$ ).

თანამედროვე პირობებში საბაზრო ეკონომიკის განვითარებასთან ერთად იზრდება სათბობ-ენერგეტიკული კომპლექსის დარგების განვითარების სტრატეგიის დამუშავების აუცილებლობა [15].

პრობლემის გადაწყვეტის აქტუალობიდან გამომდინარე ელექტროენერჯის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების გრძელვადიანი პროგნოზირებისადმი მრავალი ცნობილი მეცნიერის ნაშრომია მიძღვნილი [15,43,44,45,46,48].

ამ კვლევებში ძირითადი აქცენტები გადატანილია პროგნოზირების სტატისტიკურ მეთოდებზე (ავტორეგრესიის მეთოდი, ფაქტორული ანალიზი, წრფივი ალგორითმი დაფუძნებული მომავლის განჭვრეტაზე უახლოესი წარსულის მონაცემების მიხედვით). ეს მეთოდები საშუალებას იძლევა განვსაზღვროთ ელექტროენერჯის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების ოდენობა, მივიღოთ პროგნოზის კარგი შედეგები სტაბილურ სიტუაციებში [46,48]. თუმცა ფაქტორების სიდიდეების მოულოდნელი მკვეთრი ცვლილებების დროს ასეთი მიდგომა არ იძლევა საშუალებას გავაკეთოთ სიტუაციის სწორი პროგნოზი, რაც განპირობებულია იმით, რომ ზოგიერთი ფაქტორი მკვეთრ გავლენას ახდენს ენეგოკომპანიების რეაბილიტაციის დროს განხორციელებული ინვეტიციების მოცულობა. ჩვენს ქვეყანაში ელექტროენერჯის ტარიფი პროგნოზის სირთულეს მნიშვნელოვანწილად განაპირობებს ანგარიშებში გამოსაყენებელი ინფორმაციის ხელმიუწვდელობა.

ტარიფების დადგენის პრინციპები მკაცრადაა რეგლამენტირებული საქართველოს კანონით "ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის" შესახებ, რომლის 43-ე მუხლი ცალსახად განსაზღვრავს, რომ კომისიის მიერ დადგენილი ტარიფები "შესაძლებლობას აძლევს ლიცენზიატებს დაფარონ თავიანთი ხარჯები, რომელიც მოიცავს ეკონომიკურად გამართლებულ ფასებში შექმნილი საწვავის ღირებულებას,

საექსპლოატაციო ხარჯებს, მიმდინარე და კაპიტალური რემონტის დანახარჯებს, საბრუნავი კაპიტალის სახით აღებული სესხების ძირითადი ნაწილისა და პროცენტის გადასახადებს. ამასთან, ტარიფი უნდა ითვალისწინებდეს კაპიტალდაბანდებათა ამონაგების კეთილგონიერ და სამართლიან დონეს, რომელიც საკმარისი უნდა იყოს დარგის რეაბილიტაციისა და განვითარების მიზნით ინვესტიციების მოსაზიდად", ე.ი. კანონითაა დადგენილი ტარიფში შესატანი კომპონენტების ჩამონათვალი რომელსაც ვერავინ ვერაფერს დაამატებს. სადაც მითითებულია, რომ ელექტროენერგეტიკული საწარმოების დანახარჯები (ფაქტიურად, ტარიფი მოგების და დანაკარგების გამოკლებით) გაიანგარიშება სათანადო საკალკულაციო მუხლების მიხედვით, რომელიც თავის მხრივ დადგენილია ფინანსთა სამინისტროს სპეციალური ინსტრუქციით და კონტროლდება შესაბამისი ორგანოების მიერ. ასე, რომ არც ერთი სხვა დანახარჯი, ვიდრე ამას ითვალისწინებს კანონი და მეთოდოლოგია, ტარიფების გაანგარიშებაში არ შესულა და ვერც შევიდოდა, მით უმეტეს ტარიფების დადგენის ღია პროცედურის დროს. [18]

დღეს როდესაც, საქართველოს ელექტროსექტორის თვისობრივად ახალ ეტაპზე გადასვლის დამახასიათებელი ნიშანია ელექტრომომარაგების სტაბილურობის და მომსახურების ხარისხის ამაღლება, აუცილებელია სატარიფო პოლიტიკაში ახალი მიდგომების დანერგვა. სემეკის მიერ ერთ-ერთ ასეთ მიდგომად მიღებულია წინასწარ განსაზღვრული ან ზედა ზღვრული ტარიფების შემოღება გრძელვადიანი პერიოდისათვის. საკითხის ასეთი სახით გადაწყვეტა მართებულია იმ შემთხვევაში თუ კომპლექსურად იქნება გამოკვლეული დროში ტარიფების სიდიდის შესაძლო ცვალებადობა და დადგენილ ზღვრულ ტარიფებში სწორად აისახება ელექტროენერჯის წარმოების და რეალიზაციის ხარჯები. უზრუნველყოფილ იქნება ენერგეტიკის განვითარების მაღალი ტემპები შედარებით დაბალი დანახარჯებით. [1,2,3]

როგორც ცნობილია, საქართველოში ელექტროენერჯის ტარიფის დადგენა სემეკ-ის შექმნამდე ხორციელდებოდა ეკონომიკის სამინისტროს, ხოლო ცალკეულ შემთხვევაში საქართველოს პრეზიდენტის და მთავრობის მიერ. [2,4,17]

ტარიფის დადგენისათვის მნიშვნელობა აქვს მიღებული ინფორმაციის განხილვას, ფასების დადგენის წესებსა და პროცედურების სწორ წარმართვას.

ელექტროენერჯის დადგენის წესები და პროცედურები განსაზღვრავს იმ აუცილებელ მოთხოვნებს, რომელსაც უნდა აკმაყოფილებდეს ელექტროენერჯის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციის, განაწილების და მოხმარების ფასების დასადგენად ელექტროენერჯეტიკის ყველა ლიცენზიატის და მომხმარებლის მიერ მარეგულირებელ ორგანოში წარდგენილი განაცხადი.

თითოეულ ქვეყანაში არსებული პირობებისა და დარგის განვითარების სხვადასხვა ეტაპზე შესაძლებელია გამოყენებულ იქნეს სხვადასხვა ტიპის ტარიფები. ანსხვაგვარ საბითუმო და საცალო ტარიფებს. საქონელი საბითუმო ტარიფით მიეყიდება საშუამავლო (დისტრიბუტორ) ორგანიზაციებს, რომლებიც შემდეგ საცალო ტარიფით აწვდიან მას უშუალოდ მომხმარებელს. ქვეყნის წინაშე მდგარი ამოცანებიდან და დარგის საფინანსო-ეკონომიკური და ტექნიკური მდგომარეობიდან გამომდინარე, ტარიფები შეიძლება იყოს მოკლევადიანი და გრძელვადიანი, ხოლო ცალკეულ შემთხვევებში – საფეხურებრივი, საშუალო და ზღვრული, სეზონური, პიკური, ზონური და სხვა. თითოეულის გამოყენება სხვადასხვა ქვეყანაში სხვადასხვაა.

საქართველოში, ისევე როგორც მსოფლიოს უმეტეს ქვეყანაში ელექტროენერჯის ტარიფის დადგენის მეთოდოლოგიური საფუძველია სრული ღირებულების პრინციპი. იგი შეიცავს სიმძლავრის საზღაურს თითოეული მომხმარებლის ენერგოსისტემის პიკურ დატვირთვაში წილის მიხედვით და თითოეული მომხმარებლისათვის ენერჯის მიწოდების ღირებულებას. აქვე სრულად უნდა აისახოს ელექტროენერჯის გადაცემისა და განაწილების ქსელში წარმოშეგებული კარგები.

ტარიფის დადგენის ამოსავალი პრინციპები განსაზღვრულია საქართველოს კანონით “ელექტრო ენერჯეტიკა და ბუნებრივი გაზის შესახებ”. მისი მიზანია ელექტროენერჯის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციის, განაწილების და მოხმარების ეფექტიანობის ამაღლება, ადგილობრივი ინვესტიციების მოზიდვა ელექტრო

ენერგეტიკული დარგის რეაბილიტაციისა და განვითარების მიზნით, ელექტრო ენერგეტიკულ ბაზარზე კონკურენციის უზრუნველყოფა.

სემეკ-ის მიერ 1998 წელს დამტკიცებული “საქართველოში ელექტროენერჯის დადგენის მეთოდოლოგიის” შესაბამისად ტარიფის განსაზღვრისას დაცული უნდა იყოს შემდეგი მოთხოვნები:

1. მომხმარებელი დაცული უნდა იყოს მონოპოლიური ფასებისაგან.
2. ლიცენზიატს შესაძლებლობა უნდა მისცეს დაფაროს თავის მომსახურების და ეკონომიკურად გამართლებული ხარჯები.
3. ტარიფი ხელს უნდა უწყობდეს დარგის ფინანსური შედეგის და ეკონომიკური ეფექტიანობის ზრდას.
4. იგი უნდა ითვალისწინებდეს სახელმწიფო პოლიტიკას ელექტროენერჯის მომხმარებელთა კატეგორიის პრიორიტეტების მიმართ და სატარიფო შედავათების სფეროში.
5. ტარიფში ასახული უნდა იყოს მომსახურების განსხვავებული ღირებულება. [1,2,3,4,11,17]

ტარიფის დადგენისას გათვალისწინებულია შემდეგი კრიტერიუმები: [3]

- ქვეყნის სოციალურ-ეკონომიკური მდგომარეობა;
- ფაქტიური და პროგნოზული ელექტრო – ბალანსი;
- ელექტრო სადგურის ტიპი, სიმძლავრე, გამომუშავებული ენერჯია;
- ელექტრო ენერგეტიკულ საწარმოთა ძირითადი ფონდების ნარჩენი (რეალური) ღირებულება;

- ქვეყანაში მოქმედი საგადასახადო სისტემა; აქედან გამომდინარე, საქართველოში არსებული

ელექტროენერჯის ტარიფების დადგენის მეთოდოლოგიის ასპექტში სრულყოფილად არის ასახული ელექტროენერჯის მომხმარებლის და ლიცენზიატის ინტერესები, ენერგეტიკული დარგის განვითარების ხელშემწყობი პირობები.

2011 წლამდე [11] ტარიფების დადგენას საფუძვლად ედო სრული ღირებულების პრინციპი. ელექტროენერჯის ტარიფები ერთმანეთისაგან განსხვავდებოდნენ მხოლოდ გაწეული ღირებულებით.

სემეკ-ს ტარიფების დადგენისას შეეძლო გამოიყენებინა აგრეთვე ინოვაციური სატარიფო მეთოდოლოგიები, რომლებიც ითვალისწინებს ფასთა ინდექსაციას, მოგების ინდექსაციას და სხვა ფაქტორებს.

საქართველოში მოქმედი ელექტროენერჯის ტარიფების დადგენის მეთოდოლოგიის ეფექტურობის, სამართლიანობისა და ქვეყნის ეკონომიკის განვითარებაზე მისი ზეგავლენის შეფასების მიზნით ჩატარებული ანალიზი გვიჩვენებს, რომ საქართველოში ელექტროენერჯის ტარიფის დადგენაში დაშვებულია არსებითი ხასიათის შეცდომები. ცალსახად შეიძლება ითქვას, რომ საქართველოში 2011 წლამდე მოქმედი ელექტროენერჯის ტარიფის მეთოდოლოგია სრულად ვერ ასახავდა სრული ღირებულების პრინციპზე დაფუძნებულ ცალკეულ კომპონენტებს.

ელექტროენერჯის ტარიფის განსაზღვრისათვის განსაკუთრებული მნიშვნელობა აქვს დარგის ძირითადი ფონდების სწორ შეფასებას და ასახავს ტარიფში. ძირითად ფონდები ტარიფში აისახება რამდენჯერმე მაგალითად: ძირითადი ფონდების ამორტიზაცია, ძირითადი ფონდების რემონტზე გაწეული ხარჯები, ძირითად ფონდებზე ამონაგები. სწორედ ძირითადი ფონდების ფაქტორმა განაპირობა საქართველოში ელექტროენერჯის ტარიფის გაზრდა. ტარიფის ზრდის ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი ფაქტორია ძირითადი ფონდების ამორტიზაციის ანარიცხები ანუ ნორმა, რომელიც მიღებულია საქართველოს ახალი საგადასახადო კოდექსით. იგი საკმაოდ მაღალია ადრინდელ ნორმებთან შედარებით. უკანასკნელ წლებში საწვავისა და სხვადასხვა მასალების გაძვირების გამო საკალკულაციო დანახარჯებში მნიშვნელოვნად გაიზარდა სარემონტო ხარჯების სიდიდე. ახალი საგადასახადო კანონის თანახმად, გამოქვითვას ექვემდებარება სარემონტო სამუშაოების ღირებულება არა უმეტეს ძირითადი ფონდების 5%. ეს თანხა სრულიად არასაკმარისია მათი ნორმალური ფუნქციონირებისათვის, რის გამოც სარემონტო ზღვრული თანხის გადამეტება ფონდამონაგებმა უნდა დაფაროს.

ელექტროენერჯის ტარიფში ძირითადი ფონდების სწორად ასახვაზე დიდ გავლენას ახდენს ქვეყანაში მოქმედი ამორტიზაციის ნორმები. გარკვეულ ინტერესს იწვევს საქართველოში ელექტროენერჯის მსხვილი მომხმარებლის, ე-ი-ეს თელასის ტარიფის დადგენის მართებულობის შესწავლა.

ტარიფის რეალური სიდიდის დადგენა მნიშვნელოვნად დამოკიდებულია ელექტროენერჯის დანაკარგების მოცულობაზე. მხედველობაშია მიღებული როგორც ტექნიკური, ისე კომერციული დანაკარგები. კონკრეტულად განვიხილოთ თითოეული მათგანის ზემოქმედება ტარიფზე. [2,3]

როგორც ცნობილია ტექნიკური დანაკარგები დაკავშირებულია ენერგოდანადგარებთან და მოწყობილობებთან. მაგალითად, აშშ-ში ტექნიკური დანაკარგი გათვალისწინებულია ტარიფში და მომხმარებელი იხდის დამატებით გადასახადს. ამ დანაკარგების საკომპენსაციო დადგენილი ოდენობით. [1]

ჩვეულებრივ მარეგულირებელი კომისია ადგენს ტექნიკური დანაკარგების ნორმატივს, რომელსაც იგი თვლის დასაბუთებულად. ელექტრო ენერჯის ტრანსპორტირების კარგები სხვადასხვა ქვეყანაში სხვადასხვაა.

რაც შეეხება კომერციულ დანაკარგებს ესაა დანაკარგებს გამოკლებული ტექნიკური დანაკარგები. კომერციული დანაკარგების გამომწვევი თითოეული მათგანი შეიძლება აღმოიფხვრას ენერგომომარაგების საწარმოს მიერ. უცხოეთის უმრავლეს ქვეყანაში, მათ შორის აშშ-ში, კომერციული დანაკარგები არ გაითვალისწინება ტარიფში, მაგრამ მას უშუალო გავლენა აქვს ენერგოკომპანიის ფინანსურ შედეგებზე.

ელექტროენერჯის ტარიფზე არსებით გავლენას ახდენს აგრეთვე, წლების განმავლობაში აფხაზეთისა და სამაჩაბლოსთვის ელექტროენერჯის უფასოდ და უკონტროლოდ მიწოდება. ხაზგასმით უნდა აღინიშნოს ისიც, რომ აფხაზეთისა და სამაჩაბლოში ელექტროენერჯის მიწოდებას ერთდროულად აწარმოებს როგორც რუსეთის, ისე საქართველოს ენერგოსისტემები. აუნაზღაურებელია ორივე მხარის მიერ მიწოდებული ელექტროენერჯის მოცულობები.

უდაო, რომ ქვეყანაში ელექტროენერჯიაზე ფასწარმოქმნის პოლიტიკაში გათვალისწინებული უნდა იქნეს მოსახლეობის სოციალური ფენების დაყოფის დონე და წარმოების განვითარების სტიმულირების პირობები.

კვლევებმა დაადასტურეს პირდაპირი კავშირი მოსახლეობის შემოსავლებისა და ტარიფის სიდიდეს შორის, გამოიკვეთა მკაფიო

კანონზომიერება: რაც მეტია შრომის ანაზღაურება მით ნაკლებია მოსახლეობის ელექტროენერჯის ტარიფის ფარდობა ხელფასის საათობრივ ანაზღაურებასთან.

აქედან შეიძლება დავასკვნათ, რომ მოსახლეობისათვის ტარიფის ზრდას თან უნდა სდევდეს ეკონომიკური ზრდის დინამიკა, ქვეყანაში ჩრდილოვანი სექტორის ხვედრითი წილისა და მოსახლეობის შემოსავლების დიფერენციაციის შემცირება.

ტარიფების ზრდა ზემოთ მოყვანილი პირობების გაუთვალისწინებლად, გამოიწვევს მოსახლეობის მხრიდან ელექტროენერჯის საფასურის გადაუხდელობის ზრდას.

საქართველოში სემეკის მიერ მიღებული ტარიფის დადგენის მეთოდოლოგიაში ეს ფაქტორები თეორიულ ასპექტში გათვალისწინებულია, ტარიფის რეალური სიდიდეების განსაზღვრისას კი იგნორირებულია.

ნაწილობრივ ზემოთ ჩამოყალიბებული ნაკლოვანებების აღმოფხვრა გათვალისწინებულია სემეკის 2011 წლის 8 ივლისის №8 დადგენილებაში „ელექტროენერჯის ტარიფის დადგენის მეთოდოლოგიის დამტკიცების შესახებ“. ამ მეთოდოლოგიას საფუძვლად უდევს საერთაშორისო პრაქტიკაში მიღებული ზღვრული ფასების მეთოდოლოგიის პრინციპი, რომელიც უზრუნველყოფს საწარმოს ფუნქციონირების ეფექტიანობის ზრდის სტიმულირებას, საწარმოს ხარჯების ოპტიმიზაციით. ამჟამად სემეკის მიერ ხორციელდება თანამედროვე მოთხოვნების შესაბამისი ელექტროენერჯის ტარიფების დადგენის ახალი მეთოდოლოგიის შემუშავება. [11]

[14] სემეკის 2013 წლის პრეზენტაციაში „სატარიფო მეთოდოლოგია და არსებული გამოწვევები“ საუბარია თითოეულ ქვეყანაში არსებული პირობებისა და დარგის განვითარების სხვადასხვა ეტაპზე შესაძლებელია გამოყენებულ იქნეს სხვადასხვა ტიპის ტარიფები. საბაზრო ეკონომიკის პირობებში, კონკურენტულ გარემოში, ფასი ყალიბდება მოთხოვნა-მიწოდების უნივერსალური კანონის საფუძველზე. ელექტროენერჯისა და გაზზე კი, როგორც ბუნებრივი მონოპოლიის დარგის პროდუქციაზე, ფასის (ჩვენ შემთხვევაში ტარიფის) დაწესება არსებითად განსხვავდება საბაზრო ეკონომიკის მექანიზმისაგან. აქ ფასწარმოქმნას სახელმწიფო არეგულირებს დამოუკიდებელი მარეგულირებელი ორგანოს (სემეკის) მეშვეობით, რომელიც შეიქმნა 1997 წლის 27 ივლისს, “საქართველოს



კანონი ელექტრო ენერგეტიკის შესახებ”. სემეკი აკორექტირებს ლიცენზიატების მიერ სატარიფო განაცხადებით წარმოდგენილ ტარიფებს და ამტკიცებს მათ.

საგულისხმოა, რომ [35] ნაშრომში განხილულია ტარიფის დადგენს მრავალი ვარიანტი, ამ მეთოდის ძირითად ნაკლს წარმოადგენს ის, რომ მასში არ არის გათვალისწინებული ტარიფის სიდიდეზე მოქმედი ფაქტორები და ინვესტირებული კაპიტალის გარანტირებული ამოღების ოდენობა.

ენერგეტიკაში შექმნილი ვითარების ანალიზი გვიჩვენებს, რომ ენერგეტიკული კომპლექსის სიცოცხლისუნარიანობის შესანარჩუნებლად და განვითარებისათვის სამეურნეო საქმიანობის ორგანიზაციისადმი კომპლექსური მიდგომის უზრუნველსაყოფად აუცილებელია ელექტროენერჯის ტარიფების გრძელვადიან რეგულირებაზე გადასვლა. სწორედ ამიტომ მსოფლიოს თითქმის ყველა მოწინავე ქვეყანა ახორციელებს ტარიფების 5-წლიანი ვადით რეგულირებას, RAB (ინვესტირებული კაპიტალის რეგულირების ბაზა)-ის მეთოდის გამოყენებით [24,25,27,30] რომელიც გულისხმობს ბუნებრივი მონოპოლიების ეკონომიკურ რეგულირებას, ინვესტირებული კაპიტალის ეკონომიკურად დასაბუთებული შემოსავლიანობის უზრუნველყოფის მეთოდს. ეს არის გრძელვადიანი ტარიფწარმოქმნის სისტემა, რომლის ძირითად მიზანს წარმოადგენს ინვესტიციების მოზიდვა ინფრასტრუქტურის გაფართოებასა და მოდერნიზაციაზე, RAB-ის რეგულირების ძირითადი პრინციპი მდგომარეობს იმაში, რომ ბუნებრივ მონოპოლიაში ინვესტირებულმა კაპიტალმა, უნდა მოიტანოს, როგორც მინიმუმ უკუგება, საკმარისი ახალი ინვესტიციების მოსაზიდად და საწარმოს განსავითარებლად, აგრეთვე იგი უნდა შეესაბამებოდეს ინვესტირების რისკის დონეს.

დასახელებულ ქვეყნებში ელექტროენერჯის ტარიფების რეგულირებას საფუძვლად უდევს პროდუქციის რეალიზაციიდან აუცილებელი მთლიანი ამონაგების ფორმირება. რეგულირების გრძელვადიანი პარამეტრებიდან გამომდინარე მასში ჩართული იქნება ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმის ანგარიში, აქტივების ღირებულებისა და ინვესტირებული კაპიტალის სიდიდის და

ანალოგიების მეთოდის გამოყენებით რეგულირების გრძელვადიანი პარამეტრების განსაზღვრის წესი.

ამ მეთოდით ელექტროენერჯის ტარიფები დგინდება გრძელვადიანი პერიოდისათვის, ცალ-ცალკე ყოველი ფინანსური წლისათვის. რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდში მომდევნო წლისათვის ტარიფები ყოველწლიურად კორექტირდება.

მსოფლიო პრაქტიკამ აჩვენა, რომ „დანახარჯების +“ სისტემასთან შედარებით, ელექტროენერჯიის ტარიფების რეგულირებას ელექტროქსელურ კომპლექსში RAB-ის მეთოდის საფუძველზე, აქვს მთელი რიგი უპირატესობები ელექტროენერჯის ლიცენზიატი ენერგეტიკული კომპანიებისათვის და მომხმარებლებისათვის [24,27]. ამ შემთხვევაში კომპანიები იღებენ ინვესტიციების დაბრუნების გარანტიას და შემოსავალს ინვესტიციებზე, საკმარისს კრედიტების მომსახურებისთვის და მოგების მისაღებად.

ელექტროენერჯის ლიცენზიატი ენერგეტიკული კომპანიების მუშაობის ეფექტიანობის ამაღლების სტიმულირების მიმართ RAB-ის მეთოდი პირდაპირ ითვალისწინებს საოპერაციო დანახარჯების ინდექსაციის პრინციპს მთელ გრძელვადიან პერიოდში, ხარჯების შემცირებით მიღებული ეფექტიანობის შენარჩუნებით. საოპერაციო ხარჯები ყოველწლიურად იზღუდება ეფექტიანობის ინდექსით, რომელიც დგინდება 1%-დან 2,5%-მდე. ამსახით საწარმოს ეძლევა დავალება იძულებით გაზარდოს ეფექტიანობა.[27,31]

მიუხედავად იმისა, რომ ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალური სიდიდის განსაზღვრაში RAB-ის მეთოდს სხვა ცნობილ მეთოდთან შედარებით გააჩნია მთელი რიგი უპირატესობები მისი გამოყენება დაკავშირებულია გარკვეულ სირთულეებთან. ის ფაქტი, რომ RAB-ის მეთოდით გრძელვადიან პერიოდისათვის დაგეგმილი ტარიფი საჭიროებს ყოველწლიურ გადაანგარიშებას და შესაბამისად გარკვეულ კორექტირებას, ყოველწლიურად ახალი ტარიფის დადგენისტოლფასია. ამით აზრი ეკარგება ტარიფების გრძელვადიან რეგულირებას. სერიოზულ ანალიზს საჭიროებს ბაზისური საოპერაციო ხარჯების ყოველწლიურად 1-2.5%-ით შემცირების აუცილებლობა. სპეციალური კვლევის საგანი უნდა გახდეს საოპერაციო ხარჯების, საამორტიზაციო ანარიცხების,

მარეგულირებელი ორგანოების მიერ არაკონტროლირებადი ხარჯების და ელექტროენერჯის დანაკარგებით გამოწვეული დამატებითი დანახარჯების გრძელვადიან პერიოდში ფორმირების საკითხი. მეცნიერულად უნდა დასაბუთდეს გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიების მიერ მის კუთვნილ ელექტრულ ქსელებში ელექტროენერჯის მოცულობები, რადგანაც ელექტროენერჯის ტარიფების ფორმირებაში, აუცილებელი მთლიანი ამონაგების პარამეტრებთან ერთად, გადამწყვეტი მნიშვნელობა ენიჭება აღნიშნულ პარამეტრების ოპტიმალურ დაგეგმვას. მოყვანილი ანალიზი აშკარად მიუთითებს იმაზე, რომ გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური რეგულირების პრობლემა ვერ გადაწყდება მხოლოდ ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის უზრუნველყოფის მეთოდით. ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირებისათვის აუცილებელია პროდუქციის რეალიზაციიდან მიღებული მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ყველა ეკონომიკური პარამეტრების მაღალი სიზუსტით პროგნოზული ზღვრული საგეგმო მაჩვენებლების და ელექტროენერჯის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის ქსელებში გატარებული სასარგებლო ელექტროენერჯის მოცულობების დადგენა.

გრძელვადიან პერიოდისათვის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების ზღვრული მაჩვენებლების შედარებით მაღალი სიზუსტით დადგენა შესაძლებელია პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელით. [8,10,12]

ამ მოდელით განსაზღვრული ზღვრული პროგნოზული პარამეტრების საფუძველზე დაანგარიშებულ აუცილებელ მთლიან ამონაგებში მაქსიმალურად იქნება გათვალისწინებული მის სიდიდეზე მოქმედ ფაქტორები, რაც საშუალებას იძლევა ოპტიმალურად დაიგეგმოს გრძელვადიან პერიოდში (5 წელი) ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი. ამასთან ტარიფის განუყოფელ ნაწილს უნდა წარმოადგენდეს მარეგულირებელი ორგანოს მიერ დამტკიცებული ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის განვითარების და ენერგოდაზოგვით პროგრამებთან შერწყმული 5 წლიანი საინვესტიციო პროგრამა და ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმა.

მოყვანილი ანალიზიდან ნათლად ჩანს, რომ ელექტროენერჯის ტარიფების გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების კრიტერიუმი უნდა ატარებდეს კომპლექსურ ხასიათს და იგი შეიძლება ჩამოყალიბდეს შემდეგნაირად.

მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დამტკიცებული ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიების გრძელვადიანი საინვესტიციო პროგრამის და ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმის ფარგლებში გრძელვადიან პერიოდში (5 წელი) უნდა დაიგეგმოს ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ისეთი სიდიდე, რომელშიც მაქსიმალურად იქნება გათვალისწინებული მითითებული ენერგოკომპანიის აუცილებელ მთლიანი ამონაგების სიდიდეზე მოქმედი ფაქტორები და უზრუნველყოფილი იქნება ინვესტირებული კაპიტალის დადგენილი შემოსავლიანობა.

მსოფლიოში ამჟამად მოქმედი, გრძელვადიანი პერიოდისათვის ტარიფების რეგულირების მეთოდების [24,36,39] ანალიზის შედეგად მივედით იმ დასკვნამდე, რომ ელექტროენერჯის ტარიფების გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების ზემოთ მითითებულ კრიტერიალური მოთხოვნების მაღალი ეფექტიანობით განხორციელება შესაძლებელია, პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელით [7,13,20,38,39,41] განსაზღვრული ელექტროენერჯის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების ზღვრული მაჩვენებლების და გრძელვადიანი ფასწარმოქმნის სისტემის, ინვესტირებული კაპიტალის ეკონომიკურად დასაბუთებული, შემოსავლიანობის უზრუნველყოფის, RAB-ის მეთოდის ძირითადი პრინციპების საფუძველზე, ჩამოყალიბებული ეკონომეტრიკული მოდელის მეშვეობით.

როგორც ზემოთ მოყვანილი ანალიზი გვიჩვენებს, მიუხედავად თეორიული ხასიათის შრომებისა, ამჟამად მოქმედი მეთოდები და მეთოდოლოგია სრულად ვერ განსაზღვრავს ელექტროენერჯის ტარიფის სწორ და სამართლიან დაგეგმვას და პროგნოზირებას.

აღნიშნულიდან გამომდინარე განსაკუთრებულ აქტუალობას იძენს ელექტროენერჯის წარმოების, გადაცემის, განაწილების და მოხმარების

ტარიფების გრძელვადიანი პერიოდისათვის ოპტიმალური დაგეგმვის ეკონომიკურ-მათემატიკური ისეთი მოდელის შემუშავება და რეალიზაცია, რომელიც მაქსიმალურად უზრუნველყოფს როგორც მომხმარებლის ასევე მიმწოდებლის ინტერესების გათვალისწინებას.

# 1. შედეგები და მათი განსჯა

## თავი I. საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილი ტარიფის გრძელვადიანი დაგეგმვა

დღეს როდესაც, საქართველოს ელექტროსექტორის თვისობრივად ახალ ეტაპზე გადასვლის დამახასიათებელი ნიშანია ელექტრომომარაგების სტაბილურობის და მომსახურების ხარისხის ამაღლება, აუცილებელია სატარიფო პოლიტიკაში ახალი მიდგომების დანერგვა. სემეკის მიერ ერთ-ერთ ასეთ მიდგომად მიღებულია წინასწარ განსაზღვრული ან ზედა ზღვრული ტარიფების შემოღება გრძელვადიანი პერიოდისათვის. საკითხის ასეთი სახით გადაწყვეტა მართებულია იმ შემთხვევაში თუ კომპლექსურად იქნება გამოკვლეული დროში ტარიფების სიდიდის შესაძლო ცვალებადობა და დადგენილ ზღვრულ ტარიფებში სწორად აისახება ელექტროენერგიის წარმოების და რეალიზაციის ხარჯები. უზრუნველყოფილ იქნება ენერგეტიკის განვითარების მაღალი ტემპები შედარებით დაბალი დანახარჯებით [1.2.3].

პრობლემის აქტუალობიდან გამომდინარე, განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია შესასყიდი ელექტროენერგიის ტარიფების პროგნოზირების მეთოდოლოგიის სრულყოფა და საპროგნოზო პერიოდში ტარიფის ისეთი სიდიდეების დადგენა, უზრუნველყოფს ელექტრული სადგურების მუშაობის რენტაბელობას და მიცემს მათ რეინვესტირების, ხოლო მომხმარებლებს ელექტროენერგიის მოხმარებასთან დაკავშირებული ხარჯების სწორად გათვლის საშუალებას. ამ ამოცანის გადაწყვეტა შესაძლებელია შესასყიდი ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილი ტარიფების მაღალი სიზუსტის პროგნოზირების პირობებში. დროის მიხედვით ტარიფების ცვალებადობის აღწერა მაღალი სიზუსტით და ობიექტურად, შესაძლებელია, სრული ღირებულების პრინციპის საფუძველზე, ტარიფების დადგენის მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელის გამოყენებით. [3,37]

საქართველოში ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილი ტარიფების პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელის

ფორმირებისათვის ჩატარდა კორელაციური ანალიზი. კორელაციური ანალიზისათვის მონაცემები აღებულია სათბობ-ენერგეტიკის სამინისტროს, სემეკის, სტატისტიკის დეპარტამენტის, ეროვნული ბანკის, სს “თელასის”, ესკოს, სსე-ს 2007-2011 წლების წლიური ანგარიშებიდან. [19]

კორელაციური მატრიცის შესადგენად გამოთვლილია შერჩევითი საშუალოები:  $\xi_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_j$  (1)  $\eta_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_j$  (1-2) და შერჩევითი საშუალო კვადრატული გადახრა  $S_{\xi_j}^2 = \sum_{i=1}^n \xi_j^2 - \sum_{i=1}^n (\xi_j)^2$  (1-3) და  $S_{\eta_j}^2 = \sum_{i=1}^n \eta_j^2 - \sum_{i=1}^n (\eta_j)^2$  (1-4) კორელაციის შერჩევითი კოეფიციენტი ტოლია:  $\rho_j = \frac{\sum_{i=1}^n x_j y_j - n \cdot \xi_j \cdot \eta_j}{n \cdot S_{\xi_j} \cdot S_{\eta_j}}$  (1-5) სადაც

$j$  – ფაქტორების ნომერი,  $I$  – წელი,  $n$  – წლების რაოდენობა,  $Y^{(i)}$  – საშუალოშეწონილი ტარიფი  $x_j^i$  – ფაქტორები. ანალიზის შედეგები მოცემულია ცხრილში №1-1.

ცხრილი (1-1)

საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილ ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების კორელაციური მატრიცა

| კორელაციის კოეფიციენტი                                       | ტარიფი    | ინფლაციის ზრდის ტემპი | შესასყიდი საბალანსო ელექტროენერჯის ღირებულების ხვედრითი წილი | თბოსადგურების წარმოებული ელექტროენერჯის ხვედრითი წილი |
|--|-----------|-----------------------|--|---|
| ტარიფი   | 1         | -0.571110089          | 0.950884599  | 0.955919309   |
| ინფლაციის ზრდის ტემპი  | -0.57111  | 1                     | 0.028031079  | 0.060858377   |
| შესასყიდი საბალანსო ელექტროენერჯის ღირებულების ხვედრითი წილი | 0.9508846 | -0.593876259          | 1  | 0.892460085   |
| თბოსადგურებიში წარმოებული ელექტროენერჯის ხვედრითი წილი       | 0.9559193 | -0.499610829          | 0.892460085  | 1   |

როგორც ცხრილიდან ჩანს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფზე მოქმედებენ ისეთი ფაქტორები, როგორცა: ინფლაციის ზრდის ტემპი, თბოსადგურების მიერ წარმოებული ელექტროენერჯის და შესასყიდი საბალანსო ელექტროენერჯის ღირებულების ხვედრითი წილი ტარიფში.

ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის სიდიდეები გამოთვლილია საქართველოში 2007-2011 წლებში რეალიზებული ელექტროენერჯის მოცულობის საწყისი ინფორმაციის და ცნობილი მეთოდოლოგიის საფუძველზე [4,21] შედეგები ასახულია ცხრილ №(1-2)-ში.

ცხრილი (1-2)

საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილ ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების საწყისი მონაცემები

| № | წელი | შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფი | ინფლაცია % | შესყიდული საბალანსო ელ.ენერჯის ღირებულების ხვედრითი წილი | თბოსადგურებში წარმოებული ელექტროენერჯის ხვედრითი წილი |
|---|------|---|------------|--|---|
|   |      | $Y^{(i)}$                                       | $x_1^i$    | $x_2^i$  | $x_3^i$   |
| 1 | 2007 | 3.54  | 110        | 1.1  | 18,1  |
| 2 | 2008 | 3.32  | 105.5      | 1.2  | 15,1  |
| 3 | 2009 | 3.18  | 103        | 0.9  | 11,8  |
| 4 | 2010 | 2.86  | 111.2      | 0.8  | 6,7   |
| 5 | 2011 | 4.1   | 102        | 1.6  | 21,9  |

ამ ცხრილში შეტანილი გენერაციის საშუალო შეწონილი ტარიფის სიდიდეები გამოთვლილია ცნობილი მეთოდოლოგიით [4]. საქართველოში 2007- 2011 წლებში რეალიზებული ელექტროენერჯის წარმოების მოცულობის შესახებ სტატისტიკური მონაცემების საფუძველზე [9].



რეალიზებული ელექტროენერჯის წარმოების მოცულობის შესახებ  
სტატისტიკური მონაცემები (2007-2011 წ.წ)

| ელექტროენერჯის<br>წარმოების წყაროების<br>დასახელება | ელექტროენერჯის<br>ტარიფი | 2011   | 2010           | 2009          | 2008           | 2007          |
|---|--------------------------|--|----------------|---------------|----------------|---------------|
|   |                          | შესასყიდი ელექტროენერჯის რაოდენობა<br>(მლნკვტსთ) |                |               |                |               |
| <b>სულ გამოძევა</b>                                 |                          | <b>10104.508</b>                                 | <b>10057.7</b> | <b>8407.7</b> | <b>8450.5</b>  | <b>8345.7</b> |
| <b>თბოსადგურები სულ</b>                             |                          | <b>2212.052</b>                                  | <b>682.751</b> | <b>990.7</b>  | <b>1281.49</b> | <b>1514.5</b> |
| - მტკვარი   | 8.092                    | 1337.608   | 570.456        | 708.3         | 492.375        | 1024.3        |
| - ჯიფაუერი  | 8.48                     | 88.349   |                |               |                |               |
| - თბილსრესი   | 9.134                    | 785.795  | 95.9092        | 230.3         | 662.444        | 364.2         |
| - ტყიბულის თეს                                      | 9                        | 0.300  |                |               |                |               |
| - ენერჯი-ინვესტი                                    | 9                        |  | 16.3861        | 52.2          | 126.666        | 126.0         |
| <b>ჰიდროსადგურები სულ</b>                           |                          | <b>7892.456</b>                                  | <b>9374.9</b>  | <b>7417.0</b> | <b>7169.01</b> | <b>6831.2</b> |
| <b>მ.შ. მარეგულირებელი</b>                          |                          | <b>5217.508</b>                                  | <b>6525.37</b> | <b>4737.5</b> | <b>4997.77</b> | <b>4508.1</b> |
| - ენგურჰესი   | 1.187                    | 3257.591   | 4300.86        | 2956.1        | 3129.74        | 2903.5        |
| - ვარდნილჰესი                                       | 1.17                     | 588.265  | 731.555        | 546.3         | 560.992        | 507.4         |
| - ხრამი-1   | 2.3                      | 298.648  | 297.26         | 227.7         | 220.472        | 243.2         |
| - ხრამი-2   | 3.5                      | 409.803  | 385.488        | 325.8         | 347.156        | 184.5         |
| - შაორჰესი  | 3.82                     | 109.956  | 123.168        | 102.9         | 131.327        | 136.3         |
| - ძეგრულჰესი  | 3                        | 147.240  | 160.571        | 92.0          | 132.658        | 126.5         |
| - მუნღეიკ-ჯორჯია                                    | 3                        |  |                | 30.6          | 60.449         | 35.0          |
| - უინვალჰესი  | 1.83                     | 406.004  | 526.469        | 456.1         | 414.976        | 371.6         |
| <b>მ.შ. სეზონური</b>                                |                          | <b>2379.267</b>                                  | <b>2532.51</b> | <b>2421.3</b> | <b>2044.92</b> | <b>2215.5</b> |
| = ვარციხეჰესი                                       | 1.25                     | 884.890  | 814.466        | 798.4         | 763.44         | 763.3         |
| - რიონჰესი  | 3.5                      | 273.051  | 319.068        | 235.8         | 159.728        | 289.6         |
| - გუმათჰესი   | 3.64                     | 268.523  | 321.982        | 309.5         | 236.123        | 232.5         |
| - ლაჯანურჰესი                                       | 3.8                      | 350.890  | 423.172        | 419.9         | 343.987        | 279.0         |
| - ბუჟაჰესი  | 2.17                     |  |                |               | 59.1237        | 53.8          |
| - აწჰესი  | 3.85                     | 70.914   | 44.5012        | 80.0          | 54.4599        | 81.3          |
| - ჩითახევიჰესი                                      | 1.83                     | 109.388  | 111.891        | 113.4         | 89.2103        | 112.2         |
| - ზაჰესი  | 1.42                     | 151.578  | 202.106        | 200.5         | 134.294        | 162.0         |
| - ორთაჭალაჰესი                                      | 2.5                      | 84.316   | 96.9988        | 96.8          | 79.6285        | 79.8          |
| - თეთრიხევიჰესი                                     | 1.28                     |  |                |               | 12.5991        | 25.6          |
| - საცხენჰესი  | 2.33                     | 62.621   | 57.2037        | 28.8          | 17.9443        | 34.6          |
| - ხადორჰესი   | 8.75                     | 123.096  | 141.123        | 138.2         | 94.3835        | 101.7         |
| <b>მ.შ. დერეგულირებული</b>                          |                          | <b>295.681</b>                                   | <b>317.019</b> | <b>258.2</b>  | <b>126.32</b>  | <b>107.5</b>  |
| - თეთრიხევიჰესი                                     | 1.28                     | 39.001   | 35.9913        | 18.8          |                |               |
| - ბუჟაჰესი  | 2.17                     | 63.950   | 60.8333        | 60.7          |                |               |

|                     |      |                |                |              |                |              |
|---------------------|------|----------------|----------------|--------------|----------------|--------------|
| - სიონჭესი          | 2.33 | 30.277         | 32.368         | 15.5         | 10.0872        | 15.6         |
| - მარტყოფჭესი       | 2.5  | 9.528          | 8.68449        | 3.7          | 2.67437        | 6.1          |
| - ალაზანჭესი        | 2.33 | 12.989         | 29.0667        | 26.2         | 24.5031        | 11.9         |
| - აბჭესი            | 2.5  | 5.460          | 5.01149        | 3.5          | 2.81285        | 1.5          |
| - ალგეთაჭესი        | 2.5  | 4.220          | 3.50952        | 0.6          | 0.22683        | 1.8          |
| - ჩალაჭესი          | 2.5  | 4.313          | 3.99931        | 4.3          | 4.43895        | 5.1          |
| - ჩხორჭესი          | 2.5  | 15.541         | 21.8394        | 22.1         | 7.42491        | 0.0          |
| - დაშბაში           | 2.5  | 8.945          | 7.22789        | 5.6          | 6.28428        | 3.6          |
| - ინწობაჭესი        | 5.17 | 5.839          | 4.84323        | 2.2          | 4.52639        | 3.8          |
| - კაბალჭესი         | 4.17 | 5.396          | 6.09844        | 5.0          | 1.65538        | 0.0          |
| - მაშავერაჭესი      | 2.5  | 2.453          | 2.03565        | 1.6          | 1.14639        | 1.5          |
| - მისაქციელი ენტო   | 2.5  | 8.235          | 7.62986        | 6.4          | 6.7665         | 7.0          |
| - რიცეულაჭესი       | 2.5  | 26.705         | 29.6078        | 27.2         | 22.4456        | 25.1         |
| - სქურჭესი          | 2.5  | 3.860          | 3.05872        | 3.6          | 2.79296        | 2.8          |
| - ტირიფონჭესი       | 2.5  | 4.373          | 8.41118        | 9.1          | 4.68606        | 8.0          |
| - ხერთვისიჭესი      | 2.5  | 1.726          | 0.61398        | 0.3          | 0.32505        | 0.7          |
| - ბაკური(მაჭახელა)  | 2.5  | 6.710          | 6.57594        | 7.7          | 7.80984        | 7.8          |
| - კეხვიჭესი         | 2.5  | 0.000          | 0              | 0.0          | 0.82477        | 0.8          |
| - ყაზბევიჭესი       | 2.5  | 1.657          | 1.60523        | 1.3          | 1.02993        | 0.9          |
| - ენერგეტიკი(ახალქ) | 2.5  | 0.859          | 1.1202         | 0.6          | 0.8678         | 0.7          |
| - ღორეშაჭესი        | 2.5  | 0.000          | 0              | 0.0          | 0              | 0.0          |
| - იგოეთიჭესი        | 2.5  | 0.567          | 3.37356        | 4.0          | 6.29264        | 2.1          |
| - დმანისიჭესი       | 2.5  | 0.000          | 1.00529        | 1.1          | 1.04073        | 0.2          |
| - სანალიაჭესი       | 2.5  | 3.054          | 3.11876        | 4.9          | 3.77304        | 0.7          |
| - აჭიჭესი           | 2.5  | 3.623          | 4.86155        | 4.5          | 1.27337        |              |
| - კინკიშაჭესი       | 2.5  | 2.041          | 1.47219        | 1.5          | 0.20187        |              |
| - კახარეთიჭესი      | 2.5  | 9.591          | 10.4728        | 9.0          | 0.40967        | 0.0          |
| - სულორიჭესი        | 2.5  | 2.156          | 2.93382        | 2.8          |                |              |
| - ოკამიჭესი         | 2.5  | 1.002          | 2.31544        | 3.1          |                |              |
| - ბოლდოდაჭესი       | 2.5  | 3.517          | 4.64717        | 1.3          |                |              |
| ზვრეთიჭესი          | 2.5  | 0.945          |                | 0.1          |                |              |
| რუსთავჭესი          | 2.5  | 3.207          |                |              |                |              |
| ფშაველაჭესი         | 2.5  | 0.926          |                |              |                |              |
| მინი ჰესი „ხადორი“  | 8.75 | 3.017          |                |              |                |              |
| <b>იმპორტი სულ</b>  |      | <b>470.977</b> | <b>222.075</b> | <b>254.8</b> | <b>649.049</b> | <b>433.3</b> |
| - რუსეთიდან         |      | 447.554        | 211.937        | 223.3        | 560.123        | 176.8        |
| - აზერბაიჯანიდან    |      | 23.420         | 10.1379        | 31.5         | 34.6338        | 107.4        |
| - სომხეთიდან        |      | 0.000          | 0              | 0.0          | 0              | 0.0          |
| - თურქეთიდან        |      | 0.003          | 0.00014        | 0.0          | 54.2923        | 149.0        |

იმის გათვალისწინებით, რომ 2010 წელს ენგურჭესის გამომუშავებამ ქვეყანაში წარმოებული ელექტროენერჯის 40% -ს გადააჭარბა, ხოლო

ელექტროენერჯის მოხმარების ზრდამ საშუალოდ 8%-ს მიაღწია. საქართველოში ელექტროენერჯიაზე მოთხოვნის დაკმაყოფილება შესაძლებელია ახალი სიმძლევრების ექსპლუატაციაში შეყვანის, თბოსადგურებზე ელექტროენერჯის გამომუშავების ან იმპორტის გაზრდის ხარჯზე, პროგნოზირებაში აუცილებელია გამოყენებული იყოს ფიქტიური ცვლადის ფაქტორი. ფიქტიური ცვლადის პარამეტრები მოცემულია ცხრილ №4-ში.

აღნიშნულის გათვალისწინებით ელექტროენერჯეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი ზოგად ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელს ექნება სახე:

$$Y^i = a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3 + a_4x_4 + b \quad (1-6)$$

სადაც

$Y^i$  – შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფია (თეთრი/კვტ.სთ) (i) წელიწადს

$a_1$  - ინფლაციის საშუალო წლიური ზრდის ტემპი (%) (i) წელიწადს

$a_2$  - შესყიდული საბაღანსო ელ.ენერჯის ღირებულების ხვედრითი წილის ზრდის ტემპი

$a_3$  - თბოსადგურებში გამომუშავებული ელექტროენერჯის ხვედრითი წილის ზრდის ტემპი

$a_4$  – ფიქტიური ცვლადის ზრდის ტემპი

$b$  – თავისუფალი წევრია

$a_1, a_2, a_3, a_4$  - რეგრესიის კოეფიციენტებია, რომლებიც გვიჩვენებენ სხვადასხვა ფაქტორების ფიქსირებული მნიშვნელობის დროს შესაბამისი ფაქტორის გავლენის ხარისხს საპროგნოზო მანქვენებლებზე.

$I = 1, \dots, n$  წელი

რეგრესიის კოეფიციენტის გამოსათვლელ განტოლებათა სისტემა იქნება:

$$\begin{aligned} a_1x_1^1 + a_2x_2^1 + a_3x_3^1 &= Y^i - b \\ a_1x_1^2 + a_2x_2^2 + a_3x_3^2 &= Y^i - b \\ a_1x_1^3 + a_2x_2^3 + a_3x_3^3 &= Y^i - b \\ a_1x_1^4 + a_2x_2^4 + a_3x_3^4 &= Y^i - b \\ a_1x_1^5 + a_2x_2^5 + a_3x_3^5 &= Y^i - b \end{aligned} \quad (1-7)$$

თუ (1-7) განტოლებათა სისტემაში ჩავსვავთ ცხრილ №(1-1)-ში მოცემულ ფაქტორების სიდიდეებს, მისი ამოხსნის შედეგად მივიღებთ რეგრესიის კოეფიციენტების შემდეგ მნიშვნელობებს:

$$a_1=-0.439 \quad a_2=-0.51123 \quad a_3=0.122 \quad a_4=0.612 \quad b=6.722$$

ამ კოეფიციენტების გათვალისწინებით საქართველოში ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალო შეწონილი ტარიფის პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელი გამოისახება შემდეგი ფორმულით:

$$Y_{\text{პნ}}=-0.439x_1-0.51123x_2+ 0.122x_3+0.612 x_4+6.722 \quad (1-8)$$

შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზირებისათვის აუცილებელია ეკონომიკურ-მათემატიკურ მოდელში შემავალი თითოეული ფაქტორის პროგნოზირება. ამ ფაქტორების სიდიდეების ცვალებადობის პროგნოზი ჩატარებულია ავტორეგრესიული მოდელით. მაქსიმალური დამაჯერებლობის კრიტერიუმის და Excel კომპიუტერული პროგრამის მიხედვით, ინფლაციის ზრდის ტემპების, თბოსადგურებში წარმოებული ელექტროენერჯის ხვედრითი წილის, ესკოს მიერ შესყიდული ელექტროენერჯის ღირებულების ხვედრითი წილის პროგნოზირების ავტორეგრესიული მოდელები მიიღებენ ცხრილ №(1-4)-ში მოცემულ სახეს.

ცხრილი (1-4)

შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილ ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების მოდელები

| დასახელება   | ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელები                 |
|--|--|
| ინფლაციის ზრდის ტემპი                                    | $Y = -0.75148*Y^{-1}+(-0.36035)*Y^{-2}+225.9248$ |
| თბოსადგურების წარმოებული ელექტროენერჯის ხვედრითი წილი    | $Y =0.3596*Y^{-1}-0.3517*Y^{-2}+16.3558$         |
| შესყიდული საბალანსო ელ.ენერჯის ღირებულების ხვედრითი წილი | $Y =0.3283*Y^{-1}-0.1267*Y^{-2}+1.009$           |

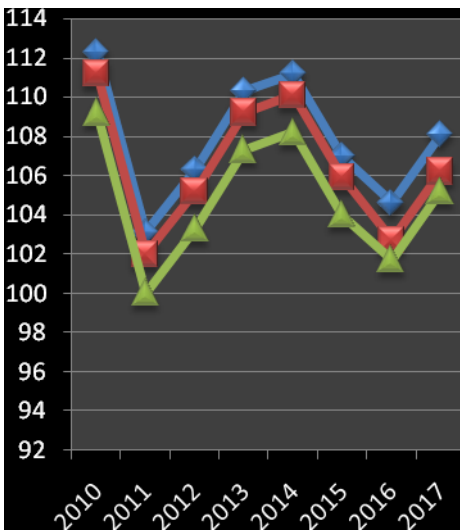
ცხრილ №(1-4)ში ნახვენები ავტორეგრესიული მოდელით შესრულებულია საშუალოშეწონილი ტარიფებზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზი, მათი ქვედა და ზედა ზღვრების ჩვენებით მოცემულია ცხრილ №(1-4)ში

ცხრილი (1-5)

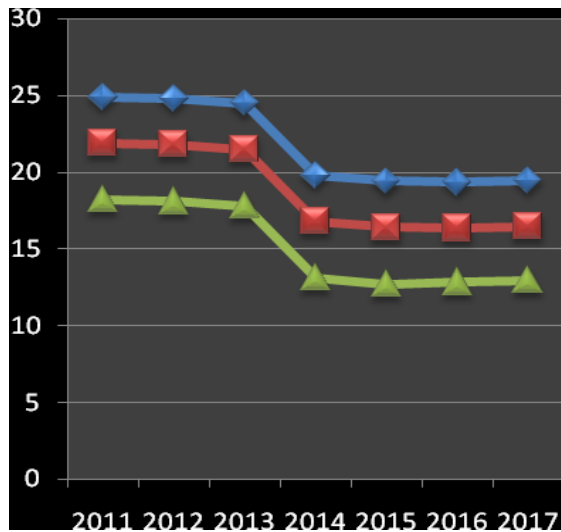
საქართველოში შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილ ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების საშუალოვადიანი პროგნოზი

| წელი  |              | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  |
|---|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| ინფლაცია %  | ზედა ზღვარი  | 111,1 | 106,6 | 104,1 | 112,3 | 103,1 | 106,3 | 110,3 | 111,2 | 107,0 | 104,6 | 108,1 |
|   |              | 110,0 | 105,5 | 103,0 | 111,2 | 102,0 | 105,2 | 109,2 | 110,1 | 105,9 | 102,7 | 106,2 |
|   | ქვედა ზღვარი | 108,0 | 103,5 | 101,0 | 109,2 | 100,0 | 103,3 | 107,3 | 108,2 | 104,0 | 101,7 | 105,2 |
| თბოსადგურების ხვედრითი წილი %                             | ზედა ზღვარი  | 21,1  | 18,1  | 14,8  | 9,7   | 24,9  | 24,8  | 24,5  | 19,8  | 19,4  | 19,34 | 19,47 |
|   |              | 18,1  | 15,1  | 11,8  | 6,7   | 21,9  | 21,8  | 21,5  | 16,8  | 16,4  | 16,34 | 16,47 |
|   | ქვედა ზღვარი | 14,4  | 11,4  | 8,1   | 3,0   | 18,2  | 18,1  | 17,8  | 13,1  | 12,7  | 12,84 | 12,97 |
| შესყიდული საბაზლანსო ელ-ენერჯის ღირებულების ხვედრითი წილი | ზედა ზღვარი  | 1,8   | 1,65  | 1,74  | 1,48  | 1,53  | 1,49  | 1,46  | 1,8   | 1,65  | 1,74  | 1,48  |
|   |              | 1,6   | 1,45  | 1,54  | 1,28  | 1,33  | 1,29  | 1,26  | 1,6   | 1,45  | 1,54  | 1,28  |
|   | ქვედა ზღვარი | 1,4   | 1,25  | 1,34  | 1,08  | 1,13  | 1,09  | 1,06  | 1,4   | 1,25  | 1,34  | 1,08  |
| ფიქტიური ცვლადი   |              | 0     | 0     | 0     | 1     | 0     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     |

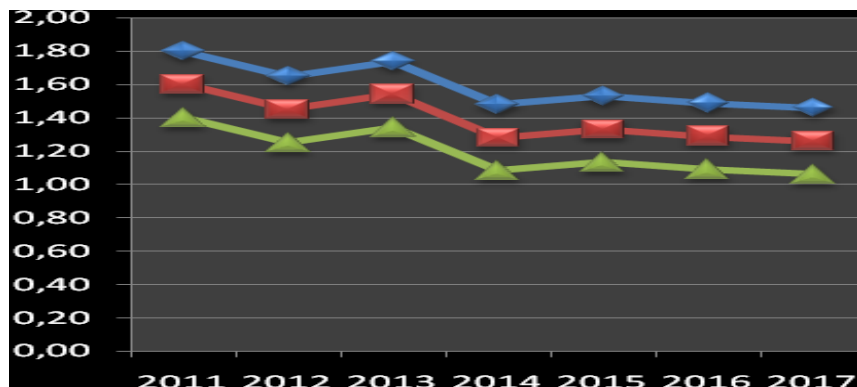
ცხრილ №(1-5)-ის მონაცემების მიხედვით აგებულია შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილ ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების გრაფიკები (იხ. სურ. №1, №2, №3)



სურ. №(1-1) ინფლაცია დინამიკა და პროგნოზი 2010-2017წწ



სურ. №(1-2) თბოსადგურის ხვედრითი წილის დინამიკა და პროგნოზი 2011-2017წწ



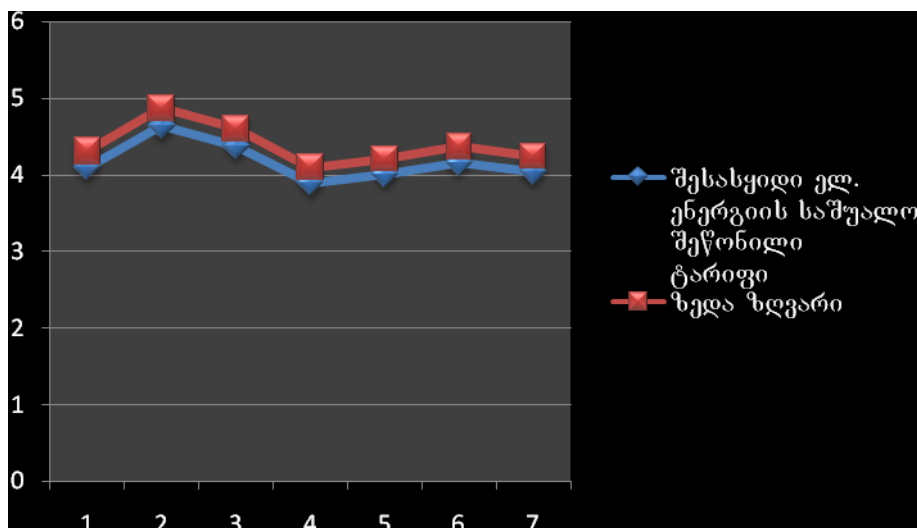
სურ. №(1-3) საშუალოშეწონილ ტარიფში შესყიდული საბაღანსო ელექტროენერჯის ღირებულების ხვედრითი წილის დინამიკა და პროგნოზი 2011-2017წწ

(1-8) ფორმულაში ცხრილ №(1-5)-ში ასახული მონაცემების შეტანით მიღებულია 2011-2015 წლების საქართველოს ელექტროენერჯეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის საპროგნოზო პარამეტრები, რომელთა მნიშვნელობები ზედა ზღვრების ჩვენებებით ასახულია ცხრილ №(1-6)-ში.

საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის  
საშუალოშეწონილი ტარიფის საპროგნოზო პარამეტრები

| წელი  | 2011  | 2012     | 2013     | 2014     | 2015     | 2016    | 2017     |
|---|-------|----------|----------|----------|----------|---------|----------|
| შესასყიდი ელ. ენერჯის საშუალო შეწონილი ტარიფი | 4,1   | 4,636023 | 4,377681 | 3,896862 | 4,006896 | 4,1606  | 4,0381   |
| ზედა ზღვარი                                   | 4,305 | 4,86782  | 4,59657  | 4,09171  | 4,20724  | 4,36863 | 4,240005 |

ცხრილ (1-6)-ში მოცემული მონაცემებით აგებულია საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზის გრაფიკი (იხ. სურ. №1-4)



სურ. №(1-4) საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზი (2011-2017წწ)

1. დასკვნა

- ჩატარებული კვლევებით, დადგენილია საქართველოში ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფზე მოქმედი ფაქტორები. ამ ფაქტორების გათვალისწინებით შემუშავებულია საქართველოში ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის

საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელი. ამ მოდელით საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზული პარამეტრების გამოსათვლელად, ავტორგერესული მოდელის გამოყენებით მიღებულია ფაქტორების საპროგნოზო პარამეტრები, შესაბამისად განსაზღვრულია რეგრესიის კოეფიციენტები და შესრულებულია ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილი ტარიფის ცვალებადობის (2012-2017) პროგნოზი.

- საქართველოში ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზირების შემოთავაზებული მეთოდიკა საშუალებას იძლევა ხუთ წლიანი პერიოდის ფარგლებში მაღალი სიზუსტით განხორციელდეს აღნიშნული ტარიფების სიდიდეების ცვალებადობის პროგნოზი.



## თავი II. ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირება

### შესავალი

დღეს მსოფლიოს თითქმის ყველა განვითარებული ქვეყანა გადასულია ელექტროენერჯის ტარიფების გრძელვადიანი პერიოდისათვის დაგეგმვაზე. დასავლეთ ევროპის ქვეყნები: კანადა, აშშ, ავსტრალია, ჩეხეთი, სლოვაკეთი, უნგრეთი, პოლონეთი, ბულგარეთი და მთელი რიგი სხვა ქვეყნები ელექტროენერჯის ტარიფების დაგეგმვას ახორციელებენ 5 წლიანი პერიოდისათვის. [28,32] ელექტროენერჯის ტარიფების დაგეგმვისადმი ასეთი მიდგომა საშუალებას აძლევს ენერგეტიკულ კომპანიებს და ელექტროენერჯის მომხმარებლებს გადავიდნენ თავიანთი საქმიანობის გრძელვადიან დაგეგმვაზე, შეინარჩუნონ სიცოცხლისუნარიანობა, იმუშაონ და განვითარდნენ, უზრუნველყონ სამეურნეო საქმიანობის წარმართვისადმი კომპლექსური მიდგომა. გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფების დაგეგმვა განსაკუთრებით აქტუალურია ელექტროენერგეტიკული სისტემისათვის.

ჩვენის აზრით, დასმული პრობლემის თანამედროვე მოთხოვნების დონეზე გადაწყვეტა შესაძლებელია, ტარიფების პროგნოზული პარამეტრების მაღალი სიზუსტით განსაზღვრულ პირობებში, ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის სიდიდეზე მოქმედი ყველა შესაძლო ფაქტორის გათვალისწინებით. ამ გზით მიღებული ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის პროგნოზული პარამეტრები უნდა დაედოს საფუძვლად გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალურ დაგეგმვას. სწორედ ამიტომ, წარმოდგენილი კვლევა ეძღვნება ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის გრძელვადიანი პერიოდისათვის ოპტიმალურ დაგეგმვას.

### 2.1 გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა

ელექტროენერჯის გრძელვადიან პერიოდში ტარიფების დაგეგმვისადმი მიძღვნილი კვლევების ანალიზი გვიჩვენებს, რომ ამ

პრობლემის კვლევებით დაკავებულ მეცნიერთა ნაწილი [9,10,23,43] ტარიფების გრძელვადიან პერიოდში დაგეგმვაში, სხვა ცნობილ მეთოდებთან შედარებით, უპირატესობას ანიჭებენ მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელის გამოყენებას. ეს მოდელი ხასიათდება მაღალი სანდოობით და სიზუსტით. თუმცა, ვინაიდან ტარიფის სიდიდეზე მოქმედი ფაქტორების რაოდენობა იზღუდება წინა წლების სტატიკური მონაცემებით, ამ მოდელით ტარიფების გრძელვადიან პერიოდისათვის დაგეგმვა დაკავშირებულია გარკვეულ სირთულეებთან. არსებული სირთულეების გადალახვა შესაძლებელია ხელოვნური ნეირონული ქსელების მეშვეობით გრძელვადიან პერიოდისათვის ტარიფების დაგეგმვის განხორციელებაში [1]. ხელოვნური ნეირონული ქსელები საშუალებას იძლევა სტატიკური მონაცემების შეზღუდული რაოდენობის პირობებში, ტარიფის სიდიდეზე მოქმედი ფაქტორების მაქსიმალური რაოდენობის გათვალისწინებით მიღწეულ იქნას პროგნოზირების შედეგების მაღალი სიზუსტე.

აღნიშნულიდან გამომდინარე, ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის დაგეგმვისადმი მიდგომა უნდა ატარებდეს კომპლექსურ ხასიათს. რაც გულისხმობს ამოცანის გადაწყვეტას პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელით. ამ მოდელით ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის გრძელვადიანი პერიოდისათვის დაგეგმვის განხორციელება უზრუნველყოფს საგეგმო პარამეტრების განსაზღვრის მაღალ სიზუსტეს და სანდოობას.

პროგნოზირების მრავალფაქტორიან მოდელთან ერთად ხელოვნური ნეირონული ქსელების გამოყენება იმით არის განპირობებული, რომ 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 დამოკიდებულებით შეიცვალოს თავისი ქცევა და ცოდნა.

გადაცემის ზღვრულ ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების დადგენის მიზნით ჩატარებულ იქნა ექსპერტული ანალიზი, ანალიზის შედეგების მიხედვით შეირჩა შესაძლო ფაქტორების ნუსხა, რომელიც მოცემულია ცხრილ №(2-1)-ში.

ცხრილი (2-1)

ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის სიდიდეზე  
მოქმედი შესაძლო ფაქტორები

| №  | ფაქტორი                                   | აღნიშვნა        | შენიშვნა                  |
|----|---|-----------------|---------------------------|
| 1  | 2007 წელს ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი | X <sub>1</sub>  | თეთრი. კვტ. სთ            |
| 2  | 2008 წელს ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი | X <sub>2</sub>  | თეთრი. კვტ. სთ            |
| 3  | 2009 წელს ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი | X <sub>3</sub>  | თეთრი. კვტ. სთ            |
| 4  | 2010 წელს ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი | X <sub>4</sub>  | თეთრი. კვტ. სთ            |
| 5  | 2011 წელს ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი | X <sub>5</sub>  | თეთრი. კვტ. სთ            |
| 6  | ინფლაციის ზრდის ტემპი                     | X <sub>6</sub>  | %                         |
| 7  | საამორტიზაციო ანარიცხები                  | X <sub>7</sub>  | ათასი ლარი<br>1 კვტ სთ-ზე |
| 8  | საოპერაციო ხარჯები                        | X <sub>8</sub>  | ათასი ლარი<br>1 კვტ სთ-ზე |
| 9  | ინვესტირებული კაპიტარლის ფონდამონაგები    | X <sub>9</sub>  | ათასი ლარი<br>1 კვტ სთ-ზე |
| 10 | გადასახადები                              | X <sub>10</sub> | ათასი ლარი<br>1 კვტ სთ-ზე |
| 11 | ელექტროენერჯის დანაკარგები                | X <sub>11</sub> | ათასი ლარი<br>1 კვტ სთ-ზე |

ცხრილ №(2-1)-ში მოცემული გადაცემის ტარიფზე მოქმედი სავარაუდო ფაქტორების დაზუსტებისათვის მიზნით სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის“ მუშაობის ტექნიკო-ეკონომიკური მაჩვენებლების ცხრილ №(2-2)-ში ასახული სტატისტიკური მონაცემების

საფუძველზე ცნობილი მეთოდით [3,4] ჩატარდა კორელაციური ანალიზი. კორელაციური ანალიზისათვის საწყისი ინფორმაცია მოცემულია ცხრილ №(2-2)-ში.

ცხრილი (2-2)

კორელაციური ანალიზისათვის საწყისი ინფორმაცია

| წელი | ინფლაცია | საამორტიზაციო ანარიცხები თეთრი/კვტ.სთ | საოპერაციო ხარჯები თეთრი/კვტ.სთ | ფონდამონაგები თეთრი/კვტ.სთ | გადასახადები თეთრი/კვტ.სთ | დანაკარგები თეთრი/კვტ.სთ | ტარიფი   |
|------|----------|---------------------------------------|---------------------------------|----------------------------|---------------------------|--------------------------|----------|
| №    | X1       | X2                                    | X3                              | X4                         | X5                        | X6                       | Y        |
| 2008 | 105,5    | 0,00162                               | 0,00233822                      | 0,006572648                | 0,000130508               | 0.001349                 | 1.022988 |
| 2009 | 103      | 0,0094                                | 0,004845805                     | 0,00763482                 | 0,000496104               | 0.000553                 | 2.311194 |
| 2010 | 111,2    | 0,00379                               | 0,003446669                     | 0,006901265                | 0,000454801               | 0.000496                 | 1.455048 |
| 2011 | 102      | 0,00339                               | 0,003018547                     | 0,006404325                | 0,001029577               | 0.000914                 | 1.372443 |
| 2012 | 98,6     | 0,00327                               | 0,003096732                     | 0,006139465                | 0,000884795               | 0.000512                 | 1.323135 |

ცხრილ №(2-2)-ში შეტანილი 2008-2012 წლების ელექტროენერჯის გადაცემის რეალური ტარიფის მაჩვენებლები გამოთვლილია, ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის მაფორმირებელი ხარჯების წინაწლების სტატიკური მონაცემების მიხედვით, სემეკის მიერ შემუშავებული მეთოდით [11] განსაზღვრული ფორმულის მოდიფიცირებულია გამოსახულებით.

$$T_{gadi} = \frac{(C_i + D_i + Tax_i + P_i)}{W_i} * (1 + \Pi_{nomi}) * CI_{mi} - T_{disi}$$

სადაც

$C_i$  არის საოპერაციო ხარჯები, ათასი ლარი/წელიწადში,  $i$  წელიწადს

$D_i$  – საამორტიზაციო ანარიცხები, ათასი ლარი/წელიწადში,  $i$  წელიწადს

$Tax_i$  – გადასახადი, ათასი ლარი/წელიწადში,  $i$  წელიწადს

$P_i$  – ინვესტირებული კაპიტალის ამონაგები, ათასი ლარი/წელიწადში,  $i$  წელიწადს

$W_i$ - ენერგოსისტემის მიერ გადაცემული ელექტროენერგიის მოცულობა, კვტ.სთ,  $i$  წელიწადს

$\Pi_{nomi}$ - მოგების ნორმა, მოგების ნორმად მიღებულია 10%-იანი ზღვარი,  $i$  წელიწადს

$CI_{mi}$  – ინფლაციის ზრდის ინდექსი,  $i$  წელიწადს

$T_{disi}$  - დისპეტჩერიზაციის ტარიფი, თეთრი/კვტ.სთ,  $i$  წელიწადს. ელექტროენერგიის გადაცემის ტარიფის მნიშვნელობიდან დისპეტჩერიზაციის ტარიფის გამოკლება იმით არის განპირობებული, რომ შეუძლებელი გახდა ელექტროენერგიის დისპეტჩერიზაციისათვის გაწეული ხარჯების შესახებ სტატისტიკური მონაცემების მოპოვება.

საქართველოს ენერგოსისტემის მიერ 2008-2012 წლებში საქართველოს ენერგოსისტემის მიერ ქსელში გადაცემული ენერგიის მოცულობები მოცემულია ცხრილ №(2-3)-ში.

ცხრილი (2-3)

2008-2012 წლებში საქართველოს ენერგოსისტემის მიერ გადაცემული ელექტროენერგიის მაჩვენებლები

| წელი            | 2008          | 2009          | 2010          | 2011          | 2012          |
|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| სულ გად. კვტ სთ | 7,662,665,494 | 7,105,734,140 | 8,074,461,827 | 9,244,846,602 | 9,907,541,264 |

(2-2) და (2-3) ცხრილში ასახული მონაცემების მიხედვით ჩატარებული კორელაციური ანალიზის შედეგები შეტანილია ცხრილ №(2-4)-ში.

ცხრილი (2-4)

| ფაქტორი | ინფლაცია | სამშორტი ზაცი<br>ო ანარიცხები<br>თეთრი/ კვტ.სთ | საოპერაციო<br>ხარჯები<br>თეთრი/ კვტ.სთ | ფონდამონაგე<br>ბი<br>თეთრი/ კვტ.სთ | გადასასადები<br>თეთრი/ კვტ.სთ | დანაკარგები<br>თეთრი/ კვტ.სთ | ტარიფი |
|---------|----------|--|--|------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|--------|
| ტარიფი  | -0.07038 | 0.9978572                                      | 0.991105                               | 0.850246                           | 0.058944                      | -0.5780859                   | 1      |

როგორც ცხრილ №(2-4)-დან ჩანს ჩატარებული კვლევის შედეგად ელექტროენერგიის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორები ზუსტად

დაემთხვა ექსპერტული შეფასებით დადგენილ ფაქტორებს. ხელოვნური ნეირონული ქსელების მეშვეობით ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის გრძელვადიანი პერიოდისათვის დაგეგმისათვის აუცილებელია შემავალი და გამომავალი ფაქტორების ერთმანეთთან დაკავშირება. მსოფლიო პრაქტიკაში [1,44,45,46,47] გავრცელებულია  $F(k)$  აქტივაციის შემდეგი ფუნქციები: ლოგისტიკურ-სიგმოიდური, ზღვრული, ჰიპერბოლურ-ტანგენსური, ნულოვანი ლოგისტიკურ-სიგმოიდური, ბიპოლარულ-სიგმოიდური.

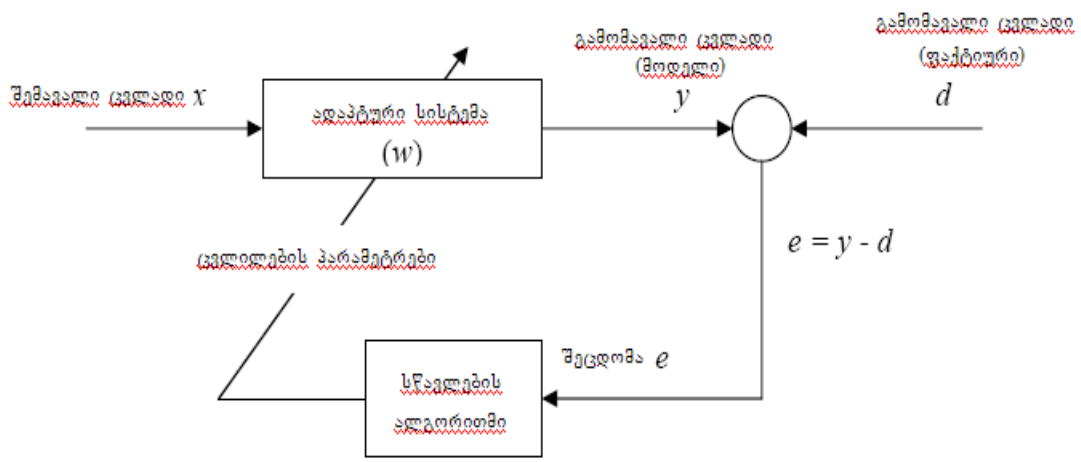
აქტივაციის ფუნქციის სახის შესარჩევად ჩატარდა ექსპერიმენტალური კვლევა. ჩამოთვლილი ფუნქციებიდან ოპტიმალურის შერჩევას საფუძვლად დაედო საშუალო კვადრატული შეცდომის მინიმუმის კრიტერიუმი [1,44,45,46,47]. საშუალო კვადრატული შეცდომა გამოთვლილია შემდეგი ფორმულებით:

$$J(n) = \frac{1}{2} \sum_k e_k^2(n)$$

$$e_k(n) = y_k(n) - d_k(n)$$

სადაც,  $d_k(n)$  – ფაქტიური მნიშვნელობა  $k$  ნეირონის  $n$  დროს,  $Y_k(n)$  – მოდელით მიღებული მნიშვნელობა  $k$  ნეირონის  $n$  დროს. [2,15]

აღნიშნული კრიტერიუმით შემუშავებულია ფაქტიური და საპროგნოზო მოდელით განსაზღვრულ გამომავალ ფაქტორებს შორის მინიმისაციისათვის შეცდომების გასწორების ალგორითმი, რომელსაც აქვს სურათ №(2-1)-ზე მოცემული სახე:

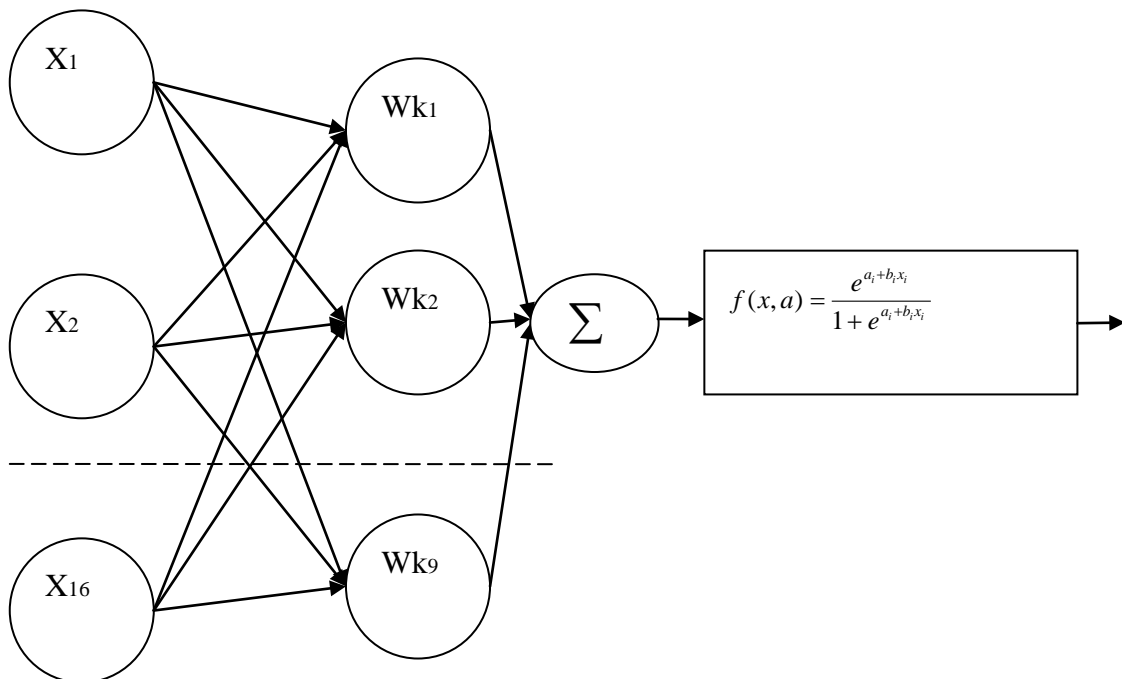


სურ. №(2-1). შეცდომების გასწორების ალგორითმი

ხელოვნური ნეირონული ქსელის სტრუქტურების ანალიზის მიხედვით მივედით იმ დასკვნებამდე, რომ ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის გრძელვადიანი (5 წელი) საგეგმო მაჩვენებლების პროგნოზირებისათვის უმჯობესია გამოყენებული იქნეს ხელოვნური ნეირონული ქსელის კონფიგურაცია პირდაპირი გავრცელების (პერცეპტონები) შეცდომის უკუ გავრცელების მეთოდით სწავლება.

ზემოთ ჩამოყალიბებული მეთოდოლოგიის და ცხრილი №(2-1)-ის მონაცემების საფუძველზე პროგრამული პაკეტის PredictorXL მეშვეობით, სხვადასხვა აქტივაციის ფუნქციის, ნეირონების არაფარული და ფარული შრეების სხვადასხვა რაოდენობების მიხედვით ექსპერიმენტით დადგინდა იქნა ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის გრძელვადიანი (5 წელი) პროგნოზირების ოპტიმალური მოდელი. ჩატარებულმა კვლევამ აჩვენა, რომ ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის 5-წლიანი პროგნოზის ყველაზე დიდი სიზუსტით განხორციელება შესაძლებელია, ნეირონების ფარული შრეების – 1 და აქტივაციის ლოგისტიკურ-სიგმოიდური ფუნქციით.

შესაბამისად ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის 5 წლიანი პროგნოზირების ხელოვნური ნეირონული ქსელების მოდელი მიიღებს სურათ №(2-2)-ზე



სურ. №(2-2). ელექტროენერჯის გადაცემა ზღვრული ტარიფის 5 წლიანი პროგნოზირების მოდელი

პარალელურად განხორციელდა ფაქტორების ცვალებადობის მომაკვლი 5 წლიანი პერიოდის პროგნოზირება [3,9]. ცხრილ №(2-2)-ში მოცემული სტატისტიკური მონაცემებიდან გამომდინარე ავტორეგრესული მეთოდით მიღებულია ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები, რომლებიც ასახულია (2-5) ცხრილში.

ცხრილი (2-5)

ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები

| საპროგნოზო ფაქტორები                  | პროგნოზირების განტოლება                                 |
|---------------------------------------|---|
| ინფლაციის ზრდის ტემპი                 | $Y_i = -0.22206 * X^{-1} - 0.67532 * X^{-2} + 200.5196$ |
| საამორტიზაციო ანარიცხები              | $Y_i = -0,60226 * X^{-1} - 0,51587 * X^{-2} + 0,009873$ |
| საოპერაციო ხარჯები                    | $Y_i = -0,54511 * X^{-1} - 0,42139 * X^{-2} + 0,002617$ |
| ინვესტირებული კაპიტალის ფონდამონაგები | $Y_i = 0,661236 * X^{-1} + 0,779591 * X^{-2} - 0,00347$ |
| გადასახადები                          | $Y_i = 0,3785524 * X^{-1} + 0,000517$                   |
| ელექტროენერჯის წლიური დანაკარგები     | $Y_i = -1.0233 * X^{-1} - 0.45245 * X^{-2} + 0.16716$   |

პროგნოზირების ავტორეგრესულ მოდელებში  $X^{-1}$ ,  $X^{-2}$  არის საპროგნოზო ფაქტორების წინა წლის მაჩვენებლები.

მითითებული ავტორეგრესული მოდელებით შესრულებულია ელექტროენერჯის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზი ხუთწლიანი პერიოდისათვის. შედეგები შეტანილია ცხრილ №(2-6)-ში.



გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების 5 წლიანი  
პროგნოზული მაჩვენებლები

| წელი | ინფლაცია | სამორტიზაციო<br>ანარიცხები<br>თეთრი/კვტ.სთ | საოპერაციო<br>ხარჯები<br>თეთრი/კვტ.სთ | ფონდამონაგები<br>თეთრი/კვტ.სთ | გადასახადები<br>თეთრი/კვტ.სთ | ელექტროენერჯის<br>დანაკარგებით<br>გამოწვეული<br>თეთრი/კვტ.სთ |
|------|----------|--|---------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|--|
| 2013 | 109,2    | 0,00588                                    | 0,003546531                           | 0,005583604                   | 0,000906273                  | 0.00032226684  |
| 2014 | 110,1    | 0,00616                                    | 0,003734688                           | 0,005009567                   | 0,00085147                   | 0.0005044206   |
| 2015 | 105,9    | 0,00465                                    | 0,003495661                           | 0,004196648                   | 0,0008596                    | 0.0005044206   |
| 2016 | 102,7    | 0,00313                                    | 0,003279707                           | 0,003211603                   | 0,000838856                  | 0.00059015835  |
| 2017 | 106,2    | 0,0039                                     | 0,003301711                           | 0,001926512                   | 0,000841933                  | 0.00050774293  |

ცხრილ №(2-2) და №(2-5)-ში მოცემული მონაცემების მიხედვით ფორმირებული ხელოვნური ნეირონული ქსელების ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის ხუთწლიანი პერიოდისათვის გეგმიური მაჩვენებლების განსაზღვრისათვის აუცილებელი საწყისი ინფორმაცია მოცემულია ცხრილ №(2-7)-ის სახით

ხელოვნური ნეირონული ქსელების მეშვეობით ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გეგმიური მაჩვენებლების განსაზღვრისათვის საწყისი ინფორმაცია

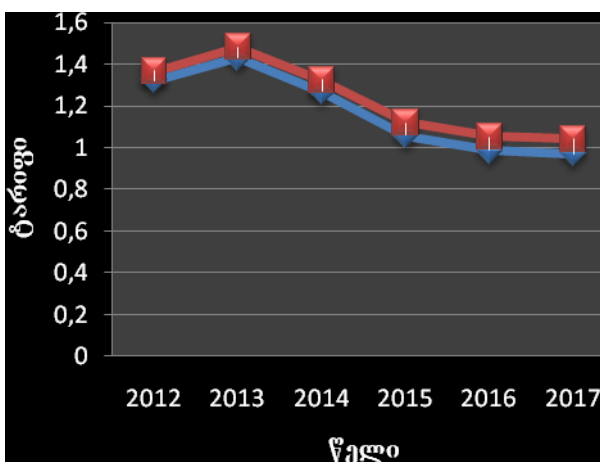
| წელი | ინფლაცია | სამორტიზაციო<br>ანარიცხები<br>თეთრი/კვტ.სთ | საოპერაციო ხარჯები<br>თეთრი/კვტ.სთ | ფონდამონაგები<br>თეთრი/კვტ.სთ | გადასახადები<br>თეთრი/კვტ.სთ | დანაკარგებით<br>გამოწვეული<br>თეთრი/კვტ.სთ | ტარიფი  |
|------|----------|--|------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|--|---------|
|      | X1       | X2   | X3                                 | X4                            | X5                           | X6   | Y       |
| 2008 | 106      | 0,00162                                    | 0,00234                            | 0,00657                       | 0,00013                      | 0,00135                                    | 1,02299 |
| 2009 | 103      | 0,00940                                    | 0,00485                            | 0,00763                       | 0,00050                      | 0,00055                                    | 2,31119 |
| 2010 | 111      | 0,00379                                    | 0,00345                            | 0,00690                       | 0,00045                      | 0,00050                                    | 1,45505 |

|      |      |         |         |         |         |         |         |
|------|------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 2011 | 102  | 0,00339 | 0,00302 | 0,00640 | 0,00103 | 0,00091 | 1,37244 |
| 2012 | 98,6 | 0,00327 | 0,00310 | 0,00614 | 0,00088 | 0,00051 | 1,32313 |
| 2013 | 109  | 0,00588 | 0,00355 | 0,00558 | 0,00091 | 0,00032 |         |
| 2014 | 110  | 0,00616 | 0,00373 | 0,00501 | 0,00085 | 0,00050 |         |
| 2015 | 106  | 0,00465 | 0,00350 | 0,00420 | 0,00086 | 0,00050 |         |
| 2016 | 103  | 0,00313 | 0,00328 | 0,00321 | 0,00084 | 0,00059 |         |
| 2017 | 106  | 0,00390 | 0,00330 | 0,00193 | 0,00084 | 0,00051 |         |

ცხრილ №(2-6)-ში მოცემული საწყისი ინფორმაციის საფუძველზე ზემოთ მოყვანილი მეთოდით, ხელოვნური ნეირონული ქსელების გამოყენებით კომპიუტერული პროგრამა PredictorXL მეშვეობით ხუთწლიანი პერიოდისათვის განსაზღვრულია ელექტროენერგიის გადაცემის ზღვრული ტარიფის გეგმიური პარამეტრები. შედეგები შეტანილია ცხრილ №(2-8)-ში. ცხრილ №(2-8)-ის მონაცემებით აგებულია ხუთწლიან პერიოდში ტარიფის ცვალებადობის გრაფიკი (იხ.სურ. №2-3) და გამოთანაბრების მეთოდით [23] დადგენილია ხუთწლიანი პერიოდისათვის ელექტროენერგიის გადაცემის ზღვრული ტარიფის გეგმიური მაჩვენებლების ზედა ზღვრები.

ცხრილი (2-8)

გადაცემის ტარიფის ცვალებადობის  
დინამიკა 2012-2017წწ



სურ. №(2-3) ელ.ენერგიის გადაცემის ტარიფის 2013-2017წწ. ზღვრული გეგმიური მაჩვენებლების ცვალებადობის დინამიკა

| წელი | ელ.ენერგიის გადაცემის ტარიფი თეთრი/კვტ.სთ | ელ.ენერგიის გადაცემის ტარიფი ზედა ზღვარი თეთრი/კვტ.სთ |
|------|---|---|
| 2012 | 1,323135                                  | 1,368135  |
| 2013 | 1,433241                                  | 1,483241  |
| 2014 | 1,269112                                  | 1,324112  |
| 2015 | 1,060272                                  | 1,120272  |
| 2016 | 0,987345                                  | 1,052345  |
| 2017 | 0,971837                                  | 1,041837  |

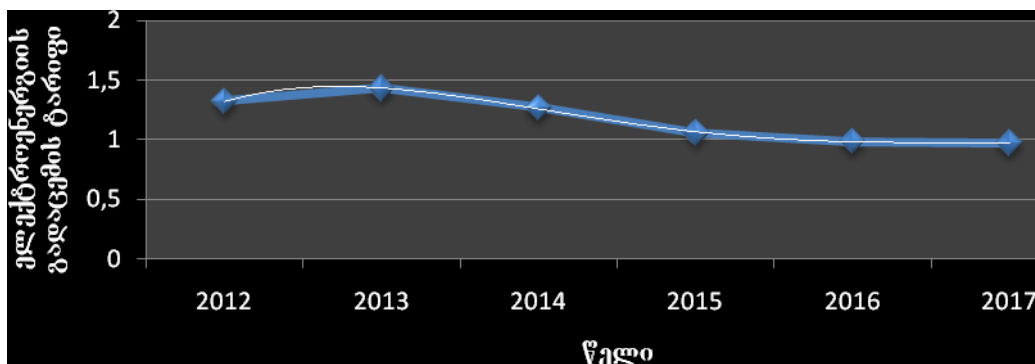
როგორც ცხრილ №(2-7)-ში ასახული მონაცემებიდან ჩანს ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფი 2-ჯერ აღემატება საქართველოში ამჟამად მოქმედ ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის სიდიდეს. ამასთან ერთად, [10,12] შრომის ავტორების მიერ მეცნიერულად დამტკიცებულია, რომ საქართველოსი ამჟამად მოქმედი ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის სიდიდე მნიშვნელოვნად მეტია რეალურ მაჩვენებელზე.

ცხრილ №(2-7)-ის მონაცემების საფუძველზე აგებულია სურათი №(2-4). სურათი №(2-4)-ის შესაბამისად მაქსიმალური დამაჯერებლობის მეთოდის და Excel კომპიუტერული პროგრამის გამოყენებით მიღებულია გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის გეგმიურ მაჩვენებლების ოპტიმალური დაგეგმვის გამარტივებული მათემატიკური მოდელი.

$$Y = -0.006x^4 + 0.110x^3 - 0.646x^2 + 1.38x + 0.485$$

$$R^2 = 0.999$$

სურათი №(2-4)



## 2.2. ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირება

მსოფლიოში ამჟამად მოქმედი ტარიფების გრძელვადიანი პერიოდისათვის რეგულირების მეთოდების [24,38,45] ანალიზის შედეგად მივედით იმ დასკვნამდე, რომ ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალურად რეგულირების ზემოთ მითითებული კრიტერიუმების ეფექტურად განხორციელება შესაძლებელია პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული

ქსელების ჰიბრიდული მოდელით [1,12,24,40,41,42] განსაზღვრული ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების ზღვრული მაჩვენებლების და გრძელვადიანი ფასწარმოქმნის სისტემის, ინვესტირებული კაპიტალის ეკონომიკურად დასაბუთებული შემოსავლიანობის უზრუნველყოფის, RAB-ის მეთოდის ძირითადი პრინციპების საფუძველზე ჩამოყალიბებული ეკონომეტრიკული მოდელის მეშვეობით.

შესაბამისად, გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური სიდიდე რეგულირების  $i$  წლისათვის განისაზღვრება ფორმულით:

$$T_i = \frac{(\text{OPI}_i + A_i + T_{\text{არაქ}} + C_{\text{დაბ}} + \Delta K_i * CI_i)(1 + \Pi_i)}{W_i}, \quad (1)$$

სადაც

$T_i$  არის ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის სიდიდე რეგულირების  $i$  წლისათვის, თეთრი/კვტ.სთ;

$\text{OPI}_i$  – ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის საოპერაციო ხარჯები რეგულირების  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი/წელიწადში;

$A_i$  – ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის ძირითადი ფონდების საამორტიზაციო ანარიცხები რეგულირების  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი/წელიწადში;

$T_{\text{არაქ}}$  – ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის არაკონტროლირებადი ხარჯები რეგულირების  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი/წელიწადში;

$C_{\text{დაბ}}$  – ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის ელექტრულ ქსელებში დანაკარგებით გამოწვეული დამატებითი ხარჯები რეგულირების  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი/წელიწადში;

$\Delta K_i$  – ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავალი რეგულირების  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი;

$CI_i$  – ინფლაციის ზრდის ტემპი რეგულირების  $i$  წლისათვის;

$\Pi_i$  – მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დაგეგმილი მოგების ნორმა;

$W_i$  – რეგულირების  $i$  წლისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის კუთვნილი სისტემათაშორის ელექტროგადამცემი ხაზით ექსპორტირებული და გადამცემი ქსელის საშუალებით მიწოდების პუნქტებში გაცემული ელექტროენერჯის რაოდენობა (კვტ.სთ).

$OP_i, A_i, T_{გრეკ}, C_{დაწ}, DK_i, W_i$  პარამეტრების სიდიდეები დგინდება ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის მუშაობის, გადაცემის ტარიფის გრძელვადიანი რეგულირების პერიოდის დაწყებამდე, წინა წლების ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლების და მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დამტკიცებული საინვესტიციო პროგრამების საფუძველზე.

ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის საოპერაციო ხარჯების, საამორტიზაციო ანარიცხებისა და გაცემული სასარგებლო ელექტროენერჯის ზღვრული პარამეტრები განისაზღვრება პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელით.

მარეგულირებელი ორგანოების მიერ არაკონტროლირებადი და გადაცემის ქსელში დანაკარგებით გამოწვეული დამატებითი ხარჯების პროგნოზული პარამეტრების ზღვრული სიდიდეები, მთლიან ამონაგებში მათი აუცილებელი მცირე წილის გამო, დგინდება პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელის გამოყენებით.

ზოგადად [35] ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავალი რეგულირების ყოველი წლისათვის განისაზღვრება შემდეგი გამოსახულებით:

$$DK_i = (PIK_i - BIK_i) * HD + (SIMI_i - BH_i + CHK_i) * HD' \quad (2-2)$$

სადაც

$DK_i$  არის ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავალი  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი;

$PIK_i$  – ინვესტირებული კაპიტალის სიდიდე რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდის დაწყებამდე  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი;

**ВИК<sub>i</sub>** – რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდის დაწყებამდე ინვესტირებული კაპიტალის დაბრუნება, დაგროვილი რეგულირების დაწყებიდან  $i$  წლამდე, ათასი ლარი;

**НД** – ინვესტირებული კაპიტალზე შემოსავლიანობის ნორმა, დადგენილი მარეგულირებელი ორგანოების მიერ, გრძელვადიანი რეგულირებისათვის  $i$  წლისათვის;

**НД'** – რეგულირების პერიოდში ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმა;

**СИМИ<sub>i</sub>** – დანახარჯების ჯამი, გათვალისწინებული რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდისათვის მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დამტკიცებული საინვესტიციო პროგრამაში, დაწყებული  $i-0$  წლიდან დამთავრებული  $i-1$  წლისათვის;

**ВН<sub>i</sub>** – ინვესტიციების დაბრუნება, განსახორციელებელი საინვესტიციო პროგრამის შესაბამისად დაგროვილი გრძელვადიანი პერიოდის დაწყებიდან  $i-1$  წლამდე, ათასი ლარი;

**ЧОК<sub>i</sub>** – წმინდა საბრუნავი კაპიტალის სიდიდე, რომელიც შეიძლება დადგინდეს ინვესტირებული კაპიტალის 4-8% ფარგლებში. [35]

თუ (1) ფორმულაში **(РИК<sub>i</sub> – ВИК<sub>i</sub>)** აღვნიშნავთ **K<sub>i</sub>**-ით, ხოლო **(СИМИ<sub>i</sub> – ВН<sub>i</sub> + ЧОК<sub>i</sub>) K<sub>i</sub>'**-ით, მაშინ (2) გამოსახულება მიიღებს შემდეგ სახეს:

$$DK_i = (K_i ND + K_i' ND'). \quad (3)$$

რეგულირების გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალურ რეგულირებაში პირველი რიგის ამოცანაა ინვესტირებული კაპიტალის ამონაგების საგეგმო მაჩვენებლების სწორად დადგენა. ამ პრობლემის გადასაწყვეტად აუცილებელია მარეგულირებელი ორგანოების მიერ რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდის დაწყებამდე განხორციელებული ინვესტირებული კაპიტალის ამონაგების განსაზღვრა. [25,27,33]

იმ ქვეყნებში, სადაც დანერგილია გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯიაზე ტარიფების რეგულირება RAB-ის მეთოდით, უახლესი

წლებისათვის განსაზღვრულია პირველ ცხრილში მოცემული ტარიფის რეგულირების შემდეგი ძირითადი პარამეტრი. [27]

ცხრილი (2-9)

ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის რეგულირების  
ძირითადი პარამეტრი

| წელი | ინვესტირებული კაპიტალის დაბრუნება % | რეგულირების პერიოდში ინვესტირებული კაპიტალის დაბრუნება % |
|------|-------------------------------------|--|
| 2010 | 3.9                                 | 11   |
| 2011 | 5.2                                 | 11   |
| 2012 | 6.5                                 | 11   |
| 2013 | 7.8                                 | 10   |
| 2014 | 9.1                                 | 10   |

საქართველოში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში რეგულირების RAB-ის მეთოდზე გადასვლის მოტივაცია ძირითადად განპირობებულია გადაცემის ლიცენზიატის კუთვნილი ელექტროქსელის კომპლექსის მოდერნიზაციის აუცილებლობით და ძირითადი ფონდების ცვეთის მაღალი დონით.

სტატიის ავტორების მიერ შემუშავებულია ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატისათვის მარეგულირებელი ორგანოების მიერ გრძელვადიანი პერიოდისათვის დამტკიცებული საინვესტიციო პროგრამის შესაბამისად რეგულირების პერიოდის ყოველი წლისათვის ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლების მოცულობის ანგარიშის ალგორითმი, რომელიც მოცემულია (2-10) ცხრილში.

ინვესტიციის შემოსავლიანობის ანგარიშის ალგორითმი

| ინვესტირების ეტაპები და ინვესტირებული კაპიტალი (ათ. ლარი)  | 2013-2017 წლებში ინვესტირებული კაპიტალის მოცულობა (ათასი ლარი) |                         |   |  |   |
|--|--|-------------------------|---|--|---|
|  | 2013   | 2014                    | 2015  | 2016   | 2017  |
| რეგულირების დაწვებამდე ინვესტირებული კაპიტალი (ათ. ლარი)   | $K_1$  | $K_1(1-HD)$             | $K_1(1-HD)^2$                                     | $K_1(1-HD)^3$  | $K_1(1-HD)^4$   |
| რეგულირების დასაწყისში ინვესტირებული დასაბრუნებელი კაპიტალის შემოსავლიანობა (ათ. ლარი)                         | $K_1 HD$   | $K_1(1-HD)HD$           | $K_1(1-HD)^2HD$                                   | $K_1(1-HD)^3HD$  | $K_1(1-HD)^4HD$   |
| რეგულირების პერიოდში საინვესტიციო პროგრამის მიხედვით განხორციელებული ინვესტიციების მოცულობა (ათ. ლარი)         | $K'_1$   | $K'_1$                  | $K'_1$  | $K'_1$   | $K'_1$  |
| რეგულირების პერიოდში საინვესტიციო პროგრამის მიხედვით განსახორციელებელი ინვესტიციების შემოსავლიანობა (ათ. ლარი) | 0  | $K'_1HD'$               | $\frac{[K'_1(1-HD) + K'_1]H}{D'}$                 | $\frac{[K'_1(1-HD)^2 + K'_1(1-HD) + K'_1]H}{D'}$                 | $\frac{[K'_1(1-HD)^3 + K'_1(1-HD)^2 + K'_1(1-HD) + K'_1]H}{D'}$                 |
| გრძელვადიან პერიოდში ინვესტირებული კაპიტალის მთლიანი (ჯამური) შემოსავალი (ათ. ლარი)                            | $K_1 HD$   | $K_1(1-HD)HD + K'_1HD'$ | $K_1(1-HD)^2HD + \frac{[K'_1(1-HD) + K'_1]H}{D'}$ | $K_1(1-HD)^3HD + \frac{[K'_1(1-HD)^2 + K'_1(1-HD) + K'_1]H}{D'}$ | $K_1(1-HD)^4HD + \frac{[K'_1(1-HD)^3 + K'_1(1-HD)^2 + K'_1(1-HD) + K'_1]H}{D'}$ |

საოპერაციო ხარჯის, საამორტიზაციო ანარიცხების, სისტემათშორისი ელექტროგადამცემი ქსელის საშუალებით მიწოდების პუნქტებში გადაცემული ელექტროენერჯის რაოდენობის გრძელვადიან



პერიოდში ზღვრული საგეგმო სიდიდეების დადგენის მიზნით ჩატარებულმა ექსპერტულმა ანალიზმა აჩვენა, რომ ზემოთ ჩამოთვლილი მაჩვენებლების ცვლილებაზე ზეგავლენას ახდენს მრავალი ფაქტორი. საოპერაციო ხარჯის სიდიდეზე მოქმედებს გრძელვადიანი რეგულირების დასაწყისამდე, წინა 5-წლიან პერიოდში გაწეული, ქსელის საოპერაციო და ადმინისტრაციული ხარჯების, ხელფასის, სხვა საოპერაციო ხარჯების, ინფლაციის ზრდის ტემპის ცვლილება. საამორტიზაციო ანარიცხებზე ძირითადი ფონდების ღირებულების და ინფლაციის ზრდის ტემპის ცვლილება. გრძელვადიან პერიოდში გადაცემული ელექტროენერჯის რაოდენობაზე მოქმედებს ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის მომსახურების ზონაში არსებული ელექტროენერჯის მოხმარებისა და გადაცემის ქსელებში ელექტროენერჯის დანაკარგების ოდენობა. შესაბამისად, ხელოვნური ნეირონული ქსელების მეშვეობით საოპერაციო ხარჯის, საამორტიზაციო ანარიცხების, გადაცემული ელექტროენერჯის რაოდენობის გრძელვადიან პერიოდში ზღვრული გეგმური მაჩვენებლების განსაზღვრის საწყისი ინფორმაცია წარმოგვიდგება (2-11) ცხრილის სახით.

ცხრილი (2-11)

ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების ზღვრული გეგმური მაჩვენებლების განსაზღვრის საწყისი ინფორმაცია

| № | საოპერაციო ხარჯის სიდიდეზე მოქმედი ფაქტორები | აღნიშვნა | შენიშვნა   |
|---|--|----------|------------|
| 1 | საოპერაციო ხარჯების სიდიდე 2008 წელს         | $X_1$    | ათასი ლარი |
| 2 | საოპერაციო ხარჯების სიდიდე 2009 წელს         | $X_2$    | ათასი ლარი |
| 3 | საოპერაციო ხარჯების სიდიდე 2010 წელს         | $X_3$    | ათასი ლარი |
| 4 | საოპერაციო ხარჯების სიდიდე 2011 წელს         | $X_4$    | ათასი ლარი |
| 5 | საოპერაციო ხარჯების სიდიდე 2012 წელს         | $X_5$    | ათასი ლარი |
| 6 | ინფლაციის ზრდის ტემპი                        | $X_6$    | %          |

|    |   |                 |               |
|----|---|-----------------|---------------|
| 7  | ქსელის საოპერაციო ხარჯები   | X <sub>7</sub>  | ათასი<br>ლარი |
| 8  | ადმინისტრაციული ხარჯები   | X <sub>8</sub>  | ათასი<br>ლარი |
| 9  | ხელფასი   | X <sub>9</sub>  | ათასი<br>ლარი |
| 10 | სხვა საოპერაციო ხარჯები   | X <sub>10</sub> | ათასი<br>ლარი |
|    | <b>საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდეზე<br/>მოქმედი ფაქტორები</b>     |                 |               |
| 11 | საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდე 2008<br>წელს                       | X <sub>11</sub> | ათასი<br>ლარი |
| 12 | საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდე 2009<br>წელს                       | X <sub>12</sub> | ათასი<br>ლარი |
| 13 | საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდე 2010<br>წელს                       | X <sub>13</sub> | ათასი<br>ლარი |
| 14 | საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდე 2011<br>წელს                       | X <sub>14</sub> | ათასი<br>ლარი |
| 15 | საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდე 2012<br>წელს                       | X <sub>15</sub> | ათასი<br>ლარი |
| 16 | ძირითადი ფონდების ღირებულების ზრდის<br>ტემპი                        | X <sub>16</sub> | %             |
|    | ინფლაციის ზრდის ტემპი   | X <sub>17</sub> | %             |
| 17 | <b>გადაცემული ელექტროენერგიის<br/>რაოდენობაზე მოქმედი ფაქტორები</b> |                 |               |
| 18 | 2008 წელს გადაცემული ელექტროენერგია                                 | X <sub>18</sub> | კვტ. სთ       |
| 19 | 2009 წელს გადაცემული ელექტროენერგია                                 | X <sub>19</sub> | კვტ. სთ       |
| 20 | 2010 წელს გადაცემული ელექტროენერგია                                 | X <sub>20</sub> | კვტ. სთ       |
| 21 | 2011 წელს გადაცემული ელექტროენერგია                                 | X <sub>21</sub> | კვტ. სთ       |
| 22 | 2012 წელს გადაცემული ელექტროენერგია                                 | X <sub>22</sub> | კვტ. სთ       |
| 23 | მოთხოვნილი ელექტროენერგიის<br>რაოდენობა                             | X <sub>23</sub> | კვტ. სთ       |

|    |                                       |                 |         |
|----|---------------------------------------|-----------------|---------|
| 24 | ელექტროენერჯის დანაკარგების რაოდენობა | X <sub>24</sub> | კვტ. სთ |
|----|---------------------------------------|-----------------|---------|

ენერჯოკომპანიის საოპერაციო ხარჯებსა და საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდეზე მოქმედი ფაქტორების ზღვრული გეგმური სიდიდეების გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური დაგეგმვის მიზნით, პროგნოზირების ხელოვნური ნეირონული ქსელების მეშვეობით ერთმანეთთან დააკავშირეს შემავალი და გამომავალი ფაქტორები  $F(k)$  აქტივაციის ცნობილი ფუნქციების შესაბამისად. [8,10,12]

ხელოვნური ნეირონული ქსელის სტრუქტურის ანალიზის შედეგების შესაბამისად ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების ზღვრული ტარიფის გრძელვადიანი (5 წელი) საგეგმო მაჩვენებლების პროგნოზირებისათვის გამოყენებულია ხელოვნური ნეირონული ქსელის კონფიგურაცია, პირდაპირი გავრცელების (პერცეპტონები) შეცდომის უკუგავრცელების მეთოდით სწავლება.

(2-9) ცხრილში ასახული ინვესტირებული კაპიტალის ამონაგების საანგარიშო ფორმულების, პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელით განსაზღვრული ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიის საოპერაციო ხარჯის, საამორტიზაციო ანარიცხების და ამ კომპანიის ელექტრული ქსელებით გადაცემული ელექტროენერჯის რაოდენობის პროგნოზული საგეგმო მაჩვენებლების მარეგულირებელი ორგანოების მიერ არაკონტროლირებადი და ელექტროენერჯის დანაკარგით გამოწვეული დამატებითი ხარჯების ზღვრული მაჩვენებლების სიდიდეების გამოსახულების (1)-ში ჩასმით მივიღებთ (2-12) ცხრილში მოცემულ, 5-წლიან პერიოდში RAB- რეგულირების პრინციპების საფუძველზე ჩამოყალიბებულ, ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკულ მოდელებს.

რეგულირების პერიოდის (2013-2017) ყოველი წლისათვის  
ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის საანგარიშო ეკონომეტრიკული  
მოდელები

| რეგულირების<br>წლები | ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გამოსათვლელი<br>ფორმულები   |
|----------------------|--|
| 2013                 | $T_1 = \frac{(OP_1 + A_1 + T_{არაგ} + C_{დაგ} + K_1 HD * CI_1)(1 + \Pi_1)}{W_1}$   |
| 2014                 | $T_2 = \frac{(OP_2 + A_2 + T_{არაგ} + C_{დაგ} + K_1(1 - HD)HD + K_1'HD' * CI_2)(1 + \Pi_2)}{W_2}$  |
| 2015                 | $T_3 = \frac{(OP_3 + A_3 + T_{არაგ} + C_{დაგ} + K_1(1 - HD)^2 HD + [K_1'(1 - HD)' + K_2']HD' * CI_3)(1 + \Pi_3)}{W_3}$   |
| 2016                 | $T_4 = \frac{(OP_4 + A_4 + T_{არაგ} + C_{დაგ} + K_1(1 - HD)^3 HD + [K_1'(1 - HD)''^2 + K_2'(1 - HD)'' + K_3']HD' * CI_4)(1 + \Pi_4)}{W_4}$                     |
| 2017                 | $T_5 = \frac{(OP_5 + A_5 + T_{არაგ} + C_{დაგ} + K_1(1 - HD)^4 HD + [K_1'(1 - HD)'''^2 + K_2'(1 - HD)''' + K_3'(1 - HD)''' + K_4']HD' * CI_5)(1 + \Pi_5)}{W_5}$ |

ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში (5 წელი) ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირების პრაქტიკაში აპრობირების მიზნით მოძიებულია საქართველოში ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი, საქართველოს ენერჯოსისტემის მიერ 2008-2012 წლებში ელექტროენერჯის გადაცემის მომსახურებაზე გაწეული ხარჯი და სხვა აუცილებელი სტატისტიკური მონაცემები [9,11], რის საფუძველზეც ჩამოყალიბდა საქართველოს ენერჯოსისტემის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ეკონომიკურ პარამეტრებზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირებისათვის საჭირო საწყისი ინფორმაცია (2-13) ცხრილის სახით. ამ ცხრილში შეტანილი 2008-2012 წლების ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის მნიშვნელობები განსაზღვრულია საქართველოს ენერჯოსისტემაში. ამ წლებში განხორციელებული ინვესტიციებისა და ელექტროენერჯის გადაცემისათვის გაწეული მომსახურების ხარჯების მიხედვით.

საქართველოს ენერგოსისტემის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელ ეკონომიკურ პარამეტრებზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირებისათვის საჭირო საწყისი ინფორმაცია

| ფაქტორები   | რეგულირების წლები |          |          |          |          |
|---|-------------------|----------|----------|----------|----------|
|   | 2008              | 2009     | 2010     | 2011     | 2012     |
| ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი                               | 1.1               | 0.9      | 1.0      | 1.2      | 1.1      |
| ქსელის საოპერაციო ხარჯები                                     | 562000            | 3516000  | 4485000  | 3463000  | 3919000  |
| ადმინისტრაციული ხარჯები                                       | 3034000           | 3661000  | 3271000  | 2649000  | 3754000  |
| ხელფასი   | 12618000          | 13333000 | 14552000 | 15155000 | 16542000 |
| სხვა საოპერაციო ხარჯი   | 1703000           | 13923000 | 5522000  | 6639000  | 6466000  |
| ინფლაცია  | 105.5             | 103      | 111.2    | 102      | 98.6     |
| მთლიანი საოპერაციო ხარჯი                                      | 17917000          | 34433000 | 27830000 | 27906000 | 30681000 |
| ძირითადი ფონდების ზრდის ტემპი                                 | 1.86              | 1,044    | 1,075    | 1,401    | 0,964    |
| საამორტიზაციო ანარიცხები                                      | 12430000          | 21968370 | 30591000 | 31321000 | 32409000 |
| მარეგულირებელი ორგანოების მიერ არაკონტროლირებადი გადასახადები | 1000040           | 3525180  | 3672270  | 9518280  | 8766140  |
| ელექტროენერჯის დანაკარგით გამოწვეული დამატებითი ხარჯი         | 5167435           | 1964676  | 2000586  | 4226550  | 2535159  |
| გაცემული ელექტროენერჯია                                       | 7662665494        | 71057341 | 80744618 | 92448466 | 99075412 |
|   |                   | 40       | 27       | 02       | 64       |

(2-13) ცხრილში მოცემული საწყისი ინფორმაციის შესაბამისად შევარჩიეთ ენერგოკომპანიის საოპერაციო ხარჯზე, ძირითადი ფონდების საამორტიზაციო ანარიცხებზე, გადაცემულ ელექტროენერგიაზე მოქმედი ფაქტორები. არაკონტროლირებადი და ელექტროენერგიის დანაკარგებით გამოწვეული დამატებითი ხარჯის ზღვრული სიდიდის გრძელვადიანი (5 წელი) პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები, რომლებიც ასახულია (2-14) ცხრილში.

ცხრილი (2-14)

საქართველოს ენერგოსისტემის საოპერაციო ხარჯსა და ძირითადი ფონდების საამორტიზაციო ანარიცხებზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები

| ფაქტორები   | პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები    |
|---|---|
| ქსელის საოპერაციო ხარჯი                                     | $Y=0,171498Y^{-1}-0,16793Y^2+3728929$   |
| ადმინისტრაციული ხარჯი                                       | $Y=-1,166632Y^{-1}-0,89622Y^2+10090410$ |
| ხელფასი   | $Y=0,345156Y^{-1}+0,559801Y^2+2759336$  |
| სხვა საოპერაციო ხარჯი                                       | $Y=-0,68367Y^{-1}-0,37768Y^2+15071558$  |
| ინფლაციის ზრდის ტემპი                                       | $Y=-0,22206Y^{-1}-0,67532Y^2+200,5196$  |
| ძირითადი ფონდების ზრდის ტემპი                               | $Y=-0,05274Y^{-1}+1,683108$             |
| მარეგულირებელი ორგანოების მიერ არაკონტროლირებადი გადასახადი | $Y=0,563543Y^{-1}+3874568$              |
| ელექტროენერგიის დანაკარგით გამოწვეული დამატებითი ხარჯი      | $Y=-0,167Y^{-1}-0,28158Y^2+4362575$     |
| გაცემული ელექტროენერგია                                     | $Y=1,0717742Y^{-1}-38614360$            |

პროგნოზირების ავტორეგრესულ მოდელებში  $Y^{-1}$ ,  $Y^2$  არის საპროგნოზო ფაქტორების წინა წლის მაჩვენებლები.

(2-14) ცხრილში მოცემული პროგნოზირების ავტორგერესული მოდელებით ჩატარებულია საქართველოს ენერგოსისტემის საოპერაციო ხარჯზე, ძირითადი ფონდების საამორტიზაციო ანარიცხებზე მოქმედი ფაქტორების, მარეგულირებელი ორგანოების მიერ არაკონტროლირებადი და ელექტროენერჯის დანაკარგით გამოწვეული დამატებითი ხარჯის, გადაცემული ელექტროენერჯის ზღვრული სიდიდეების 5-წლიანი პერიოდის პროგნოზი. შედეგები შეტანილია (2-15) ცხრილში.

ცხრილი (2-15)

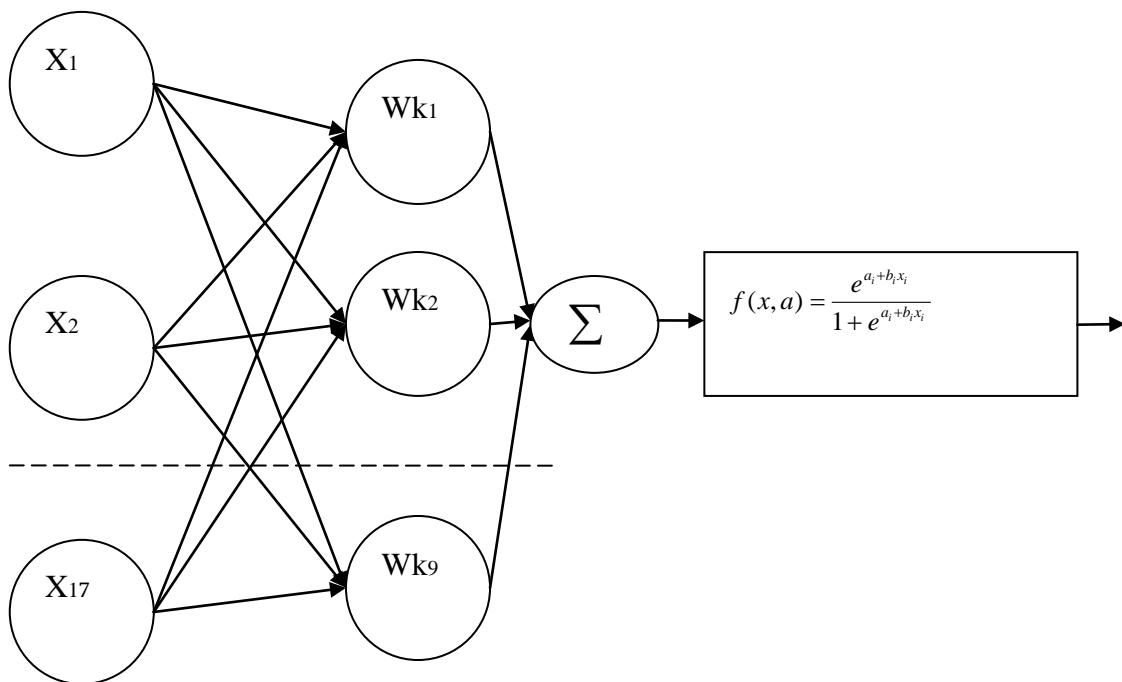
საქართველოს ენერგოსისტემის მთლიანი ამონაგების გამსახდრელი ეკონომიკური პარამეტრების 5 წლიანი პროგნოზი

| ფაქტორები                             | პროგნოზირების წელი |               |               |               |               |
|---------------------------------------|--------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|                                       | 2013               | 2014          | 2015          | 2016          | 2017          |
| ქსელის საოპერაციო ხარჯები (ლარი/წელი) | 3 569 669          | 3 819 494     | 3 683 009     | 3 784 516     | 3 728 931     |
| ადმინისტრაციული ხარჯები (ლარი/წელი)   | 3 636 417          | 2 453 016     | 3 650 745     | 3 957 537     | 2 285 650     |
| ხელფასი (ლარი/წელი)                   | 2 759 336          | 17 250 409    | 10 014 714    | 13 369 234    | 14 319 669    |
| სხვა საოპერაციო ხარჯები (ლარი/წელი)   | 8,447,134,332      | 8,143,546,559 | 6,854,437,399 | 6,313,766,853 | 7,309,752,814 |
| ინფლაციის ზრდის ტემპი                 | 109,2              | 110,1         | 105,9         | 102,7         | 106,2         |
| ძირითადი ფონდების ზრდის ტემპი         | 1,6                | 1,57          | 1,59          | 1,6           | 1,59          |

ზემოთ ჩამოყალიბებული მეთოდოლოგიისა და პირველი ცხრილის მონაცემების საფუძველზე PredictorXL პროგრამული პაკეტის მეშვეობით,

სხვადასხვა აქტივაციის ფუნქციის, ნეირონების არაფარული და ფარული შრეების სხვადასხვა რაოდენობის მიხედვით ექსპერიმენტით დადგინდა ელექტროენერგის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების ზღვრული მაჩვენებლების (5 წელი) პროგნოზირების ოპტიმალური მოდელი. ჩატარებულმა კვლევამ აჩვენა, რომ ელექტროენერგის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების ზღვრული საგეგმო მაჩვენებლების 5-წლიანი პერიოდისათვის პროგნოზირების ყველაზე მაღალი სიზუსტით განხორციელება შესაძლებელია, ნეირონების ფარული შრეების – 1 და აქტივაციის ლოგისტიკურ-სიგმოიდური ფუნქციით.

შესაბამისად, გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერგის გადაცემის საქართველოს ენერგოსისტემის საოპერაციო ხარჯებისა და საამორტიზაციო ანარიცხების ზღვრული პროგნოზული საგეგმო მაჩვენებლების პროგნოზირების ხელოვნური ნეირონული ქსელების მოდელი მიიღებს (2-5) სურათზე მოცემულ სახეს.



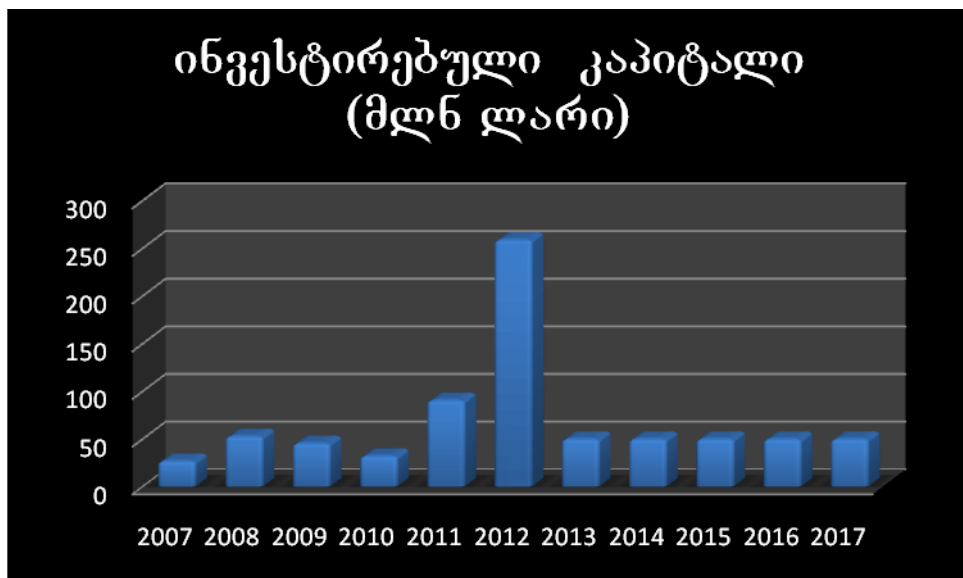
სურ. (2-5). გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერგის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების ზღვრული მაჩვენებლების პროგნოზირების მოდელი

ამ მოდელის მიხედვით საქართველოს ენერგოსისტემამ საოპერაციო ხარჯისა და ძირითადი ფონდების საამორტიზაციო ანარიცხების 5-წლიანი პერიოდში ზღვრული საგეგმო მაჩვენებლები განსაზღვრა პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ქსელების ჰიბრიდული და



ავტორგერესული მოდელებით და PredictorXL კომპიუტერული პროგრამის გამოყენებით, ხოლო ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლები დაანგარიშებულია (2-9) ცხრილში მოცემული ალგორითმით და (2-10) სურათზე ასახული, საქართველოს ენერგოსისტემაში 2007–2012 წლებში ინვესტირებული კაპიტალისა და მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დამტკიცებული, 2013–2017 წლების საინვესტიციო პროგრამის შესაბამისად.

საქართველოს ენერგოსისტემაში ინვესტიციების მოცულობები 2013-2017 წლებში აღებულია პირობითად, ვინაიდან ვერ შევძელით ამ წლებში განსახორციელებელი საინვესტიციო პროგრამის მონაცემების მოპოვება.



სურ (2-6). საქართველოს ენერგოსისტემაში 2007–2012 წლებში განხორციელებული ინვესტიციების და 2013–2017 წლებში განსახორციელებელი საინვესტიციო პროგრამა

ანგარიშის მიხედვით, (2-16) ცხრილში მოცემულია 5-წლიან პერიოდში საქართველოში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი, ოპტიმალური გეგმური სიდიდეების განსაზღვრისათვის აუცილებელი საწყისი ინფორმაცია. ამ ცხრილში შეტანილია: სემეკის მიერ საქართველოს ენერგოსისტემისათვის დადგენილი რეგულირების წინა 5 წელიწადში ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმა 0.1, საინვესტიციო პროგრამით განსახორციელებელი ინვესტიციების

შემოსავლიანობის სავარაუდო ნორმა 0.12 და მოგების სავარაუდო ნორმა 0.1.

ცხრილი (2-16)

5-წლიან პერიოდში საქართველოში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური საგეგმო სიდიდეების დადგენის საწყისი ინფორმაცია

| რეგულირების წელი | მოლიანი საოპერაციო ხარჯი (ათასი ლარი/ წელი) | სამორტიზაციო ანარიცხები (ათასი ლარი/ წელი) | ინვესტირებული კაპიტალის ამონაკები (ათასი ლარი/ წელი) | მარგულირებული ორგანოების მიერ არაკონსოლიდირებადი გადასახადები (ათასი ლარი/ წელი) | ელექტროენერჯის დანაკარგებით გამოწვეული დამატებითი ხარჯები (ათასი ლარი/ წელი) | გაცემული ელექტროენერჯის რაოდენობა (კვტ.სთ) | რეგულირებადი პერიოდში ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმა | რეგულირების პერიოდში განსახორციელებელი ინვესტიციების შემოსავლიანობის ნორმა | ენერგოსისტემის მოგების ნორმა |
|------------------|---|--|--|--|--|--|---|--|------------------------------|
| 2013             | 20 595                                      | 31,510                                     | 36,280   | 9,238  | 3,093  | 9,897,508,398                              | 0.1   | 0.12   | 0.1                          |
| 2014             | 32 439                                      | 31,232                                     | 38,700   | 8,814  | 2,749  | 10,609,755,534                             |   |  |                              |
| 2015             | 23 725                                      | 31,245                                     | 40,220   | 9,080  | 3,132  | 10,598,972,468                             |   |  |                              |
| 2016             | 27 064                                      | 31,316                                     | 42,010   | 8,842  | 3,032  | 11,364,477,325                             |   |  |                              |
| 2017             | 28 177                                      | 31,361                                     | 43,030   | 8,992  | 3,065  | 11,352,887,963                             |   |  |                              |

(2-12) ცხრილში მოცემული ეკონომეტრიკული მოდელებით, (2-16) ცხრილში ასახული მონაცემებითა და PredictorXL კომპიუტერული პროგრამის გამოყენებით შესრულებულია საქართველოს ენერგოსისტემის ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის 5-წლიანი პერიოდისათვის საგეგმო მაჩვენებლების ანგარიში და გამოთვლილია ამ ტარიფის ზედა ზღვარი გამოთანაბრების მეთოდით. [9] მიღებული შედეგები შეტანილია (2-17) ცხრილში.

ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის 5-წლიანი პერიოდის  
საგეგმო მაჩვენებლები, ზედა ზღვრის ჩვენებით

| გადაცემის<br>ტარიფი | რეგულირების წელი |      |      |      |      |
|---------------------|------------------|------|------|------|------|
|                     | 2013             | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| ზედა<br>ზღვარი      | 1.01             | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 |
| საბაზისო            | 0,97             | 1    | 1    | 1    | 1    |

(2-14) ცხრილში ასახული, გრძელვადიან პერიოდში ენერგოსისტემისთვის ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური საგეგმო სიდიდეების განსასაზღვრავად ჩატარებული კვლევების შედეგების ანალიზიდან აშკარად ჩანს, რომ რეგულირების 5-წლიან პერიოდში საქართველოს ენერგოსისტემას დიდი სიზუსტით შეიძლება დაუდგინდეს ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი  $1.05 \div 1$  თეთრი/კვტ.სთ-ის ფარგლებში.

**2.3 შედარებითი ანალიზი**

ორივე ზემოთ განხილული მეთოდების შედეგები შეტანილია პირველ ცხრილში. საიდანაც ჩანს რომ RAB-ის მეთოდის გამოყენება შესაძლებელია პრაქტიკულადაც რადგან ის უფრო სტაბილურია და სწორად განსაზღვრავს ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის მნიშვნელობას.

| გადაცემის<br>ტარიფი  | რეგულირების წელი |         |         |         |         |
|----------------------|------------------|---------|---------|---------|---------|
|                      | 2013             | 2014    | 2015    | 2016    | 2017    |
| RAB-ის მეთოდი        | 0,97             | 1       | 1       | 1       | 1       |
| ნეირონული<br>ქსელები | 1,43324          | 1,26911 | 1,06027 | 0,98735 | 0,97184 |

ჩატარებული კვლევის შედეგების ანალიზმა აჩვენა, რომ როგორც ერთი ისე მეორე მეთოდით შესაძლებელია, 5-წლიან პერიოდში, მაღალი სიზუსტით დაიგეგმოს ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი

## დასკვნა

ჩატარებული კვლევის შედეგად შემუშავებულია:

1. ჩამოყალიბებულია პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელი. რომელიც საშუალებას იძლევა მწირი სტატისტიკური ინფორმაციის პირობებში, სხვა ცნობილ მეთოდებთან შედარებით, უფრო მაღალი სიზუსტით და სანდოობით განხორციელდეს პროგნოზი.
2. პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელის საფუძველზე შემუშავებულია ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფების გრძელვადიანი პერიოდისათვის ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდიკა. აღნიშნული მეთოდიკა ატარებს უნივერსალურ ხასიათს. მისი გამოყენება წარმატებით შეიძლება ელექტროენერჯის გენერაციის და განაწილების ტარიფების დაგეგმვაში.
3. საქართველოს ენერჯოსისტემის მუშაობის ტექნიკო-ეკონომიკური მაჩვენებლების შესახებ 2007-2013 წლების ანგარიშებში ასახული სტატისტიკური მონაცემების მიხედვით კომპიუტერული პროგრამა PredictorXL-ით შესრულებულია ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის დაგეგმვა 5 წლიანი პერიოდისათვის. მიღებული შედეგების ანალიზით დადგინდა, რომ მითითებული ტარიფი სემეკის მიერ არამართებულად არის დადგენილი. იგი ორჯერ და მეტად ნაკლებია რეალურ ტარიფთან შედარებით.
4. ჩატარებული ანგარიშებით მიღებული ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გეგმიური პარამეტრების შესაბამისი ტარიფების დადგენის შემთხვევაში. ენერჯოსისტემა დამოუკიდებლად შეძლებს სესხების სახით ინვესტირებული კაპიტალის დადგენილ ვადებში დაბრუნებას და შეინარჩუნებს რენტაბელობის მაღალ დონეს. ტარიფის გაზრდა კი უმტკივნეულოდ შეიძლება განხორციელდეს ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის შემცირების ხარჯზე.
5. გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების

განმსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების პროგნოზული ზღვრული საგეგმო მაჩვენებლების მათემატიკური მოდელები.

6. ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის რეგულირების დაწესებამდე ინვესტირებული კაპიტალის და რეგულირების პერიოდისათვის მარეგულირებელი ორგანოს მიერ დამტკიცებული საინვესტიციო პროგრამის მიხედვით განსახორციელებელი ინვესტიციების ამონაგების ანგარიშის სქემა და გრძელვადიან პერიოდში ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლის საანგარიშო ალგორითმი.
7. RAB-ის რეგულირების პრინციპის საფუძველზე გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელი და გადაცემის ტარიფის 5-წლიანი პერიოდისათვის ოპტიმალურად დაგეგმვის მეთოდოლოგია, რომელიც საშუალებას იძლევა გრძელვადიან პერიოდში მაღალი სიზუსტით დაიგეგმოს ტარიფები: ამ მეთოდოლოგიის გამოყენება წარმატებით შეიძლება გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის წარმოების და განაწილების ტარიფების დაგეგმვაში.
8. ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების შემოთავაზებული მეთოდოლოგია აპრობირებულია საქართველოს ენერჯოსისტემაში. ჩატარებულმა კვლევამ აჩვენა, რომ ამ კომპანიისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი განსაზღვრულია სათანადო ეკონომიკური ანალიზის გარეშე, არ არის დადგენილი სრული ღირებულების პრინციპის საფუძველზე და ამჟამად მოქმედი ტარიფით მუშაობისას ვერ შეძლებს ინვესტირებული კაპიტალის გარანტირებულ დაბრუნებას. რეალურად აღნიშნული ტარიფის სიდიდე ორჯერ მაინც უნდა აღემატებოდეს ამჟამად მოქმედ ტარიფს, რაც საშუალებას მისცემს ენერჯოსისტემას ყოველწლიურად განახორციელოს 50 მილიონი ლარის ინვესტირება, ელექტრომომარაგების მაღალი საიმედოობა, განვითარდეს, იყოს რენტაბელური, შეძლოს ინვესტირებული კაპიტალის დადგენილ ვადებში დაბრუნება.

### თავი III. ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირება

ელექტროენერჯის ტარიფების გრძელვადიან პერიოდში მსოფლიო გამოცდილების ანალიზით დასტურდება ამ პრობლემის თანამედროვე მოთხოვნების დონეზე გადაწყვეტის დიდი სახალხო-მეურნეობრივი მნიშვნელობა. განსაკუთრებით აქტუალურია ტარიფების გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალურად დაგეგმვა ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიებისათვის. ჩატარებული კვლევები გვიჩვენებენ, რომ დაგეგმვის ოპტიმალური პერიოდი უნდა განისაზღვროს 5 წლიანი ვადით. ზემოთ ჩატარებული ანალიზის თანახმად, ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის მაღალი სიზუსტით დაგეგმვა შესაძლებელია ეკონომეტრიკული მოდელირებით. აღნიშნულიდან გამომდინარე ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვა განხორციელებულია დისერტაციის მეორე თავში 2.2 პარაგრაფში ჩამოყალიბებული მეთოდით. გადაცემის ტარიფის ეკონომეტრიკული მოდელირებაში გამოყენებული ფორმულირების მოდიფიკაციის გზით.

გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის ოპტიმალური სიდიდის გამოსათვლელი მოდიფიცირებული ფორმულა მიიღებს სახეს:

$$T_i = \frac{(OPI_i + A_i + T_{გრძელ} + C_{დაბ} + DK_i * CI_i)}{W_i}, \quad (1)$$

სადაც

$T_i$  არის ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის სიდიდე რეგულირების  $i$  წლისათვის, თეთრი/კვტ.სთ;

$OPI_i$  – ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიის საოპერაციო ხარჯები რეგულირების  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი/წელიწადში;

$A_i$  – ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიის ძირითადი ფონდების საამორტიზაციო ანარიცხები რეგულირების  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი/წელიწადში;

$C_{დას}$  – ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის ელექტრულ ქსელებში დანაკარგებით გამოწვეული დამატებითი ხარჯები რეგულირების  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი/წელიწადში;

$DK_i$  – ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავალი რეგულირების  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი;

$CI_i$  – ინფლაციის ზრდის ტემპი რეგულირების  $i$  წლისათვის;

$W_i$  – რეგულირების  $i$  წლისათვის ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის მიერ შესყიდული ელექტროენერჯის რაოდენობა (კვტ.სთ).

$OP, A, T, C_{დას}, DK, W_i$  პარამეტრების სიდიდეები დგინდება ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის მუშაობის, განაწილების ტარიფის გრძელვადიანი რეგულირების პერიოდის დაწყებამდე, წინა წლების ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლების და მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დამტკიცებული საინვესტიციო პროგრამების საფუძველზე.

ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის საოპერაციო ხარჯების, საამორტიზაციო ანარიცხებისა და შესყიდული ელექტროენერჯის ზღვრული პარამეტრები განისაზღვრება პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი მოდელით.

ზოგადად [35] ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავალი რეგულირების ყოველი წლისათვის განისაზღვრება შემდეგი გამოსახულებით:

$$DK_i = (PIK_i - VIK_i) * HD + (SIMI_i - BH_i + CHK_i) * HD' \quad (2)$$

სადაც

$DK_i$  არის ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავალი  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი;

$PIK_i$  – ინვესტირებული კაპიტალის სიდიდე რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდის დაწყებამდე  $i$  წლისათვის, ათასი ლარი;

$VIK_i$  – რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდის დაწყებამდე ინვესტირებული კაპიტალის დაბრუნება, დაგროვილი რეგულირების დაწყებიდან  $i$  წლამდე, ათასი ლარი;

**HD** – ინვესტირებული კაპიტალზე შემოსავლიანობის ნორმა, დადგენილი მარეგულირებელი ორგანოების მიერ, გრძელვადიანი რეგულირებისათვის  $i$  წლისათვის;

**HD'** – რეგულირების პერიოდში ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმა;

**СИМИ<sub>i</sub>** – დანახარჯების ჯამი, გათვალისწინებული რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდისათვის მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დამტკიცებული საინვესტიციო პროგრამაში, დაწყებული  $i-0$  წლიდან დამთავრებული  $i-1$  წლისათვის;

**ВН<sub>i</sub>** – ინვესტიციების დაბრუნება, განსახორციელებელი საინვესტიციო პროგრამის შესაბამისად დაგროვილი გრძელვადიანი პერიოდის დაწყებიდან  $i-1$  წლამდე, ათასი ლარი;

**ЧОК<sub>i</sub>** – წმინდა საბრუნავი კაპიტალის სიდიდე, რომელიც შეიძლება დადგინდეს ინვესტირებული კაპიტალის 4-8% ფარგლებში. [35]

თუ (1) ფორმულაში **(PIK<sub>i</sub> – ВIK<sub>i</sub>)** აღვნიშნავთ **K<sub>i</sub>**-ით, ხოლო **(СИМИ<sub>i</sub> – ВН<sub>i</sub> + ЧОК<sub>i</sub>) K<sub>i</sub>'**-ით, მაშინ (2) გამოსახულება მიიღებს შემდეგ სახეს: **DK<sub>i</sub> = (K<sub>i</sub>HD + K<sub>i</sub>'HD')**. (3)

რეგულირების გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის ოპტიმალურ რეგულირებაში პირველი რიგის ამოცანაა ინვესტირებული კაპიტალის ამონაგების საგეგმო მაჩვენებლების სწორად დადგენა. ამ პრობლემის გადასაწყვეტად აუცილებელია მარეგულირებელი ორგანოების მიერ რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდის დაწყებამდე განხორციელებული ინვესტირებული კაპიტალის და რეგულირების პერიოდში განსახორციელებელი ინვესტიციების ამონაგების განსაზღვრა. [25,27,33]

ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიისათვის შემუშავებულია საინვესტიციო პროგრამის შესაბამისად რეგულირების პერიოდის ყოველი წლისათვის ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლების მოცულობის ანგარიში ჩატარებულია დისერტაციის მეორე თავში ჩამოყალიბებული მეთოდიკით.



ინვესტირებული კაპიტალის ამონაგების საანგარიშო ფორმულებს, პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელით განსაზღვრული ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის საოპერაციო ხარჯების, საამორტიზაციო ანარიცხების, ელექტროენერჯის დანაკარგით გამოწვეული დამატებითი ხარჯების ზღვრული მაჩვენებლების სიდიდეების გამოსახულების (1)-ში ჩასმით მივიღებთ პირველ ცხრილში მოცემულ, 5-წლიან პერიოდში RAB- რეგულირების პრინციპების საფუძველზე ჩამოყალიბებულ, ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკულ მოდელებს.

ცხრილი (3-1)

რეგულირების პერიოდის (2013-2017) ყოველი წლისათვის ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის საანგარიშო ეკონომეტრიკული მოდელები

| რეგულირების წლები | ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გამოსათვლელი ფორმულები   |
|-------------------|---|
| 2013              | $T_1 = \frac{(OP_1 + A_1 + T_{პროგნ} + C_{დამ} + K_1 HD * CI_1)}{W_1}$  |
| 2014              | $T_2 = \frac{(OP_2 + A_2 + T_{პროგნ} + C_{დამ} + K_1(1 - HD)HD + K_1'HD' * CI_2)}{W_2}$   |
| 2015              | $T_3 = \frac{(OP_3 + A_3 + T_{პროგნ} + C_{დამ} + K_1(1 - HD)^2 HD + [K_1'(1 - HD)' + K_2']HD' * CI_3)}{W_3}$                                    |
| 2016              | $T_4 = \frac{(OP_4 + A_4 + T_{პროგნ} + C_{დამ} + K_1(1 - HD)^3 HD + [K_1'(1 - HD)'' + K_2'(1 - HD)' + K_3']HD' * CI_4)}{W_4}$                   |
| 2017              | $T_5 = \frac{(OP_5 + A_5 + T_{პროგნ} + C_{დამ} + K_1(1 - HD)^4 HD + [K_1'(1 - HD)''' + K_2'(1 - HD)'' + K_3'(1 - HD)' + K_4']HD' * CI_5)}{W_5}$ |

ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში (5 წელი) ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირების პრაქტიკაში აპრობირების მიზნით მოძიებულია საქართველოში ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი, სს „თელასის“ მიერ 2008-2012 წლებში ელექტროენერჯის განაწილებაზე გაწეული ხარჯი და სხვა აუცილებელი სტატისტიკური მონაცემები [9,11], რის საფუძველზეც ჩამოყალიბდა სს „თელასის“ აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ეკონომიკურ პარამეტრებზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირებისათვის საჭირო საწყისი ინფორმაცია (3-2) ცხრილის სახით.

ამ ცხრილში შეტანილი 2008-2012 წლების ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის მნიშვნელობები განსაზღვრულია სს „თელასში“ ამ წლებში განხორციელებული ინვესტიციებისა და ელექტროენერჯის გადაცემისათვის გაწეული მომსახურების ხარჯების მიხედვით.

ცხრილი (3-2)

სს „თელასის“ აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელ ეკონომიკურ პარამეტრებზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირებისათვის საჭირო საწყისი ინფორმაცია

| წელი/დასახელება  | 2007       | 2008       | 2009       | 2010       | 2011       |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|
|  | ლარი       |            |            |            |            |
| სამორტიზაციო ანარიცხები ლარი/წელი  | 4213000    | 4905000    | 5754000    | 11154000   | 10814000   |
| ხარჯები რემონტზე ლარი/წელი   | 3110000    | 1695000    | 3353000    | 3466000    | 5599000    |
| სხვა საექსპლუატაციო ხარჯები ლარი/წელი                                    | 1628000    | 1319000    | 258000     | 332000     | 544000     |
| ტრანზიტის მომსახურება ლარი/წელი  | 16480000   | 16572000   | 16233000   | 13482000   | 16975000   |
| დანახარჯები შრომის ანაზღაურებაზე ლარი/წელი                               | 28386000   | 40659000   | 40504000   | 42100000   | 46735000   |
| გადახდები მართვის ორგანოებისა და სარევიზიო კომისიის წევრთათვის ლარი/წელი | 0          | 0          | 0          | 50000      | 478000     |
| ინვესტიციები ლარი/წელი   | 43420000   | 29020000   | 25090000   | 20700000   | 26420000   |
| შესყიდული ელექტროენერჯია (კვტ.სთ)  | 1897165915 | 1863522855 | 1981585963 | 2064672166 | 2059000000 |
| სხვა დანახარჯები წარმოებასა და რეალიზაციაზე ლარი/წელი                    | 7008000    | 9634000    | 13264000   | 17528000   | 16903000   |

(3-2) ცხრილში მოცემული საწყისი ინფორმაციით ენერგოკომპანიის საოპერაციო ხარჯების, ძირითადი ფონდების საამორტიზაციო ანარიცხების, შესყიდული ელექტროენერგიის და ელექტროენერგიის დანაკარგებით გამოწვეული დამატებითი ხარჯების ზღვრული სიდიდების გრძელვადიანი (5 წელი) პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები, ასახულია (3-3) ცხრილში.

ცხრილი (3-3)

სს „თელასის“ განაწილების ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები

| ფაქტორები  | პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები  |
|--|---------------------------------------|
| მთლიანი საოპერაციო ხარჯები                             | $Y=0,642874Y^1+25380088$              |
| საამორტიზაციო ანარიცხები                               | $Y=-0,005137Y^1-0,011489Y^2+11420152$ |
| ელექტროენერგიის დანაკარგით გამოწვეული დამატებითი ხარჯი | $Y=-0,14829 Y^1+ 113669850$           |
| ინფლაციის ზრდის ტემპი                                  | $Y=0.0858Y^1--0.2471Y^2+121.17$       |
| შესყიდული ელექტროენერგია                               | $Y=0,5378Y^1-0,27011 Y^2+ 1495011886$ |

პროგნოზირების ავტორეგრესულ მოდელში  $Y^1$ ,  $Y^2$  არის საპროგნოზო ფაქტორების წინა წლის მაჩვენებლები.

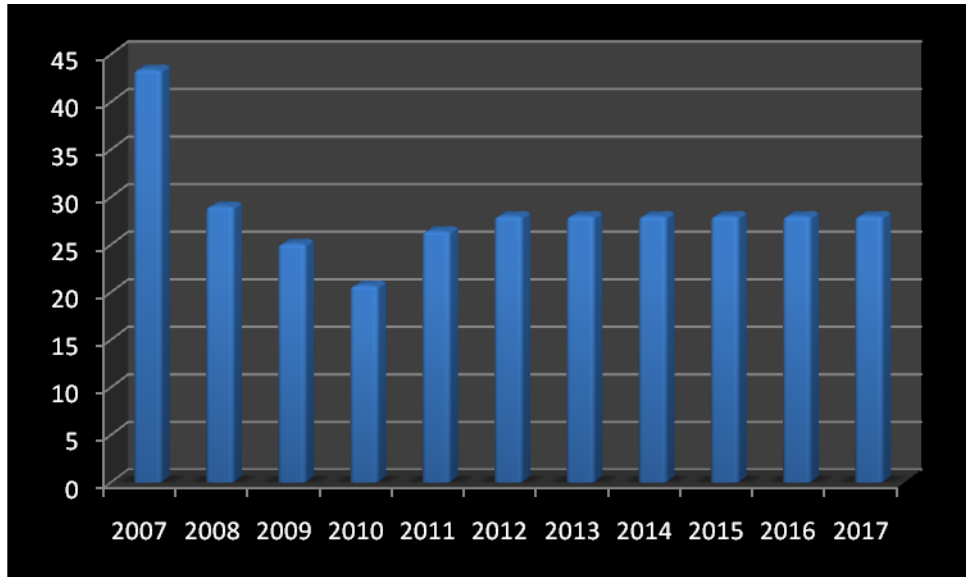
(3-3) ცხრილში მოცემული პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელებით ჩატარებულია გამანაწილებელი კომპანიის საოპერაციო ხარჯების, ძირითადი ფონდების საამორტიზაციო ანარიცხების მოქმედი ფაქტორების, ინფლაციის ზრდის ტემპის, ელექტროენერგიის დანაკარგით გამოწვეული დამატებითი ხარჯების და შესყიდული ელექტროენერგიის ზღვრული სიდიდების 5-წლიანი პერიოდის პროგნოზი. შედეგები შეტანილია (3-4) ცხრილში.

სს „თელასის“ განაწილების ტარიფის გამსაზღვრელი ეკონომიკური  
პარამეტრების 5 წლიანი პროგნოზი

| ფაქტორები  | პროგნოზირების წელი |            |            |            |            |
|--|--------------------|------------|------------|------------|------------|
|  | 2013               | 2014       | 2015       | 2016       | 2017       |
| მთლიანი<br>საოპერაციო<br>ხარჯები<br>(ლარი/წელი)                                  | 70240530           | 68920065   | 70535950   | 69687057   | 70725868   |
| საამორტიზაციო<br>ანარიცხები<br>(ლარი/წელი)                                       | 11230000           | 11354851   | 11346031   | 11349465   | 11347985   |
| ელექტროენერჯის<br>დანაკარგით<br>გამოწვეული<br>დამატებითი<br>ხარჯი<br>(ლარი/წელი) | 10650000           | 11027804   | 9350035    | 10641276   | 9819588    |
| ინფლაციის<br>ზრდის ტემპი   | 102.4              | 104.4      | 105.6      | 104.8      | 104.4      |
| შესყიდული<br>ელექტროენერჯია<br>(კვტ.სთ)  | 2051779907         | 2044682992 | 2042332028 | 2040465425 | 2041117999 |

ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლები დაანგარიშებულია მე-2 თავში მოცემული ალგორითმით და (3-1) სურათზე ასახული, სს „თელასში“ 2007–2012 წლებში ინვესტირებული კაპიტალისა და 2013–2017 წლების საინვესტიციო პროგრამის შესაბამისად.

სს „თელასში“ ინვესტიციების მოცულობები 2013-2017 წლებში აღებულია პირობითად, ვინაიდან ვერ შევძელით ამ წლებში განსახორციელებელი საინვესტიციო პროგრამის მონაცემების მოპოვება.



სურ 3-1. სს „თელასში“ 2007–2012 წლებში განხორციელებული ინვესტიციების და 2013–2017 წლებში განსახორციელებელი საინვესტიციო პროგრამა

ცხრილი (3-5)

სს „თელასის“ საწარმოო პროგრამა

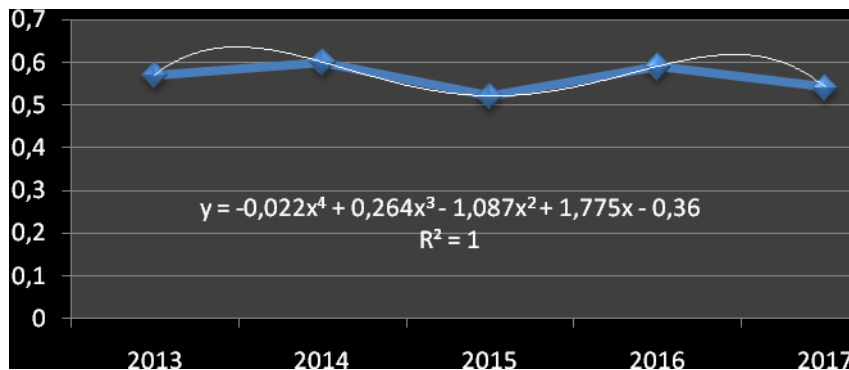
| წელი                                   | 2013       | 2014       | 2015       | 2016       | 2017       |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|
| გასანაწილებელი ელექტროენერჯია (კვტ.სთ) | 2051779907 | 2044682992 | 2042332028 | 2040465425 | 2041117999 |

(3-1) ცხრილში მოცემული ეკონომეტრიკული მოდელებით, (3-4) და (3-5) ცხრილებში ასახული მონაცემებითა და PredictorXL კომპიუტერული პროგრამის გამოყენებით შესრულებულია საქართველოს განაწილების ტარიფის 5-წლიანი პერიოდისათვის საგეგმო მაჩვენებლების ანგარიში და გამოთვლილია ამ ტარიფის ზედა ზღვარი გამოთანაბრების მეთოდით. მიღებული შედეგები შეტანილია (3-6) ცხრილში.

ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის 5-წლიანი პერიოდის  
საგეგმო მაჩვენებლები, ზედა ზღვრის ჩვენებით

| განაწილების ტარიფი | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------|------|------|------|------|------|
| ზედა ზღვარი        | 0,61 | 0,64 | 0,55 | 0,62 | 0,57 |
| საბზისო            | 0.57 | 0.6  | 0.52 | 0.59 | 0.54 |

სურათი (3-2)-ის საფუძველზე მაქსიმალური დამაჯერებლობის მეთოდის და Excel კომპიუტერული პროგრამის მეშვეობით მიღებულია გრძელვადიანი პერიოდისათვის სამომხმარებლო ტარიფის საგეგმო მაჩვენებლების ოპტიმალურად ამსახველი გამარტივებული მათემატიკური მოდელი.



სურ. (3-2). სამომხმარებლო ტარიფის საგეგმო მაჩვენებლების ოპტიმალურად ამსახველი გამარტივებული მათემატიკური მოდელი

**დასკვნა**

1. გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების პროგნოზული ზღვრული საგეგმო მაჩვენებლების მათემატიკური მოდელები.
2. RAB-ის რეგულირების პრინციპის საფუძველზე 5-წლიან პერიოდში ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის ოპტიმალური

რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელი და განაწილების ტარიფის 5-წლიანი პერიოდისათვის ოპტიმალურად დაგეგმვის მეთოდით, რომელიც საშუალებას იძლევა გრძელვადიან პერიოდში მაღალი სიზუსტით დაიგეგმოს ტარიფები.

3. ჩატარებულმა კვლევამ გვიჩვენა, რომ სს„თელასის“ ელექტროენერჯის განაწილების არსებული ტარიფი 20%-ით მაღალია გაანგარისებულ ტარიფთან მიმართებაში.

## თავი IV. გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის დაგეგმვა და მისი მაფორმირებელი ენერგოკომპანიების ტარიფების ოპტიმალური განაწილება

### 4.1. გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა

საბაზრო ეკონომიკის ფორმირების რთულ ეტაპზე ქვეყნისათვის განსაკუთრებულ მნიშვნელობას იძენს ელექტროენერჯეტიკაში სატარიფო პოლიტიკის სწორად წარმართვა. ამ პროცესში წინა პლანზე იწევს ტარიფების ფორმირებაზე მოქმედი ფაქტორების დადგენა და გრძელვადიანი პერიოდისათვის მეცნიერული ანალიზის საფუძველზე ელექტროენერჯის ტარიფების სიდიდეების ობიექტურად დაგეგმვა. სწორედ, ამიტომ თანამედროვე ეტაპზე დასავლეთ და აღმოსავლეთ ევროპის ქვეყნების უმრავლესობა გადასულია გრძელვადიანი პერიოდისთვის (3-5 წელი) ელექტროენერჯის ტარიფების დაგეგმვაზე. [26]

აღნიშნულიდან გამომდინარე, განსაკუთრებით აქტუალურია ელექტროენერჯის ტარიფების დადგენის მეთოდოლოგიის სრულყოფა და გრძელვადიანი პერიოდისათვის ტარიფის ისეთი სიდიდის დადგენა, რომელიც ერთნაირად ხელსაყრელი იქნება, როგორც ელექტროენერჯის მწარმოებელი და გამანაწილებელი საწარმოებისათვის, ისე მომხმარებლებისათვის, რითაც ელექტროენერჯის გამანაწილებელ და მწარმოებელ საწარმოებს საშუალება ეძლევათ, გრძელვადიან სტაბილურ პერიოდისთვის დაგეგმონ თავიანთი საქმიანობა და განახორციელონ დამატებითი ინვესტირება, ხოლო მომხმარებლებს საშუალება ექნებათ სწორად გათვალონ ელექტროენერჯის მოხმარებასთან დაკავშირებული ხარჯები. მსოფლიოში ცნობილი ექსპერტები თვლიან, [28] რომ გრძელვადიანი ტარიფები მომგებიანია პირველ რიგში მსხვილი ენერგოკომპანიებისათვის. ამასთან, ელექტროენერჯის მომხმარებლებისათვის მომგებიანი იქნება მხოლოდ იმ შემთხვევაში თუ გრძელვადიანი ტარიფები ეკონომიკურად იქნება დასაბუთებული. ამ ამოცანის გადაწყვეტა შესაძლებელია გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის მაღალი სიზუსტის პროგნოზირების პირობებში. დროის მიხედვით ტარიფების სიდიდის



ცვალებადობის აღწერა მაღალი სიზუსტითა და ობიექტურად, შესაძლებელია ინვესტირებული კაპიტალის ღირებულების კომპენსაციისა და “დანახარჯების +”-ის მინიმიზაციის საფუძველზე გრძელვადიანი პერიოდისათვის (3-5წელი), ფორმირებული ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელის გამოყენებით.

დასმული პრობლემის ამგვარი გადაწყვეტა სრულად უზრუნველყოფს ელექტროენერჯის მწარმოებელი, გამანაწილებელი, გამსაღებელი ენერგოკომპანიების და მომხმარებლების ეკონომიკური ინტერესების დაკმაყოფილებას.

საქართველოში ელექტროენერგეტიკული კომპანიებისათვის გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვის მრავალფაქტორიანი-ეკონომიკურ მათემატიკური მოდელის ჩამოსაყალიბებლად [10] შრომაში ასახული მეთოდოლოგიით შესრულდა კორელაციური ანალიზი. კორელაციური ანალიზისათვის საჭირო მონაცემები აღებულია სათბობ-ენერგეტიკის სამინისტროს, სემეკის, სტატისტიკის სახელმწიფო დეპარტამენტის, ეროვნული ბანკის, სს “თელასის”, სს “ელექტროენერგეტიკული სისტემის კომერციული ოპერატორის (ესკო), სს “საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის” (სსე) 2007-2011 წლების წლიური ანგარიშებიდან [9,19].

ჩატარებული კვლევით დადგინდა, რომ ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის სიდიდეზე მოქმედებენ, შესყიდული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის სიდიდე, ინფლაციის საშუალო წლიური ზრდის ტემპი, პირობითად მუდმივი დანახარჯების ხვედრითი წილი რეალიზებული 1 კვტ.სთ ელექტროენერჯის ღირებულებაში, პირობითად ცვლადი დანახარჯების ხვედრითი წილი 1 კვტ.სთ ელექტროენერჯის ღირებულებაში, უცხოური ვალუტის კურსის ცვალებადობა. შედეგად ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი ზოგად ეკონომიკურ-მათემატიკურ მოდელი გამოისახება ფორმულით:

$$Y^i = a_1x_1 + a_2x_2 + a_{13}x_3 + a_4x_4 + a_5x_5 \quad (1)$$

სადაც

$Y^i$  – სამომხმარებლო ტარიფი (თეთრი/კვტ.სთ) (i) წელიწადს

$x_1$  - ინფლაციის საშუალო წლიური ზრდის ტემპი (%) (i) წელიწადს

$x_2$  - პირობითად მუდმივი ხარჯების ხვედრითი წილი რეალიზებული 1 კვტ.სთ ელექტროენერჯიის ღირებულებაში (i) წელიწადს

$x_3$  - პირობითად ცვლადი ხარჯების ხვედრითი წილი რეალიზებული 1 კვტ.სთ ელექტროენერჯიის ღირებულებაში (i) წელიწადს

$x_4$  - შესყიდული ელექტროენერჯიის საშუალო შეწონილი ტარიფის სიდიდე (i) წელიწადს, ლარი/კვტ.სთ

$x_5$  - სავალუტო კურსის საშუალო წლიური ზრდის ტემპი (%) (i) წელიწადს

$a_1, a_2, a_3, a_4, a_5$  - რეგრესიის კოეფიციენტებია, რომლებიც გვიჩვენებენ სხვადასხვა ფაქტორების ფიქსირებული მნიშვნელობის დროს შესაბამისი ფაქტორის გავლენის ხარისხს საპროგნოზო მაჩვენებლებზე.

$i - 1, \dots, n$ - წელი

(1) გამოსახულებიდან გამომდინარე რეგრესიის კოეფიციენტის გამოსათვლელ განტოლებათა სისტემა ექნება:

$$\begin{aligned} a_1x_1^1 + a_2x_2^1 + a_3x_3^1 + a_4x_4^1 + a_5x_5^1 &= Y^i \\ a_1x_1^2 + a_2x_2^2 + a_3x_3^2 + a_4x_4^2 + a_5x_5^2 &= Y^i \\ a_1x_1^3 + a_2x_2^3 + a_3x_3^3 + a_4x_4^3 + a_5x_5^3 &= Y^i \\ a_1x_1^4 + a_2x_2^4 + a_3x_3^4 + a_4x_4^4 + a_5x_5^4 &= Y^i \\ a_1x_1^5 + a_2x_2^5 + a_3x_3^5 + a_4x_4^5 + a_5x_5^5 &= Y^i \end{aligned} \quad (2)$$

$x_1, x_2, \dots, x_n$  - მნიშვნელობები განისაზღვრება წინაწლების სტატისტიკური მონაცემების მიხედვით.

სამომხმარებლო ტარიფის სიდიდე  $i$  წელიწადს განისაზღვრება ფორმულით:

$$Y^i = \frac{N_1 + N_2 + N_3 + N_4 + N_5 + N_6 + N_7 + P}{W}$$

სადაც

$N_1$  - საამორტიზაციო ანარიცხები, ლარი/წელიწადი

$N_2$  - სარემონტო ხარჯები, ლარი/წელიწადი

$N_3$  - შესყიდული ელექტროენერჯიის ღირებულება, ლარი/წელიწადი

$N_4$  - ტრანზიტის მომსახურების ხარჯები, ლარი/წელიწადი

$N_5$  - დანახარჯები შრომის ანაზღაურებაზე, ლარი/წელიწადი

$N_6$  - ფონდამონაგები, ლარი/წელიწადი

$N_7$  - სხვა საექსპლოატაციო ხარჯები, ლარი/წელიწადი

$W$  - შესყიდული ელექტროენერჯიის მოცულობა, კვტ.სთ.

$P$  – დაგეგმილი მოგების ნორმა, ლარი/წელიწადი

(2) განტოლებათა სისტემაში ფაქტორების მონაცემების ჩასმით და კომპიუტერული პროგრამა Exell-ის მეშვეობით ამოხსნით მივიღებთ  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$ ,  $a_4$ ,  $a_5$  რეგრესიის კოეფიციენტების მნიშვნელობებს. მიღებული მონაცემების შესაბამისად ჩამოყალიბდება ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის პროგნოზირების რეალური ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელი.

გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის საგეგმო მაჩვენებლის ობიექტურად დადგენის მიზნით უნდა ჩატარდეს აღნიშნული ტარიფის დადგენის ეკონომიკურ-მათემატიკურ მოდელში შემავალი თითოეული ფაქტორის პროგნოზირება, ტარიფის მაფორმირებელი ელექტროენერჯეტიკული კომპანიების მუშაობის წინა წლების (5-10 წელი) ტექნიკო-ეკონომიკური მაჩვენებლების შესახებ სტატისტიკური მონაცემების მიხედვით. ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების მაღალი სიზუსტით პროგნოზირება შესაძლებელია ნეირონული ქსელების და ავტორეგრესული მოდელების გამოყენებით [8].

ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფების საგეგმო მაჩვენებლების დასაზუსტებლად უნდა ჩატარდეს მიღებული პროგნოზული პარამეტრების ექსპერტული შეფასება. ექსპერტულ შეფასებას საფუძვლად უნდა დაედოს ტარიფის მაფორმირებელი თითოეული ენერგოკომპანიის საინვესტიციო და საწარმოო პროგრამები, ამ პროგრამების ფინანსური უზრუნველყოფის რეალურად განხორციელებადობის მეცნიერული კვლევით მიღებული შეფასების და ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის პროგნოზულ სიდიდეებთან შედარებითი ანალიზის შედეგები. დასმული პრობლემის გადაჭრისათვის ზემოთ ჩამოყალიბებული მიდგომა თავიდან აგვაცილებს შეცდომებს ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფების გრძელვადიან პერიოდისათვის დაგეგმვაში.

შემოთავაზებული მეთოდიკა აპრობირებულია სს „თელასი“-ს მაგალითზე. სს „თელასი“-ს ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის გრძელვადიანი პერიოდისათვის დაგეგმვას საფუძვლად დაედო [19] ცხრილ №(4-1)-ში ასახული სტატისტიკური მონაცემები. ამ ორგანიზაციის მიერ 2007-2011 წლებში ელექტროენერჯის შესყიდვა-რეალიზაციაზე და ინვესტირებული კაპიტალის კომპენსაციაზე გაწეული დანახარჯები.

ცხრილი (4-1)

სს “თელასის” მიერ ელექტროენერჯის შესყიდვა-რეალიზაციაზე და ინვესტირებული კაპიტალის კომპენსაციაზე გაწეული დანახარჯები

| წელი/დასახელება   | 2007     | 2008     | 2009     | 2010     | 2011      |
|---|----------|----------|----------|----------|-----------|
|   | ლარი     |          |          |          |           |
| საამორტიზაციო ანარიცხები<br>ლარი/წელი   | 4213000  | 4905000  | 5754000  | 11154000 | 10814000  |
| ხარჯები რემონტზე<br>ლარი/წელი   | 3110000  | 1695000  | 3353000  | 3466000  | 5599000   |
| სხვა საექსპლუატაციო<br>ხარჯები ლარი/წელი  | 1628000  | 1319000  | 258000   | 332000   | 544000    |
| შესყიდული<br>ელექტროენერჯის<br>ღირებულება ლარი                                    | 88478000 | 81247000 | 80187000 | 74939000 | 101814000 |
| ტრანზიტის მომსახურება<br>ლარი/წელი  | 16480000 | 16572000 | 16233000 | 13482000 | 16975000  |
| დანახარჯები შრომის<br>ანაზღაურებაზე ლარი/წელი                                     | 28386000 | 40659000 | 40504000 | 42100000 | 46735000  |
| გადახდები მართვის<br>ორგანოებისა და სარევიზიო<br>კომისიის წევრთათვის<br>ლარი/წელი | -        | -        | -        | 50000    | 478000    |
| ინვესტიციები ლარი/წელი  | 43420000 | 29020000 | 25090000 | 20700000 | 26420000  |
| ფონდამონაგები<br>(15%)ლარი/წელი   | 9552600  | 12472710 | 14365035 | 16815508 | 18256182  |
| სხვა დანახარჯები წარმოებასა<br>და რეალიზაციაზე ლარი/წელი                          | 7008000  | 9634000  | 13264000 | 17528000 | 16903000  |
| მოგება (10%) ლარი/წელი  | 15885560 | 16850371 | 17391804 | 17986651 | 21811818  |

ცხრილ №(4-1)-ში მოცემული მაჩვენებლების მიხედვით ჩამოყალიბდა სს „თელასი“-ს სამომხმარებლო ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების საწყისი მონაცემები ცხრილი № (4-2)-ის სახით.

სს „თელასი“-ს საშუალოშეწონილი ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების  
პროგნოზირების საწყისი მონაცემები

| წელი | ინფლაციის ზრდის ტემპი % | ვალუტის კურსის ცვალებადობა (აშშ.დოლარი/ლარი) | პირობითად მუდმივი დანახარჯები 1 კვტ სთ ელექტროენერგიის შესყიდვა-რეალიზაციაზე (ლარი/ კვტ სთ) | პირობითად ცვლადი დანახარჯები 1 კვტ სთ ელექტროენერგიის შესყიდვა-რეალიზაციაზე (ლარი/ კვტ სთ) |
|------|-------------------------|--|---|--|
| 2007 | 110                     | 1,6869                                       | 0,027389  | 0,004546   |
| 2008 | 105,5                   | 1,65   | 0,02914   | 0,005773   |
| 2009 | 103                     | 1,6705                                       | 0,032109  | 0,007256   |
| 2010 | 111,2                   | 1,7826                                       | 0,033214  | 0,009038   |
| 2011 | 102                     | 1,68   | 0,037048  | 0,008682   |

პირობითად მუდმივი და პირობითად ცვლადი დანახარჯების პროგნოზირებას საფუძვლად დაედო 2007-2011 წლებში სს „თელასის“ მიერ ელექტროენერგიის შესყიდვა-რეალიზაციაზე და ინვესტირებული კაპიტალის კომპენსაციაზე გაწეული დანახარჯების სტატისტიკური მონაცემები. ქვეყანაში ინფლაციის, ვალუტის კურსის ცვალებადობის 2007-2011 წლების მაჩვენებლები აღებულია საქართველოს სახელმწიფო სტატისტიკის დეპარტამენტის სამსახურიდან [26]. ჩამოთვლილი ფაქტორების სიდიდეების ცვალებადობის პროგნოზი ჩატარებულია ავტორგრესიული მოდელით [10]. მაქსიმალური დამაჯერებლობის კრიტერიუმის და Excel კომპიუტერული პროგრამის შესაბამისად, ინფლაციის და სავალუტო კურსის ზრდის ტემპების, პირობითად მუდმივი და პირობითად ცვლადი დანახარჯების 1 კვტ სთ რეალიზებული ელექტროენერგიის ღირებულებაში კუთრი წილის დროში ცვალებადობის პროგნოზირების ავტორგრესიული მოდელები მოცემულია ცხრილ №(4-3)-ში.

ცხრილი (4-3)

სს „თელასი“-ს 1 კვტსთ ელექტროენერჯის გრძელვადიანი პერიოდისათვის სამომხმარებლო ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები

| დასახელება  | პროგნოზირების განტოლება                          |
|---|--|
| ინფლაციის ზრდის ტემპი $i$ წელიწადს  | $Y = -0.75148*Y^{-1}+(-0.36035)*Y^{-2}+225.9248$ |
| პირობითად მუდმივი დანახარჯების კუთრი წილი რეალიზებულ 1 კვტ.სთ. ელექტროენერჯის ღირებულებაში $i$ წელიწადს | $Y =(-0.4989)*Y^{-1}+0.4989*Y^{-2} +0.006$       |
| პირობითად ცვლადი დანახარჯები კუთრი წილი რეალიზებულ 1 კვტ.სთ. ელექტროენერჯის ღირებულებაში $i$ წელიწადს   | $Y =0.6744*Y^{-1}+0.0032$                        |
| სავალუტო კურსის ზრდის ტემპი $i$ წელიწადს  | $Y=0.376316*Y^{-1}+0.079336*Y^{-2}+0.920372$     |

ცხრილ №(4-3)-ში ასახული პროგნოზირებულ ავტორეგრესულ მოდელებში  $Y^{-1}$ ,  $Y^{-2}$  არის წინა წლის მახვენებლები.

სს “თელასი“-ს მიერ 2007-2011 წლების ელექტროენერჯის შესყიდვის სტატისტიკური მონაცემები

| №  | დასახელება            | 2011   |             |               | 2010        |               | 2009        |               | 2008        |               | 2007        |               |
|----|-----------------------|--------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|
|    |                       | ტარიფი | კვტ.სთ      | ლარი          | კვტ.სთ      | ლარი          | კვტ.სთ      | ლარი          | კვტ.სთ      | ლარი          | კვტ.სთ      | ლარი          |
| 1  | მტკვარი ენერჯეტიკა    | 8,09   | 630 892 595 | 5 105 182 880 | 187 667 000 | 1 518 601 364 | 240 475 000 | 1 945 923 700 | 195 471 645 | 1 688 875 013 | 453 140 590 | 3 709 408 870 |
| 2  | ხრამქესი-1            | 2,30   | 294 651 187 | 677 697 731   | 288 061 995 | 584 765 849   | 223 361 532 | 453 423 910   | 215 914 115 | 438 305 654   | 237 890 314 | 418 686 953   |
| 3  | ხრამქესი-2            | 3,50   | 404 554 094 | 1 415 939 331 | 380 324 864 | 950 812 160   | 321 260 229 | 803 150 572   | 342 362 116 | 855 905 290   | 183 079 514 | 276 450 066   |
| 4  | ენგურჰესი             | 1,19   | 440 908 593 | 523 358 500   | 728 741 510 | 865 016 172   | 652 913 617 | 775 008 463   | 564 417 442 | 669 963 504   | 392 930 731 | 466 408 778   |
| 5  | ვარდნილჰესები კასკადი | 1,17   | 12 628 204  | 14 774 999    | 65 000 000  | 76 050 000    | 52 290 249  | 61 179 592    | 3 505 565   | 4 101 511     |             |               |
| 6  | (რიონჰესი)            | 3,50   |             |               | 46 600 000  | 163 100 000   |             |               |             |               | 75 500 000  | 264 250 000   |
| 7  | (ჟინვალჰესი)          | 1,83   | 4 017 089   | 73 512 745    | 68 930 000  | 126 141 900   | 36 710 000  | 67 179 300    | 21 000 000  | 38 430 000    | 45 815 000  | 83 841 450    |
| 8  | (თეთრიხევიჰესი)       | 1,28   | 9 372 000   | 11 949 300    | 15 440 000  | 19 686 000    | 5 940 000   | 7 573 500     |             |               |             |               |
| 9  | ესკო                  | 7,00   | 231 494 592 | 4 398 397     | 200 820 595 | 3 815 591     | 283 542 222 | 5 387 302     | 179 183 085 | 3 404 479     | 286 092 730 | 4 005 298     |
| 10 | (დაშაშჰესი)           | 2,50   |             |               |             |               | 2 375 054   | 5 937 636     |             |               |             |               |
| 11 | კახარეთიჰესი          | 2,50   |             |               |             |               | 2 480 500   | 6 201 250     |             |               |             |               |
| 12 | ბჟუჟჰესი              | 2,50   |             |               |             |               | 10 115 830  | 25 289 575    |             |               |             |               |
| 13 | ალაზანჰესი            | 2,50   |             |               |             |               | 1 810 974   | 4 527 435     |             |               |             |               |
| 14 | რიცეულაჰესი           | 2,50   |             |               |             |               | 4 467 848   | 11 169 620    |             |               |             |               |
| 15 | (აღგეთიჰესი)          | 2,50   |             |               |             |               | 451 080     | 1 127 700     |             |               |             |               |
| 16 | ორთაჭალაჰესი 2007     | 2,50   |             |               |             |               | 25 328 720  | 63 321 800    | 78 395 040  | 195 987 600   | 78 672 240  | 196 680 600   |
| 17 | ხადორჰესი             | 7,16   |             |               |             |               |             |               | 22 765 921  | 163 003 994   | 20 481 911  | 146 650 483   |
| 18 | ტბრ ენერჯი            | 4,50   |             |               |             |               |             |               | 121 619 165 | 547 286 243   |             |               |
| 19 | ტბრ ენერჯი ბარტერ     | 8,25   |             |               |             |               |             |               | 59 392 773  | 489 990 377   |             |               |
| 20 | ესკო იმპორტი          | 5,55   |             |               |             |               |             |               | 61 589 548  | 341 821 991   |             |               |
| 21 | ზაჰესი                | 1,42   |             |               |             |               |             |               |             |               | 125 564 479 | 178 301 560   |
| 22 | ვარციხეჰესი           | 1,25   |             |               |             |               |             |               |             |               | 646 000     | 807 500       |

სს “თელასი“-ს მიერ შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზირება ჩატარებულია ცხრილ (4-4)-ში მოცემული 2007-2011 წლებში ელექტროენერჯის შესყიდვის შესახებ სტატისტიკური მონაცემების [26] და [10] ნაშრომში ჩამოყალიბებული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფების პროგნოზირების მეთოდის მიხედვით და სტატისტიკური მონაცემები ასახულია ცხრილ №(4-5) -ში.

ცხრილი (4-5)

სს “თელასის” შესყიდული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის სიდიდეები (2007-2012 წლებში)

| წელი  | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012  |
|---|------|------|------|------|------|-------|
| საბაზისო საშუალოშეწონილი ტარიფი თეთრი/კვტსთ | 3,03 | 2,87 | 2,28 | 2,18 | 3,8  | 2,732 |

როგორც ცხრილ (4-5)-დან ჩანს 2011 წელს მოხდა სს „თელასი“-ს მიერ შესყიდული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის მატება. ანალიზით ირკვევა, რომ 2011 წელს შესყიდული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის მატება განპირობებულია მდინარეებიდან წყლის შემოდინების შემცირებით, შედეგად იმპორტისა და თბოსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის კუთრი წილის შესყიდულ ელექტროენერჯიაში ზრდით. ამასთან საქართველოში გათვალისწინებულია 2015 წლამდე გენერაციის ახალი სიმძლავრეების ექსპლოატაციაში შეყვანა, რაც გამოიწვევს ტარიფის სიდიდის ზრდას. აღნიშნულის გათვალისწინებით ტარიფის პროგნოზირების მოდელში გამოყენებულია ფიქტიური ცვლადის ფაქტორი, შესაბამისად სს “თელასი“-ს საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზირების ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელი გამოისახება შემდეგი ფორმულით:

$$Y^i = a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3 + a_4x_4 + a_5x_5 \quad (4)$$

სადაც  $x_4$  ფიქტიური ცვლადია მისი მნიშვნელობები მოცემულია ცხრილ (4-6)-ში.



| წელი                           | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| ფიქტიური ცვლადის მნიშვნელობები | 1    | 1    | 1    | 0    | 1    | 1    | 1    | 1    | 1    | 1    |

მე-4 გამოსახულებაში ფიქტიური ცვლადის ფაქტორის მნიშვნელობების ჩასმით გათვალისწინებით მივიღებთ რეგრესიის კოეფიციენტების შემდეგ სიდიდეებს:

$$a_1 = -0.0006 \quad a_2 = 1.429 \quad a_3 = -0.506 \quad a_4 = 1.215 \quad a_5 = 0.062 \quad b = -0.0106$$

საბოლოოდ, სს “თელასი“-სათვის შესასყიდი ელექტროენერჯიის საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზირების ეკონომიკურ-მათემატიკურ მოდელი მიიღებს სახეს:

$$Y^i = -0.006x_1 + 1.429x_2 - 0.506x_3 + 1.215x_4 + 0.062x_5 - 0.0106 \quad (5)$$

$a_1$  - ინფლაციის საშუალო წლიური ზრდის ტემპი (%) (i) წელიწადს

$a_2$  - შესყიდული საბალანსო ელ.ენერჯიის ღირებულების ხვედრითი წილის ზრდის ტემპი

$a_3$  - თბოსადგურებში გამომუშავებული ელექტროენერჯიის ხვედრითი წილის ზრდის ტემპი

$a_4$  - სავალუტო კურსის საშუალო წლიური ზრდის ტემპი (%) (i) წელიწადს

$a_5$  - ფიქტიური ცვლადის ზრდის ტემპი

სს „თელასი“-სათვის ელექტროენერჯიის საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზირებისათვის აუცილებელია ჩატარდეს პროგნოზირების ეკონომიკურ-მათემატიკურ მოდელში შემავალი ფაქტორების საპროგნოზო პარამეტრების განსაზღვრა. ინფლაციის ზრდის ტემპის და ვალუტის კურსის პროგნოზირების ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელები ასახულია ცხრილ (4-3)-ში.

2007-2017 წლებში ესკოდან სს “თელასი“-ს მიერ შესასყიდი ელექტროენერჯიის საშუალოშეწონილ ტარიფში კუთრი წილის ცვალებადობის პროგნოზირების მათემატიკური მოდელი ცხრილ (4-4)-ში მოცემული მონაცემების მიხედვით იქნება:

$$Y = -0,47855*Y^{-1} + 0,13270*Y^{-2} + 0,15508 \quad (6)$$

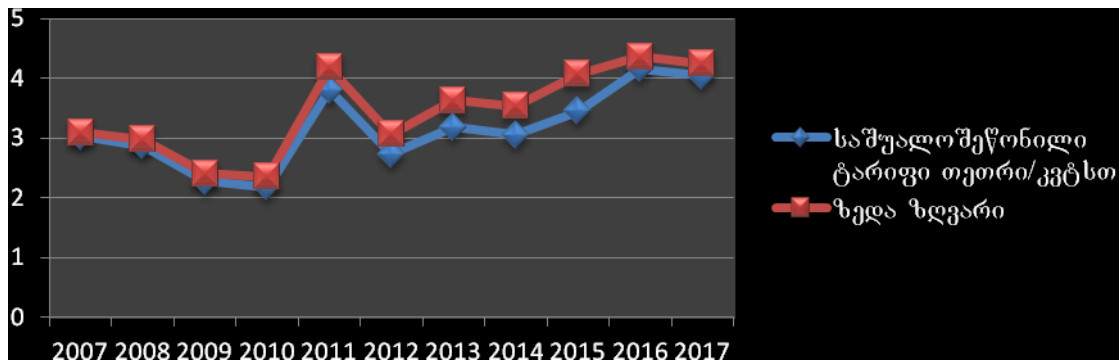
მე-5 გამოსახულებით გამოთვლილია სს „თელასი“-ს მიერ შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის პროგნოზირებული სიდიდეები ზედა ზღვრის ჩვენებით და შედეგები შეტანილია ცხრილ (4-7)-ში

ცხრილი (4-7)

სს “თელასის” შესყიდული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის სიდიდეები ზედა ზღვრის ჩვენებით.

| წელი                               | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| საშუალოშეწონილი ტარიფი თეთრი/კვტსთ | 2,87 | 2,28 | 2,18 | 3,8  | 2,73 | 3,18 | 3,05 | 3,45 | 4,16 | 4,04 |
| ზედა ზღვარი                        | 2,98 | 2,41 | 2,35 | 4,18 | 3,06 | 3,63 | 3,54 | 4,07 | 4,36 | 4,24 |

ცხრილ (4-7)-ში მოცემული მონაცემებით აგებულია სს „თელასის“ მიერ შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის ცვალებადობის 2007-2015 წლების პროგნოზის გრაფიკი (იხ.სურ. 4-1).



სურ. (4-1) სს „თელასი“-სთვის ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის ცვალებადობის პროგნოზი (2007-2017 წლებში)

ცხრილ (4-3)-ში მოცემული პირობითად მუდმივი და ცვლადი დანახარჯების, სავალუტო კურსის ცვალებადობის, ინფლაციის ზრდის ტემპების პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელით და სს “თელასი“-ს მიერ შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელის მეშვეობით შესრულებულია გრძელვადიან პერიოდში (2007-2017 წწ) სს “თელასი“-სათვის ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირება შედეგები ასახულია ცხრილ (4-8)-ში.

ცხრილი (4-8)

გრძელვადიან პერიოდში (2007-2017წწ) ელექტროენერჯის  
სამომხმარებლო ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზული  
მაჩვენებლები

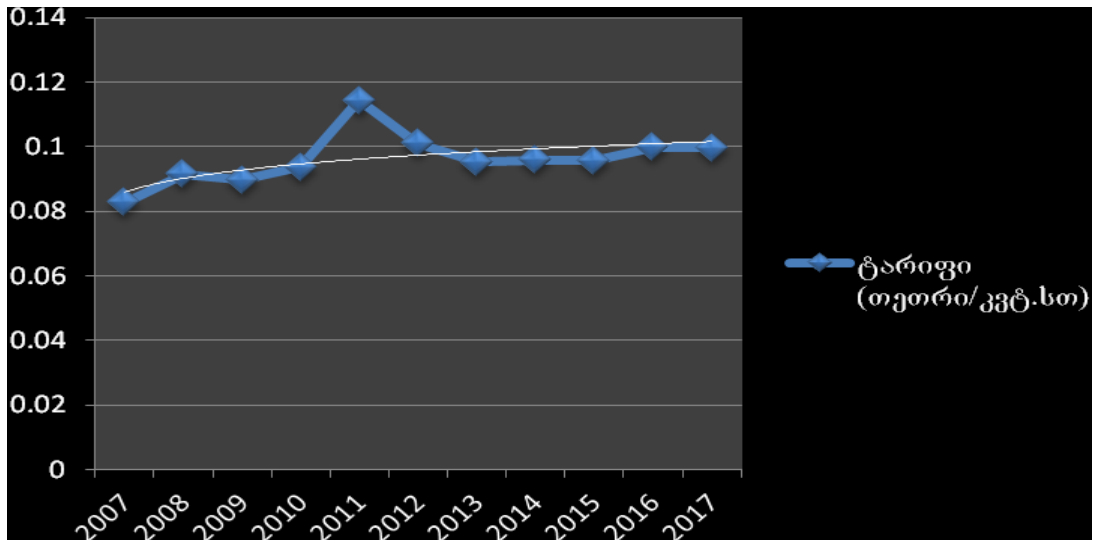
| წელი | ინფლაციის<br>ზრდის<br>ტემპი | პირობითად მუდმივი<br>დანახარჯები 1 კვტ<br>სთ<br>ელექტროენერჯის<br>შესყიდვა-<br>რეალიზაციაზე<br>(ლარი/ კვტ სთ) | პირობითად<br>ცვლადი<br>დანახარჯები<br>1 კვტ სთ<br>ელექტროენერჯის<br>შესყიდვა-<br>რეალიზაციაზე<br>( ლარი/ კვტ სთ) | სს “თელასი”-<br>სთვის<br>ელექტროენერგ<br>იის<br>საშუალო შეწონ<br>ილი ტარიფი<br>ლარი/კვტ.სთ | ვალუტი<br>ს<br>კურსის<br>ცვალებ<br>ადობა |
|------|-----------------------------|---|--|--|--|
| 2007 | 110                         | 0.023824  | 0.027389   | 0,0303   | 1.6869                                   |
| 2008 | 105,5                       | 0.031485  | 0.02914  | 0,0287   | 1.65                                     |
| 2009 | 103                         | 0.034331  | 0.032109   | 0,0228   | 1.6705                                   |
| 2010 | 111,2                       | 0.037109  | 0.033214   | 0,0218   | 1.7826                                   |
| 2011 | 102                         | 0.039639  | 0.037048   | 0,038  | 1.68                                     |
| 2012 | 105,2                       | 0.038869  | 0.036767   | 0,027  | 1.733                                    |
| 2013 | 109,2                       | 0.040376  | 0.042568   | 0,0318   | 1.595                                    |
| 2014 | 110,1                       | 0.039917  | 0.03926  | 0,0305   | 1.62                                     |
| 2015 | 105,9                       | 0.040814  | 0.049477   | 0,0345   | 1.56                                     |
| 2016 | 102,7                       | 0.040748  | 0.039495   | 0,0416   | 1.6                                      |
| 2017 | 106,2                       | 0.040453  | 0.059562   | 0,0404   | 1.59                                     |

მე-1 ფორმულაში ცხრილ (4-8)-ში ასახული მონაცემების შეტანით მიღებულია ცხრილ (4-9)-ში მოცემული (2011-2017 წწ) სს “თელასი”-ს ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის საგეგმო პარამეტრები და გრაფიკულად ასახულია სურ. (4-2)-ზე.

ცხრილ (4-9)

ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის პროგნოზული პარამეტრები

| წელი                         | 2007   | 2008   | 2009   | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| ტარიფი<br>(თეთრი/<br>კვტ.სთ) | 0,0827 | 0,0914 | 0,0896 | 0,0936 | 0,1143 | 0,1011 | 0,0953 | 0,0958 | 0,0957 | 0,0999 | 0,0997 |



სურ. (4-2). სს „თელასი“-ს ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის მახვენებლების ცვალებადობის გრაფიკი

სურათი (4-2)-ის საფუძველზე მაქსიმალური დამაჯერებლობის მეთოდის და Excel კომპიუტერული პროგრამის მეშვეობით მიღებულია გრძელვადიანი პერიოდისათვის სამომხმარებლო ტარიფის საგეგმო მახვენებლების ოპტიმალურად ამსახველი გამარტივებული მათემატიკური მოდელი:

$$Y=0.007 \ln(x)+0.0805 \quad (7)$$

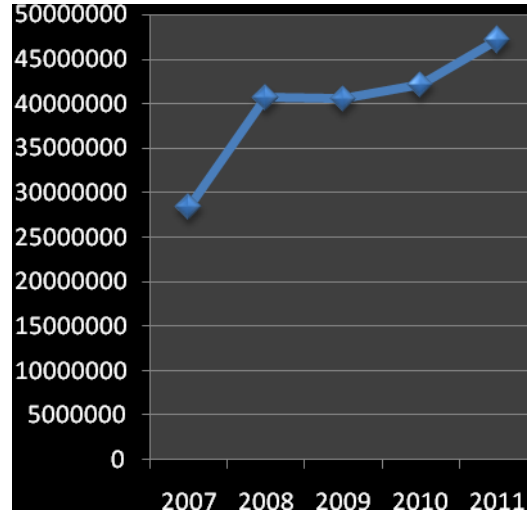
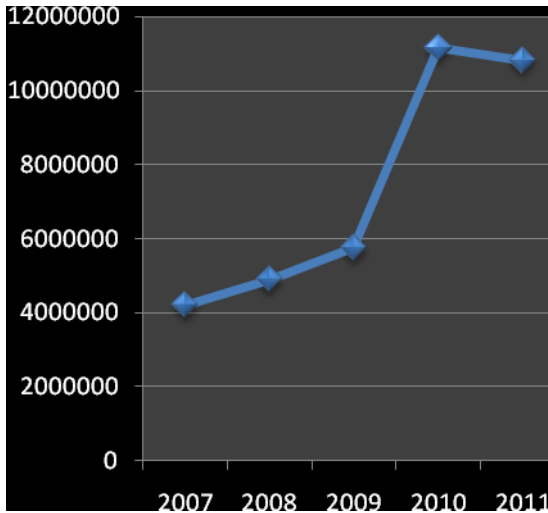
გამარტივებული მათემატიკური მოდელით სს “თელასი“-სათვის გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის საგეგმო სიდიდეები მოცემულია ცხრილ (4-10)-ში.

ცხრილ (4-10).

| სამომხმარებლო ტარიფი    | რეგულირების წლები |          |           |          |          |
|-------------------------|-------------------|----------|-----------|----------|----------|
|                         | 2013              | 2014     | 2015      | 2016     | 2017     |
| ანგარიშით               | 0,0953            | 0,0958   | 0,0957    | 0,0999   | 0,0997   |
| მოგების გათვალისწინებით | 0,10483           | 0,10538  | 0,10527   | 0,10989  | 0,10967  |
| ზედა ზღვარი             | 0,1100715         | 0,110649 | 0,1105335 | 0,115385 | 0,115154 |

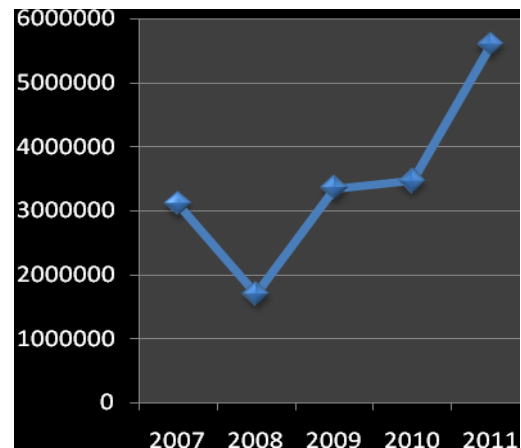
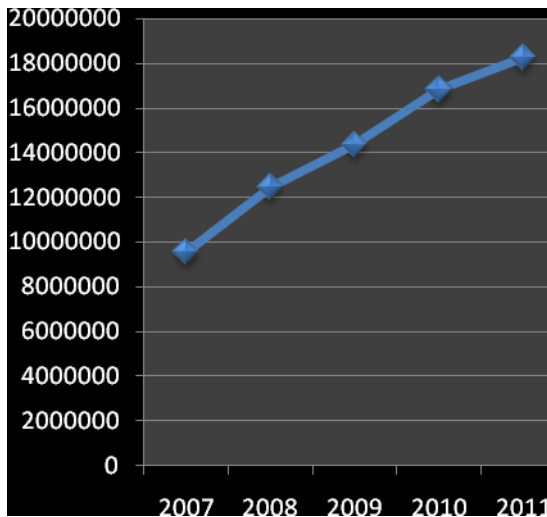
ჩატარებული კვლევით გრძელვადიანი პერიოდისათვის სს „თელასი“-ს ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის საგეგმო მახვენებლების ობიექტურობის შეფასებისათვის შესწავლილ იქნა სამომხმარებლო ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების, ფონდამონაგების,

რემონტის ხარჯების, საამორტიზაციო ანარიცხების და ხელფასის ფონდის ზრდის დინამიკის ცვალებადობის დინამიკა. ამ პროცესმა მიიღო სურ. №(4-3), (4-4), (4-5), (4-6) მოცემული სახე:



სურ. (4-3) საამორტიზაციო ანარიცხების ფონდის ზრდის ცვალებადობის დინამიკა (2007-2011წწ)

სურ. (4-4) ხელფასის დინამიკა (2007-2011წწ)



სურ. (4-5) ფონდამონაგების ზრდის დინამიკა (2007-2011წწ)

სურ. (4-6) რემონტის ხარჯების ზრდის დინამიკა (2007-2011წწ)

მოყვანილი სურათებიდან ნათლად ჩანს, რომ სს „თელასში“ დარღვეულია ეკონომიკის ძირითადი პრინციპი, ხელფასის ფონდის ზრდის ტემპი წინ უსწრებს შრომისნაყოფიერების ზრდის ტემპს. ზრდის ტენდენციებით ხასიათდება ფონდამონაგების, რემონტის ხარჯების და საამორტიზაციო ანარიცხების მაჩვენებლები, რაც აშკარად მეტყველებს იმაზე რომ სამომხმარებლო ტარიფზე მოქმედი ძირითადი ფაქტორების მაჩვენებლების დაგეგმვა წარმოებს სერიოზული ხარვეზებით, რაც თავისთავად განაპირობებს მოგების და შესაბამისად გადასახადების ხელოვნურ შემცირებას.

სს „თელასის“ გრძელვადიანი პერიოდისათვის (2007-2011 წწ) სემეკის მიერ დადგენილი სამომხმარებლო ტარიფის სამათლიანობის შეფასების მიზნით ჩატარდა შედარებითი ანალიზი მოქმედ სამომხმარებლო ტარიფის მაჩვენებლებსა და ჩატარებულ კვლევების შედეგად მიღებულ მაჩვენებლებს შორის. ანალიზის შედეგები მოცემულია ცხრილ (4-11)-ში.

ცხრილი (4-11)

|      | სს თელასის ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფი (თეთრი/კვტ.სთ) |                           | სხვაობა მოქმედ და კვლევით დადგენის სამომხმარებლო ტარიფებს შორის (თეთრი/კვტ.სთ) | შესასყიდი ელექტროენერჯის (კვტ.სთ) | ტარიფების სხვაობის შედეგად მომხმარებლებიდან ზედმეტად ამოღებული თანხები (ლარი) |
|------|---|---------------------------|--|-----------------------------------|---|
|      | მოქმედი   | კვლევის შედეგად დადგენილი |  |                                   |   |
| 2007 | 13,5  | 8.27                      | 5.23   | 1899813509                        | 9936024652  |
| 2008 | 13,5  | 9.14                      | 4.36   | 1897165915                        | 8271643389  |
| 2009 | 13,5  | 8.96                      | 4.54   | 1863522855                        | 8460393762  |
| 2010 | 13,5  | 9.36                      | 4.14   | 1981585962                        | 8203765883  |
| 2011 | 13,5  | 11.43                     | 2.07   | 2064672166                        | 4273871384  |
| სულ  |   |                           |  |                                   | 39145699069   |

ცხრილ (4-11)-ში ასახული მონაცემები აშკარად მიუთითებენ იმაზე, რომ სს „თელასის“ ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფი გრძელვადიანი პერიოდისათვის სემეკის მიერ დადგენილია სათანადო ანალიზის გარეშე. ასეთი მნიშვნელოვანი საკითხისადმი ზედაპირულმა მიდგომამ განაპირობა ის ფაქტი, რომ ქ.თბილისში ელექტროენერჯის მომხმარებლებიდან 2007-2011 წლებში უსამართლოდ ამოღებულ იქნა ელექტროენერჯის საფასური 391 მილიონ ლარზე მეტი.

#### 4.2 სამომხმარებლო ტარიფის მაფორმირებელი ენერგოკომპანიებს შორის ტარიფების ოპტიმალური განაწილება

გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერგეტიკული კომპლექსის გამართული ფუნქციონირების აუცილებელ პირობას წარმოადგენს ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის მაფორმირებელი გენერაციის, გადაცემის და განაწილების ლიცენზიანტ ენერგოკომპანიებს შორის ტარიფების სამართლიანი განაწილება. ამ კომპანიებს უნდა დაუდგინდეთ ელექტროენერჯის წარმოების, გადაცემის და განაწილების ტარიფების ისეთი სიდიდეები, რომლებიც უზრუნველყოფენ მათ განვითარებას, მომგებიანობას და ინვესტირებული კაპიტალის გარანტირებულ დაბრუნებას. ამ მონაცემის გადაწყვეტა შესაძლებელია მარეგულირებელი ორგანოების მიერ გრძელვადიანი პერიოდისათვის დამტკიცებული ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმით და საინვესტიციო პროგრამით შეზღუდვის პირობებში ელექტროენერჯის წარმოების, გადაცემის და განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფების თანაბარმომგებიანობის ფორმირების საფუძველზე. აღნიშნულიდან გამომდინარე დაცული უნდა იყოს პრინციპები.

$$P_{წარ} = P_{გად} = P_{განაწ} = P_{სამომხ}$$

$$H_{წარ} = H_{გად} = H_{განაწ}$$

სადაც  $P_{წარ}$  - ელექტროენერჯის მწარმოებელი ლიცენზიანტი ენერგოკომპანიის მოგებისნორმა, წელიწადში;

П<sub>გად</sub> - ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიანტი ენერჯოკომპანიის მოგების ნორმა, წელიწადში;

П<sub>განაწ</sub> - ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიანტი ენერჯოკომპანიის მოგების ნორმა, წელიწადში;

НД<sub>წარ</sub> - ელექტროენერჯის წარმოების ლიცენზიანტი ენერჯოკომპანიის მიერ ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმა, წელიწადში;

НД<sub>გად</sub> - ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიანტი ენერჯოკომპანიის მიერ ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმა, წელიწადში;

НД<sub>განაწ</sub> - ელექტროენერჯის განაწილების ლიცენზიანტი ენერჯოკომპანიის მიერ ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმა, წელიწადში;

(1) პირობითად ერთად თითოეული ენერჯოკომპანიისთვის დამტკიცებული უნდა იყოს საინვესტიციო პროგრამა.

საქართველოში წარმოებული სატარიფო პოლიტიკის შესწავლით ირკვევა, რომ ელექტროენერჯის წარმოების, გადაცემის და განაწილების ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიებისათვის ტარიფების დადგენაში არ არის დაცული თანაბარმომგებიანობის პრინციპები. ამ პრობლემის გადაწყვეტისადმი არასამართლიანი მიდგომის გამო, ელექტროენერჯის წარმოების და გადაცემის ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიების დიდი ნაწილი გაკოტრების პირას არის მისული, საქართველოს ენერჯოსისტემა რეაბილიტაციის რეჟიმზე გადაყვანილი ეკონომიკური პრობლემები აქვს ელექტროსადგურების დიდ ნაწილს. საქართველოს ეროვნული მარეგულირებელი კომისიის მიერ 2011 წელს დამტკიცებული ტარიფების მსოფლიოში ტარიფების დადგენის არსებულ პრაქტიკასთან ზედაპირული ანალიზიდან აშკარად ჩანს, რომ ქვეყნის სატარიფო პოლიტიკა სერიოზულ გადახედვას საჭიროებს. მსოფლიოს თითქმის არცერთ ქვეყანაში [3] არ აქვს ადგილი იმ ფაქტს, რომ ელექტროენერჯის წარმოების და გადაცემის ტარიფები 3-ჯერ და მეტად ნაკლები იყოს ელექტროენერჯის განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფებზე.

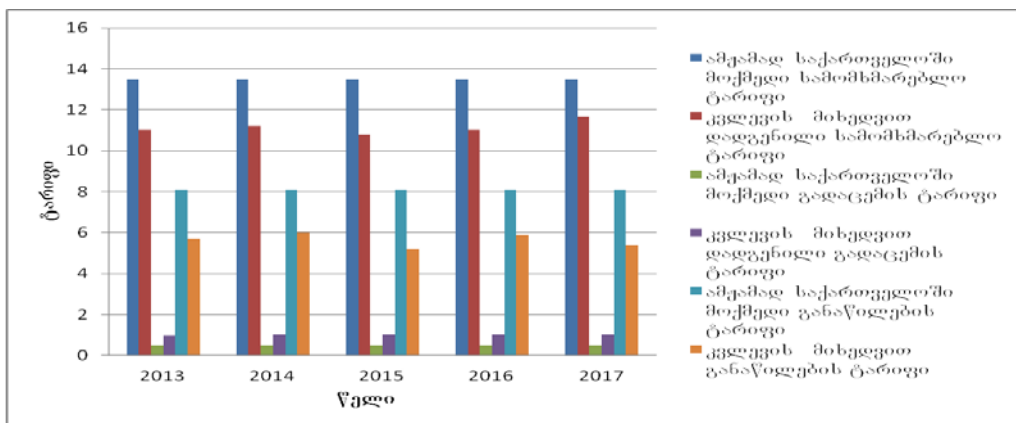


თითქმის ყველა ქვეყანაში ელექტროენერჯის გენერაციის ტარიფი სამომხმარებლო ტარიფის 50-60%-ს შეადგენს.

სწორედ, აღნიშნული ნაკლოვანებების აღმოფხვრის მიზნით დისერტაციაში, ზემოთ მოყვანილი პრინციპების საფუძველზე, გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალური რეგულირება განხორციელებულია ეკონომეტრიკული მოდელირებით, რომელშიც გამოყენებულია თანამედროვე მათემატიკური და მრავალფაქტორიანი ანალიზის მეთოდები. ჩატარებული კვლევის შედეგად შემუშავებული გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალური დაგეგმვის ერთიანი მეთოდიკით. საქართველოს ენერჯოსისტემის და სს „თელასის“ 2008-2012 წლებში მუშაობის შედეგების შესახებ სტატისტიკური მონაცემების საფუძველზე შესრულებულია 5-წლიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალო შეწონილი ტარიფის, ელექტროენერჯის გადაცემის, განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფების დაგეგმვა კვლევის შედეგები მოცემულია (1-6), (2-17) და (4-10) ცხრილებში. ჩატარებული კვლევებით მიღებული ელექტროენერჯის ტარიფების გეგმიური მაჩვენებლეს, სემეკის მიერ 2011 წელს დამტკიცებული და ამჟამად მოქმედ ტარიფებთან შედარების მიზნით შედგენილია ცხრილი №4-12 და სურათი 4-7, სადაც მოცემულია 5-წლიან პერიოდში საქართველოში ელექტროენერჯის გადაცემის, განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფების შედარებითი ანალიზი.

5-წლიან პერიოდში საქართველოში ელექტროენერჯის გადაცემის, განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფების შედარებითი ანალიზი

| წელი  | 2013      | 2014         | 2015         | 2016      | 2017          |
|---|-----------|--------------|--------------|-----------|---------------|
| ამჟამად საქართველოში მოქმედი სამომხმარებლო ტარიფი | 13.5      | 13.5         | 13.5         | 13.5      | 13.5          |
| კვლევის მიხედვით დადგენილი სამომხმარებლო ტარიფი   | 10.48     | 10.538       | 10.527       | 10.99     | 10.967        |
| ამჟამად საქართველოში მოქმედი გადაცემის ტარიფი     | 0.5       | 0.5          | 0.5          | 0.5       | 0.5           |
| კვლევის მიხედვით დადგენილი გადაცემის ტარიფი       | 0.97      | 1            | 1            | 1         | 1             |
| დისპეტჩერიზაცია                                   | 0.15      | 0.15         | 0.15         | 0.15      | 0.15          |
| ამჟამად საქართველოში მოქმედი განაწილების ტარიფი   | 8.08      | 8.08         | 8.08         | 8.08      | 8.08          |
| კვლევის მიხედვით განაწილების ტარიფი               | 5.7       | 6            | 5.2          | 5.9       | 5.4           |
| <b>სამომხმარებლო ტარიფი</b>                       | <b>11</b> | <b>11.22</b> | <b>10.78</b> | <b>11</b> | <b>11.649</b> |



სურ. 4-7. 5-წლიან პერიოდში საქართველოში ელექტროენერჯის გადაცემის, განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფების შედარებითი ანალიზი

ანალიზით დადგინდა, რომ საქართველოში მოქმედი ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფი მინიმუმ 20%-ით მაინც

აღმატება რეალურ ტარიფს. ამ დროს ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი მინიმუმ ორჯერ მაინც უნდა აღმატებოდეს მოქმედ ტარიფს, ხოლო რაც შეეხება განაწილების ტარიფს იგი 30% ნაკლები უნდა იყოს ამჟამად მოქმედ ტარიფზე.

### დასკვნა

- შემუშავებულია ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის პროგნოზირების ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელი და მისი გრძელვადიანი პერიოდისათვის ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდოლოგია.
- ჩატარებულმა კვლევამ აჩვენა, რომ გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის ტარიფის ოპტიმალურ დაგეგმვას საფუძვლად უნდა დაედოს ტარიფის მაფორმირებელი ენერჯოკომპანიების ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის უზრუნველყოფის და „დანახარჯების +“-ის მინიმიზაციის კრიტერიუმით ტარიფის პროგნოზული პარამეტრები და სემეკის მიერ გრძელვადიანი პერიოდისათვის დამტკიცებული თითოეული ენერჯოკომპანიის საწარმოო, საინვესტიციო და ენერჯოდაზოგვითი პროგრამების პროგნოზულ მაჩვენებლებთან შედარებითი ანალიზის შედეგები.
- მეცნიერული ანალიზით დადგინდა, რომ სემეკის მიერ სს „თელასი“-სთვის გრძელვადიან პერიოდზე დაგეგმილი ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის მაჩვენებელი მნიშვნელოვნად განსხვავდება შემოთავაზებული მეთოდოლოგიით განსაზღვრული ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფების საგეგმო მაჩვენებლებისაგან.

### დასკვნები

1. გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის ტარიფების დაგეგმვის მსოფლიო გამოცდილების ანალიზის საფუძველზე შემუშავებულია ქვეყნის ელექტროენერჯეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის, ელექტროენერჯის გადაცემის, განაწილების ლიცენზიანტი

ენერგოკომპანიების გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალურად დაგეგმვის კრიტერიუმი. ეს კრიტერიუმი გულისხმობს მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დამტკიცებული საბჭოს და საინვესტიციო პროგრამით, ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმით, ლიცენზიატი ენერგოკომპანიებისთვის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების მაფორმირებელი ეკონომიკური პარამეტრების ზღვრული გეგმური მაჩვენებლების შეზღუდვის პირობებში ელექტროენერჯის ტარიფების ისეთი სიდიდის დადგენას, რომელიც საშუალებას მისცემს ენერგოკომპანიებს განვითარდნენ, იყვნენ მომგებიანები და უზრუნველყონ ინვესტირებული კაპიტალის გარანტირებული დაგეგმვა.

2. კორელაციური ანალიზით დადგენილია ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფზე მოქმედი ფაქტორები. განხორციელებულია ამ ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში პროგნოზირება. პროგნოზული პარამეტრების ექსპერტული შეფასებით დაზუსტებულია გეგმური მაჩვენებლები. მიღებული ეკონომეტრიკული მოდელი აპრობირებულია საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მაგალითზე. კვლევის შედეგები გვიჩვენებენ, რომ შემოთავაზებული მეთოდით შესაძლებელია მაღალი სიზუსტით განხორციელდეს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა.

3. გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვის ამოცანის გადასაწყვეტად შემუშავებულია ორი მეთოდი. პირველი მეთოდი გულისხმობს გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური ტარიფის დაგეგმვას პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელის გამოყენებით. მეორე მეთოდი ითვალისწინებს გადაცემის ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვას ეკონომეტრიკული მათემატიკური მოდელების მეშვეობით.

აღნიშნული მეთოდით ჩატარებული საქართველოს ენერჯოსისტემის ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიანი დაგეგმვა. მიღებული შედეგები ადასტურებენ, რომ ამ მეთოდით გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის ტარიფების ოპტიმალურად დაგეგმვა შესაძლებელია ჩატარდეს მაღალი სიზუსტით, ნებისმიერი კონფიგურაციის და მასშტაბის ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიისათვის.

4. შერჩეულია, ელექტროენერჯის გამანაწილებელი ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიის გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვის ეკონომეტრიკული მოდელი. აღნიშნული მოდელი აპრობირებულია სს „თელასის“ მაგალითზე. ჩატარებული კვლევით დადგინდა, რომ ამ კომპანიისათვის სემეკის მიერ ელექტროენერჯის განაწილების ტარიფი დადგენილია არამართებულად. მისი სიდიდე არ აღემატება 6 თეთრს. რაც 20% ნაკლებია ამჟამად მოქმედ ტარიფზე.
5. მრავალფაქტორიანი ანალიზის საფუძველზე გადაწყვეტილია გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვის ამოცანა. ამ გზით გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვის ეკონომეტრიკული მოდელი აპრობირებულია სს „თელასის“ მაგალითზე.
6. ოპტიმალურობის თანაბარმოგებიანობის კრიტერიუმის შესაბამისად შესრულებულია საქართველოში ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის მაფორმირებელი ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიებს შორის ელექტროენერჯის ტარიფების წილების ოპტიმალური განაწილება. ანალიზით დადგინდა, რომ საქართველოში მოქმედი ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფი მინიმუმ 20%-ით მაინც აღემატება რეალურ ტარიფს. ამ დროს ელექტროენერჯის გადაცემის

ტარიფი მინიმუმ ორჯერ მაინც უნდა აღემატებოდეს მოქმედ ტარიფს.

7. ჩატარებული კვლევების შედეგების მიხედვით ჩამოყალიბებულია გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის წარმოების, გადაცემის, განაწილების და სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალურად დაგეგმვის ერთიანი მეთოდოლოგია. მეთოდოლოგია ატარებს უნივერსალურ ხასიათს. მისი წარმატებით გამოყენება შეიძლება ნებისმიერი მასშტაბის გენერაციის, გადაცემის და განაწილების ლიცენზიატი ენერჯოკომპანიებში, გრძელვადიან პერიოდში ტარიფების ოპტიმალურად დაგეგმვაში. ანალიზით ირკვევა, რომ ტარიფების დაგეგმვა მაღალი სიზუსტით შეიძლება 5 წლიანი პერიოდისათვის. მიზანშეწონილად მიგვაჩნია, საქართველოში ელექტროენერჯის ტარიფების დაგეგმვის 5 წლიან დაგეგმვზე გადასვლა, რაც საშუალებას მისცემს ელექტროენერჯის წარმოების, გადაცემა-განაწილების მომსახურებით დაკავებულ ენერჯოკომპანიებს ოპტიმალურად დაგეგმონ თავიანთი საქმიანობა, ხოლო ელექტროენერჯის მომხმარებლებს სწორად გათვალონ ელექტროენერჯის შესყიდვის ხარჯები.
8. კვლევის შედეგების პრაქტიკაში გამოყენება დიდ სარგებელს მოუტანს ტარიფების მარეგულირებელ ორგანოებს, ენერჯეტიკაში ფასწარმოქმნის პრობლემების კვლევებით დაინტერესებულ სამეცნიერო და სასწავლო ორგანიზაციებს.

## გამოყენებული ლიტერატურა

1. ე. ერისთავი, დ. ჩომახიძე, პ. ცინცაძე - ენერგეტიკის რეგულირების საფუძვლები .წიგნი I. თბილისი 2000წ.
2. ნ. სამსონია, დ. ჩომახიძე მ. გუდიაშვილი - სათბობ-ენერგეტიკული კომპლექსის საწარმოთა ეკონომიკა. თბილისი 2003წ.
3. დ. ჯაფარიძე – ელექტროენერჯის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორები და მისი შემცირების გზები. თბილისი 2006 წ.
4. საქართველოს ენერგეტიკის მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის დადგენილება, თბილისი №8 სახელმწიფო სარეგისტრაციო კოდი 300.013.004.410.. 31.08.2000 წ.
5. ნ. კოდუა, საბაზრო ეკონომიკაზე გადასვლასთან დაკავშირებული პრობლემები ენერგეტიკაში, საქართველოს ენერგეტიკული ფორუმი, კონფერენცია – საქართველოს ენერგეტიკა და მისი განვითარების პერსპექტივები, თბილისი, 6 ივლისის 1999 წ.
6. ი.შალამბერიძე, დ. ჩომახიძე, თ. ცაბაძე-ელექტროენერჯის ტარიფების დადგენისა და რეგულირების მრავალფაქტორული მოდელი განუზღვრელობის პირობებში
7. ა. ელიზბარაშვილი. ნეირონული ქსელები// Georgian Electronic Scientific Journal: Computer Science and Telecommunications. 2006. No.3(10).
8. დ. ჯაფარიძე, თ. მაღრაძე. საქართველოში ელექტროენერჯის მოთხოვნის საშუალოვადიანი პროგნოზირება მრავალფაქტორული მოდელის გამოყენებით// „საქართველოს ეკონომიკა“, 2009 წ., №9.
9. სს “საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემ“-ის 2008-2012 წლის ანგარიში. [www.gse.com.ge](http://www.gse.com.ge)
10. დ. ჯაფარიძე, ნ. კიკაბიძე, საქართველოს ენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალო შეწონილი ტარიფის პროგნოზირება. საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის შრომები, N1(487),19-27 [http://gtu.ge/publishinghouse/shromebi/N1\(487\).pdf](http://gtu.ge/publishinghouse/shromebi/N1(487).pdf)

11. საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის დადგენილება №8, 2011 წლის 8 ივნისი. ქ. ქუთაისი ელექტროენერჯის ტარიფების დადგენის მეთოდოლოგიის დამტკიცების შესახებ [http://gnerc.org/uploads/wylis\\_metodologia.pdf](http://gnerc.org/uploads/wylis_metodologia.pdf)
12. დ.ჯაფარიძე, ნ.კიკაბიძე, გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა
13. დ.ჯაფარიძე, ნ.კიკაბიძე. გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა
14. სემეკის 2013 წლის პრეზენტაციაში „სატარიფო მეთოდოლოგია და არსებული გამოწვევები“
15. გიორგიშვილი ნ. “სტატისტიკური ანგარიშგების ანალიზის საფუძველზე საქართველოს ენერგეტიკული ბალანსის სტრუქტურის საშუალოვადიანი საპროგნოზო პარამეტრების განსაზღვრა”. დადოქტორო დისერტაცია. საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი. 2011 წ
16. "ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის"
17. საქართველოს ენერგეტიკის მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის დადგენილება, თბილისი №8 სახელმწიფო სარეგისტრაციო კოდი 300.013.004.410.. 31.08.2000 წ.
18. საქართველოს კანონი "ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის"
19. ვებ-რესურსები:  
<http://minenergy.gov.ge/>  
<http://www.gnerc.org/>  
<http://www.esco.ge/>  
<http://www.telasi.ge/rus/pages.php?id=2&?id=22>  
<http://statistics.ge/>  
<http://gse.com.ge/>
20. Соломкин А.В. “Краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии с помощью нейросетевых методов. Электронное научное издание "Электроника и информационные технологии". 2011.



21. Жуков Василий Владимирович, Молодюк Виктор Владимирович-  
Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике – ЗАО Издательский дом МОИ  
2007
22. Соломкин А.В. “Применение нейросетевых методов для прогнозирования  
потребления электроэнергии”. Электронное научное издание "Электроника и  
информационные технологии". 2009.
23. Прогнозирование и планирование экономики// Кондауров Г.А, В.И  
Борисевич.  
Минск: Современная школа, 2005.
24. ИСПОЛАТОВ С. Прогнозируемое будущее. Тарифы на тепло, энергию и газ  
будут определять на 5 лет вперёд  
<http://www.vsp.ru/economic/2013/01/25/528644>
25. РАВ энергокапитала. Профессионалы о новой системе регулирования  
[http://www.stroy puls.ru/vipusk/detail.php?article\\_id=49451](http://www.stroy puls.ru/vipusk/detail.php?article_id=49451)
26. АНТРОПОВ А. ДОЛГОСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ И КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД –  
ЗАЛОГ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ ОРГАНИЗАЦИЙ КОММУНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА  
<http://journal.gkx.ru/vart/140/140/938/1810/>
27. Гагагова С.В. РАВ-РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ.  
ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА  
<http://www.tmy.mwport.ru/files/2011-3-econ-09.pdf>  
Северо-кавказский горно-металлургический институт .
28. Долгосрочные тарифы привлекут инвестиции в сферу ЖКХ  
<http://www.uktgh.ru/2013-03-18-05-32-05>
29. волков Вячеслав. тарифообразование: основные подходы, журнал энергорынок  
н11, 2005 г
30. Тарви А.М. Шадрина И.В. МЕТОДЫ ДОЛГОСРОЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ  
ТАРИФОВ В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ: ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ.  
Сибирский федеральный университет  
<http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2013/thesis/s024/s024-011.pdf>

31. Предварительный анализ проекта Методических указаний Федеральной службы по тарифам: Расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки <http://www.branan.ru/media/pubs/318>
32. Непомнящий В.А. Методика формирования тарифа на передачу электроэнергии и определения эффективности инвестиций в развитие электрических сетей <http://uktgh.ru>
33. Сценарии развития электроэнергетики российской федерации на перспективу до 2007 года. Москва, апрель.
34. ПРИКАЗ ФСТ РФ от 26.06.2008 N 231-э "ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ТАРИФОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА ДОХОДНОСТИ ИНВЕСТИРОВАННОГО КАПИТАЛА"  
<http://www.zakonbase.ru/content/base/122069?print=13>зарегистрировано в Минюсте РФ 7 июля 2008 г. N 11931
35. Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Жуков В.В., Молодюк В.В.// Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике// "Издательский дом МЭИ", Москва, 2007
36. эффективная энергокомпания - А.Д. Гительман. Б.Е. Рантиков
37. new methodology for forecasting long term electricity demand for the republic of Ireland (2002). Independent electricity Transmission System Operator. Generation Capacity Planning
38. 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.
39. 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.
40. 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.
41. International Journal of artificial Intelligence and Expert Systems (IJAE)#4 2013year - Performance Analysis of Various Activation Functions in Generalized MLP Architectures of Neural Network

42. 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.
43. 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.
44. 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.
45. Taylor, J. W. (2003). Short-term Electricity Demand Forecasting using Double Seasonal Exponential Smoothing. *Journal of the Operational Research Society*, Vol 54, 799-805.
46. Taylor, J.W. & Buizza R. (2003). Using weather ensemble predictions in electricity demand forecasting. *International Journal of Forecasting*, 19, 57-70.
47. 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