

ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირება

დავით ჯაფარიძე, ნინო კიკაბიძე

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი, საქართველო, 0175, თბილისი, მ. კოსტავას 77

რეზიუმე

გრძელვადიან პერიოდში ენერგორესურსებზე ტარიფების რეგულირების მსოფლიო გამოცდილების ანალიზიდან გამომდინარე, სტატიაში ჩამოყალიბებულია ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალურად რეგულირების კომპლექსური კრიტერიუმი. ამ კრიტერიუმის მიხედვით გათვალისწინებულია ელექტროენერჯის გადამცემი ლიცენზიატი ენერგოკომპანიისათვის მარეგულირებელი ორგანოს მიერ დამტკიცებული, გრძელვადიანი საინვესტიციო პროგრამით და ინვესტირებული კაპიტალის ნორმით, შეზღუდვის პირობებში ელექტროენერჯის გადაცემის ისეთი ტარიფის დადგენა, რომელშიც სრულად აისახება ენერგოკომპანიის მთლიან შემოსავალზე მოქმედი ფაქტორები და მიწოდებული ელექტროენერჯის რაოდენობის დიდი სიზუსტით გაზომილი ზღვრული გეგმური მაჩვენებლები.

ამ კრიტერიუმის შესაბამისად პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელის მეშვეობით შემუშავებულია, გრძელვადიან პერიოდში ენერგოკომპანიის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების და მის მიერ მიწოდებული ელექტროენერჯის რაოდენობის ზღვრული გეგმური მაჩვენებლების განსაზღვრის და ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალურად რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელირების ერთიანი მეთოდიკა. აღნიშნული მეთოდიკა გამოცდილია საქართველოს ენერგოსისტემის მაგალითზე. კვლევით დადასტურებულია, რომ საქართველოში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი უმართებულოა. იგი მინიმუმ ორჯერ მაინც უნდა აღემატებოდეს ამჟამად მოქმედ ტარიფს და 5-წლიანი პერიოდისათვის შეიძლება დადგინდეს 1.05 ± 1 თეთრი/კვტ.სთ-ის ფარგლებში.

ელექტროენერჯეტიკაში ელექტროენერჯის გადაცემის მომსახურება მიეკუთვნება საქმიანობის ბუნებრივ მონოპოლიას, ამიტომ ამ მომსახურების ტარიფს ადგენს სახელმწიფო მარეგულირებელი ორგანო.

ელექტროენერჯეტიკაში ტარიფის დაგეგმვისას მრავალ ქვეყანაში დღემდე იყენებენ ეკონომიკურად დასაბუთებული ხარჯების ანუ „ხარჯით მეთოდს“. მისი არსი ისაა, რომ რესურსების მიმწოდებელი მარეგულირებელი ორგანო ამტკიცებს საშუალებების იმ ოდენობას, რომელიც აუცილებელია საქმიანობისათვის საკუთარი მოხმარებისათვის ხარჯების ჩათვლით. ანგარიშის დროს გამოსასვლელში ტარიფი თავიდანვე მომატებულია, რაც მარეგულირებელი ორგანოების აზრით არასწორია. [15]

ელექტროენერგეტიკის ტექნიკურ-ეკონომიკურ ანგარიშებში გამოყენებული პრინციპებისა და მეთოდების ერთ-ერთი არსებითი ნაკლია კაპიტალდაბანდებების საანგარიშო ეკონომიკური ეფექტიანობისა და პროდუქციის რეალიზაციის ფაქტობრივი ეკონომიკური ეფექტიანობის ურთიერთკავშირის არარსებობა. ელექტროენერგის მომხმარებლებთან ენერგორესურსების მიმწოდებლების ურთიერთობებისას არ არის გათვალისწინებული სახალხო მეურნეობაში საერთო სახელმწიფო საფასო პოლიტიკის შესაბამისად განსაზღვრული კაპიტალდაბანდებების და მათი ეფექტიანობის გავლენა ელექტროენერგის ტარიფზე.

ბოლო პერიოდში ჩატარებულმა კვლევებმა [9,10,15,17] აჩვენა, რომ მიზანშეწონილია ამჟამად მოქმედი ენერგეტიკული ეფექტის ტოლობის შეცვლა მოხმარებითი ეფექტის ტოლობით, ესე იგი ეკონომიკაში ელექტროენერგის გამოყენების ეკონომიკური ეფექტით, რომელშიც ასახული იქნება ელექტრომომარაგების საიმედოობა, ენერგოდაზოგვის პოლიტიკა და სხვა.

აღნიშნულიდან გამომდინარე, ელექტროენერგის გადაცემის ტარიფის რეგულირება მოითხოვს ახალ მიდგომას. იგი უნდა ეყრდნობოდეს ფუძემდებლურ - ტარიფის მინიმიზაციის პრინციპს. ამ პრინციპის თანახმად უნდა დადგინდეს ისეთი ტარიფი, რომელიც საკმარისი იქნება ელექტროენერგის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის ყველა ენერგეტიკული და ეკონომიკური პრობლემის გადასაჭრელად.

დასმული ამოცანიდან გამომდინარე, ელექტროენერგის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალურობის კრიტერიუმად [17] შესაძლებელია შემდეგი პრინციპებიდან ერთ-ერთის გათვალისწინება:

- გამოუყენებელი წმინდა მოგების მინიმიზაცია;
- ტარიფის ოპტიმიზაცია აქციონერული კაპიტალის დაბრუნების პირობით, გამოსყიდვის ნორმატიული ვადით;
- ტარიფის ოპტიმიზაცია დაბანდებული აქციონერული კაპიტალის ნორმატიული შემოსავლიანობის კრიტერიუმით;
- ტარიფის ოპტიმიზაცია მთელი დაბანდებული კაპიტალის ნორმატიული შემოსავლიანობის კრიტერიუმით;
- ტარიფის ოპტიმიზაცია პროგნოზულ პერიოდში მისი ზღვრული მნიშვნელობით.

ელექტროენერგის ტარიფების დადგენაში მე-3 და მე-4 კრიტერიუმები ასახავს მრავალ ევროპულ ქვეყანაში გამოყენებულ პრინციპებს, რაც გულისხმობს ბუნებრივი მონოპოლიის ეკონომიკურ რეგულირებას ინვესტირებული კაპიტალის ეკონომიკურად დასაბუთებული შემოსავლიანობის უზრუნველყოფის მეთოდით, რომელიც ცნობილია RAB (ინვესტირებული კაპიტალის რეგულირების ბაზის) სახელით.

ენერგეტიკაში შექმნილი ვითარების ანალიზი გვიჩვენებს, რომ ენერგეტიკული კომპლექსის სიცოცხლისუნარიანობის შესანარჩუნებლად და განსავითარებლად, სამეურნეო საქმიანობის ორგანიზაციისადმი კომპლექსური მიდგომის უზრუნველსაყოფად აუცილებელია ელექტროენერგის ტარიფების გრძელვადიან რეგულირებაზე გადასვლა. სწორედ ამიტომ არეგულირებს მსოფლიოს თითქმის ყველა მოწინავე ქვეყანა ამ ტარიფებს 5-წლიანი ვადით RAB -ის მეთოდის გამოყენებით [10,11,13,15]. ეს არის გრძელვადიანი ტარიფწარმოქმნის სისტემა, რომლის ძირითადი მიზანია ინვესტიციების მოზიდვა ინფრასტრუქტურის გაფართოებისა და მოდერნიზაციისათვის. RAB -ის რეგულირების ძირითადი პრინციპი ისაა, 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 გადაცემის ტარიფის რეგულირების საფუძველია 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 გადაცემის ტარიფი დგინდება გრძელვადიანი პერიოდისათვის, ცალ-ცალკე ყოველი ფინანსური წლისათვის. რეგულირების გრძელვადიან პერიოდში მომდევნო წლისათვის ტარიფი ყოველწლიურად კორექტირდება.

მსოფლიო პრაქტიკამ აჩვენა, რომ „დანახარჯების +“ სისტემასთან შედარებით, ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის რეგულირებას ელექტროქსელის კომპლექსში RAB -ის მეთოდის საფუძველზე, არაერთი უპირატესობა აქვს ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგეტიკული კომპანიის და მომხმარებლისათვის [10,13]. ამ შემთხვევაში კომპანია იღებს ინვესტიციების დაბრუნების გარანტიას და შემოსავალს ინვესტიციებზე, საკმარისს კრედიტების მომსახურებისა და მოგების მისაღებად.

ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგეტიკული კომპანიის მუშაობის ეფექტიანობის ამაღლების სტიმულირების მიმართ ღAB-ის მეთოდი პირდაპირ ითვალისწინებს საოპერაციო დანახარჯების ინდექსაციის პრინციპს მთელ გრძელვადიან პერიოდში, ხარჯის შემცირებით მიღებული ეფექტიანობის შენარჩუნებით. საოპერაციო ხარჯები ყოველწლიურად იზღუდება ეფექტიანობის ინდექსით, რომელიც დგინდება 1%-დან 2,5%-მდე. ამ სახით საწარმოს ეძლევა დავალება იძულებით გაზარდოს ეფექტიანობა. [13,16]

მიუხედავად იმისა, რომ ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური სიდიდის განსაზღვრისას RAB-ის მეთოდს სხვა ცნობილ მეთოდებთან შედარებით მრავალი უპირატესობა აქვს, მისი გამოყენება დაკავშირებულია გარკვეულ სირთულეებთან. გრძელვადიანი პერიოდისათვის RAB-ის მეთოდით დაგეგმილი ტარიფი საჭიროებს ყოველწლიურ გადაანგარიშებას და, შესაბამისად, გარკვეულ კორექტირებას, რაც ყოველწლიურად ახალი ტარიფის დადგენის ტოლფასია. აქედან გამომდინარე, აზრი ეკარგება ტარიფის 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 საკითხები. მეცნიერულად უნდა დასაბუთდეს გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის მიერ მის კუთვნილ ელექტრულ ქსელებში გატარებული ელექტროენერჯია, ვინაიდან ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის დადგენისას, აუცილებელი მთლიანი ამონაგების პარამეტრებთან ერთად, გადამწყვეტი მნიშვნელობა ენიჭება აღნიშნული პარამეტრების ოპტიმალურ დაგეგმვას. მოყვანილი ანალიზი აშკარად მიუთითებს, რომ გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის

გადაცემის ტარიფის ოპტიმალურად 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 პარამეტრის მაღალი სიზუსტით პროგნოზული ზღვრული საგეგმო მაჩვენებლებისა და ელექტროენერჯის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის ქსელებში გატარებული სასარგებლო ელექტროენერჯის მოცულობების დადგენა.

გრძელვადიანი პერიოდისათვის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების ზღვრული მაჩვენებლების შედარებით მაღალი სიზუსტით დადგენა შესაძლებელია პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელით. [2,4,6]

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

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

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

მსოფლიოში ამჟამად მოქმედი ტარიფების გრძელვადიანი პერიოდისათვის რეგულირების მეთოდების [10,19,21] 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 [1,7,8,20,22,23] 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:

$$T_i = \frac{(\text{ОП}_i + A_i + T_{\text{არაკონტროლირებადი}} + C_{\text{დასახ}} + \text{ДК}_i * \text{СІ}_i)(1 + \Pi_i)}{W_i}, \quad (1)$$

სადაც

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

ОП_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;

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

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

ДК_i - ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავალი რეგულირების i წლისათვის, ათასი ლარი;

СІ_i - ინფლაციის ზრდის ტემპი რეგულირების i წლისათვის;

Π_i –მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დაგეგმილი მოგების ნორმა;

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

$\text{ОП}_i, A_i, T_{\text{არაკონტროლირებადი}}, C_{\text{დასახ}}, \text{ДК}_i, W_i$ 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 [18] ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავალი რეგულირების ყოველი წლისათვის განისაზღვრება შემდეგი გამოსახულებით:

$$\text{ДК}_i = (\text{РИК}_i - \text{ВИК}_i) * \text{НД} + (\text{СИМИ}_i - \text{ВН}_i + \text{ЧОК}_i) * \text{НД}' \quad (2)$$

სადაც

DK_i არის ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავალი i წლისათვის, ათასი ლარი;

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

BIK_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;

$SIMI_i$ – დანახარჯების ჯამი, გათვალისწინებული რეგულირების გრძელვადიანი პერიოდისათვის მარეგულირებელი ორგანოების მიერ დამტკიცებული საინვესტიციო პროგრამაში, დაწყებული $i-0$ წლიდან დამთავრებული $i-1$ წლისათვის;

BH_i – ინვესტიციების დაბრუნება, განსახორციელებელი საინვესტიციო პროგრამის შესაბამისად დაგროვილი გრძელვადიანი პერიოდის დაწყებიდან $i-1$ წლამდე, ათასი ლარი;

$ЧOK_i$ – წმინდა საბრუნავი კაპიტალის სიდიდე, რომელიც შეიძლება დადგინდეს ინვესტირებული კაპიტალის 4-8% ფარგლებში. [18]

თუ (1) ფორმულაში $(PIK_i - BIK_i)$ აღვნიშნავთ K_i -ით, ხოლო $(SIMI_i - BH_i + ЧOK_i)$ K'_i -ით, მაშინ (2) გამოსახულება მიიღებს შემდეგ სახეს:

$$DK_i = (K_i HD + K'_i HD'). \quad (3)$$

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. [11,13,17]

იმ ქვეყნებში, სადაც დანერგილია გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯიაზე ტარიფების რეგულირება RAB-ის მეთოდით, უახლესი წლებისათვის განსაზღვრულია პირველ ცხრილში მოცემული ტარიფის რეგულირების შემდეგი ძირითადი პარამეტრი. [13]

ცხრილი 1

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 მე-2 ცხრილში.

ცხრილი 2

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 დაწყებამდე 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'_2	K'_3	K'_4	K'_5
რეგულირების პერიოდში საინვესტიციო პროგრამის	0	K'_1HD'	$[K'_1(1-HD) + D']$	$[K'_1(1-HD)^2 + D']$	$[K'_1(1-HD)^3 + D']$

მიხედვით განსახორციელებელი ინვესტიციების შემოსავლიანობა (ათ. ლარი)					
გრძელვადიან პერიოდში ინვესტირებული კაპიტალის მთლიანი (ჯამური) შემოსავალი (ათ. ლარი)	K_1 HD	$K_1(1-HD)HD + K_1'HD'$	$K_1(1-HD)^2 HD + [K_1'(1-HD')] + D'$	$K_1(1-HD)^3 HD + [K_1'(1-HD')]^2 + D'$	$K_1(1-HD)^4 HD + [K_1'(1-HD')]^3 + D'$

საოპერაციო ხარჯის, საამორტიზაციო ანარიცხების, სისტემათშორისი ელექტროგადამცემი ქსელის საშუალებით მიწოდების პუნქტებში გადაცემული ელექტროენერჯის რაოდენობის გრძელვადიან პერიოდში ზღვრული საგემო 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 მე-3 ცხრილის სახით.

ცხრილი 3

ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების ზღვრული გეგმური მაჩვენებლების განსაზღვრის საწყისი ინფორმაცია

№	საოპერაციო ხარჯის სიდიდეზე მოქმედი ფაქტორები	აღნიშვნა	შენიშვნა
1	საოპერაციო ხარჯების სიდიდე 2008 წელს	X1	ათასი ლარი
2	საოპერაციო ხარჯების სიდიდე 2009 წელს	X2	ათასი ლარი
3	საოპერაციო ხარჯების სიდიდე 2010 წელს	X3	ათასი ლარი
4	საოპერაციო ხარჯების სიდიდე 2011 წელს	X4	ათასი ლარი
5	საოპერაციო ხარჯების სიდიდე 2012 წელს	X5	ათასი ლარი

6	ინფლაციის ზრდის ტემპი	X6	%
7	ქსელის საოპერაციო ხარჯები	X7	ათასი ლარი
8	ადმინისტრაციული ხარჯები	X8	ათასი ლარი
9	ხელფასი	X9	ათასი ლარი
10	სხვა საოპერაციო ხარჯები	X10	ათასი ლარი
	საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდეზე მოქმედი ფაქტორები		
11	საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდე 2008 წელს	X11	ათასი ლარი
12	საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდე 2009 წელს	X12	ათასი ლარი
13	საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდე 2010 წელს	X13	ათასი ლარი
14	საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდე 2011 წელს	X14	ათასი ლარი
15	საამორტიზაციო ანარიცხების სიდიდე 2012 წელს	X15	ათასი ლარი
16	ძირითადი ფონდების ღირებულების ზრდის ტემპი	X16	%
17	ინფლაციის ზრდის ტემპი	X17	%
	გადაცემული ელექტროენერგიის რაოდენობაზე მოქმედი ფაქტორები		
18	2008 წელს გადაცემული ელექტროენერგია	X18	კვტ. სთ
19	2009 წელს გადაცემული ელექტროენერგია	X19	კვტ. სთ
20	2010 წელს გადაცემული ელექტროენერგია	X20	კვტ. სთ
21	2011 წელს გადაცემული ელექტროენერგია	X21	კვტ. სთ
22	2012 წელს გადაცემული ელექტროენერგია	X22	კვტ. სთ
23	მოთხოვნილი ელექტროენერგიის რაოდენობა	X23	კვტ. სთ
24	ელექტროენერგიის დანაკარგების რაოდენობა	X24	კვტ. სთ

ენერგოკომპანიის 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. [2,6,7]

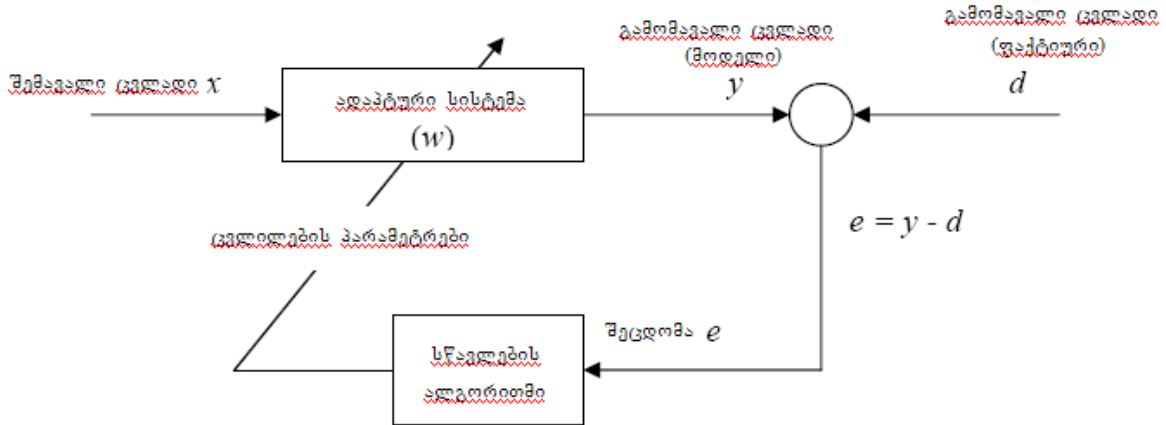
აქტივაციის ფუნქციის შესარჩევად ჩატარდა ექსპერიმენტული კვლევა. ჩამოთვლილი ფუნქციებიდან ოპტიმალურის შერჩევას საფუძვლად დაედო საშუალო კვადრატული შეცდომის მინიმუმი. საშუალო კვადრატული შეცდომა გამოთვლილია შემდეგი ფორმულებით:

$$J(n) = \frac{1}{2} \sum_k e_k^2(n) \quad (4)$$

$$e_k(n) = y_k(n) - d_k(n) \quad (5)$$

სადაც, $d_k(n)$ არის k ნეირონის ფაქტობრივი მნიშვნელობა n დროს, $Y_k(n)$ – k ნეირონის მოდელით მიღებული მნიშვნელობა n დროს.

აღნიშნული კრიტერიუმით შემუშავებულია ფაქტობრივი და საპროგნოზო მოდელით განსაზღვრულ გამომავალ ფაქტორებს შორის მინიმიზაციისათვის შეცდომების გასწორების ალგორითმი, რომელსაც აქვს პირველ სურათზე მოცემული სახე:



სურ. 1. შეცდომის გასწორების ალგორითმი

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.

მე-2 ცხრილში ასახული ინვესტირებული კაპიტალის ამონაგების საანგარიშო ფორმულების, პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი და ხელოვნური ნეირონული ქსელების ჰიბრიდული მოდელით განსაზღვრული ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის 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 მე-3 ცხრილში მოცემულ, 5-წლიან პერიოდში RAB-ის რეგულირების პრინციპების საფუძველზე ჩამოყალიბებულ, ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკულ მოდელებს.

ცხრილი 4

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

რეგულ ირების წლები	ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გამოსათვლელი ფორმულები
2013	$T_1 = \frac{(OP_1 + A_1 + T_{\text{არაქვ}} + C_{\text{დამ}} + K_1 \text{ HD} * CI_1)(1 + \Pi_1)}{W_1}$

2014	$T_2 = \frac{(OP_2 + A_2 + T_{აკავ2} + C_{დაფ} + K_1(1 - HD)HD + K_1'HD' * CI_2)(1 + \Pi_2)}{W_2}$
2015	$T_3 = \frac{(OP_3 + A_3 + T_{აკავ3} + C_{დაფ} + K_1(1 - HD)^2 HD + [K_1'(1 - HD') + K_2']HD' * CI_3)(1 + \Pi_3)}{W_3}$
2016	$T_4 = \frac{(OP_4 + A_4 + T_{აკავ4} + C_{დაფ} + K_1(1 - HD)^3 HD + [K_1'(1 - HD')^2 + K_2'(1 - HD') + K_3']HD' * CI_4)(1 + \Pi_4)}{W_4}$
2017	$T_5 = \frac{(OP_5 + A_5 + T_{აკავ5} + C_{დაფ} + K_1(1 - HD)4HD + [K_1'(1 - HD')^3 + K_2'(1 - HD')^2 + K_3'(1 - HD') + K_4']HD' * CI_5)(1 + \Pi_5)}{W_5}$

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 [3,5], რის საფუძველზეც ჩამოყალიბდა საქართველოს ენერჯოსისტემის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ეკონომიკურ პარამეტრებზე მოქმედი ფაქტორების პროგნოზირებისათვის საჭირო საწყისი ინფორმაცია მე-5 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.

ცხრილი 5

საქართველოს ენერჯოსისტემის 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	1.86	1,044	1,075	1,401	0,964

ზრდის ტემპი					
საამორტიზაციო ანარიცხები	12430000	21968370	30591000	31321000	32409000
მარეგულირებელი ორგანოების მიერ არაკონტროლირებადი გადასახადები	1000040	3525180	3672270	9518280	8766140
ელექტროენერგის დანაკარგით გამოწვეული დამატებითი ხარჯი	5167435	1964676	2000586	4226550	2535159
გაცემული ელექტროენერგია	7662665494	7105734140	8074461827	9244846602	9907541264

მე-5 ცხრილში მოცემული საწყისი ინფორმაციის შესაბამისად შევარჩიეთ ენერგოკომპანიის საოპერაციო ხარჯზე, ძირითადი ფონდების საამორტიზაციო ანარიცხებზე, გადაცემულ ელექტროენერგიაზე მოქმედი ფაქტორები. არაკონტროლირებადი და ელექტროენერგის დანაკარგებით გამოწვეული დამატებითი ხარჯის ზღვრული სიდიდის გრძელვადიანი (5 წელი) პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელები, რომლებიც ასახულია მე-6 ცხრილში.

ცხრილი 6

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	$Y=0,563543Y^{-1}+3874568$
ელექტროენერგის დანაკარგით გამოწვეული დამატებითი ხარჯი	$Y=-0,167Y^{-1}-0,28158Y^{-2}+4362575$
გაცემული ელექტროენერგია	$Y=1,0717742Y^{-1}-38614360$

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

მე-6 ცხრილში მოცემული პროგნოზირების ავტორეგრესული მოდელებით ჩატარებულია საქართველოს ენერგოსისტემის საოპერაციო ხარჯზე, ძირითადი ფონდების სამორტიზაციო ანარიცხებზე მოქმედი ფაქტორების, მარეგულირებელი ორგანოების მიერ არაკონტროლირებადი და ელექტროენერჯის დანაკარგით გამოწვეული დამატებითი ხარჯის, გადაცემული ელექტროენერჯის ზღვრული სიდიდეების 5-წლიანი პერიოდის პროგნოზი. შედეგები შეტანილია მე-7 ცხრილში.

ცხრილი 7

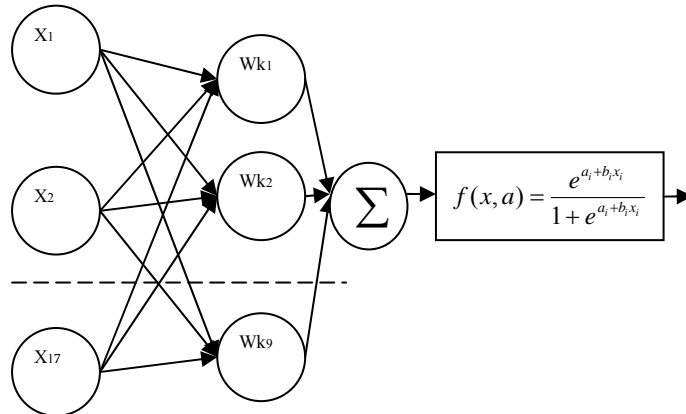
საქართველოს ენერგოსისტემის მთლიანი ამონაგების გამსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების 5 წლიანი პროგნოზი

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 ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფზე მოქმედი ფაქტორების ზღვრული მაჩვენებლების (5 წელი) პროგნოზირების ოპტიმალური მოდელი. ჩატარებულმა კვლევამ აჩვენა, რომ ელექტროენერჯის 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.

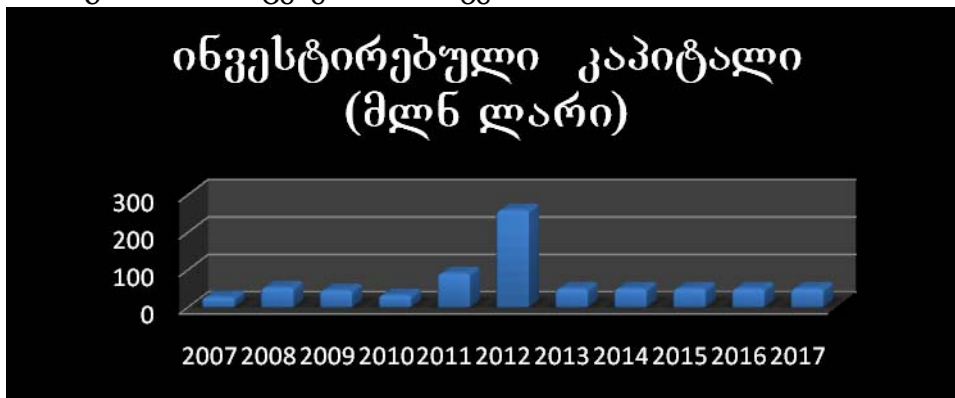
შესაბამისად, გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის საქართველოს ენერგოსისტემის საოპერაციო ხარჯებისა და საამორტიზაციო ანარიცხების ზღვრული პროგნოზული საგეგმო მაჩვენებლების პროგნოზირების ხელოვნური ნეირონული ქსელების მოდელი მიიღებს მეორე სურათზე მოცემულ სახეს.



სურ. 2. გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის 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 ავტორეგრესული მოდელებით და PredictorXL კომპიუტერული პროგრამის გამოყენებით, ხოლო ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლები დაანგარიშებულია მე-2 ცხრილში მოცემული ალგორითმით და მე-3 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 ადებულია პირობითად, ვინაიდან ვერ შევძელით ამ წლებში განსახორციელებელი საინვესტიციო პროგრამის მონაცემების მოპოვება.



სურ 3. საქართველოს ენერგოსისტემაში 2007_2012 წლებში განხორციელებული ინვესტიციების და 2013_2017 წლებში განსახორციელებელი საინვესტიციო პროგრამა

ანგარიშის მიხედვით, მე-7 ცხრილში მოცემულია 5-წლიან პერიოდში საქართველოში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი, ოპტიმალური გეგმური სიდიდეების განსაზღვრისათვის აუცილებელი საწყისი ინფორმაცია. ამ ცხრილში შეტანილია: სემეკის მიერ საქართველოს ენერჯის სექტორისათვის დადგენილი რეგულირების წინა 5 წელიწადში ინვესტირებული კაპიტალის შემოსავლიანობის ნორმა 0.1, საინვესტიციო პროგრამით განსაზღვრული ინვესტიციების შემოსავლიანობის სავარაუდო ნორმა 0.12 და მოგების სავარაუდო ნორმა 0.1.

ცხრილი 8

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

რეგულირების წელი	მთლიანი საოპერაციო ხარჯი (ათასი ლარი/ წელი)	სამორტიზაციო ანარიცხები (ათასი ლარი/ წელი)	ინვესტირებული კაპიტალის ამონაგები (ათასი ლარი/ წელი)	მარეგულირებელი ორგანოების მიერ	ელექტროენერჯის დანაკარგებით გამოწვეული	გაცემული ელექტროენერჯის რაოდენობა (კვტ.სთ)	რეგულირებამდე პერიოდში ინვესტირებული	რეგულირების პერიოდში განსაზღვრული	ენერჯის სექტორის 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			

მე-3 ცხრილში მოცემული ეკონომეტრიკული მოდელებით, მე-8 ცხრილში ასახული მონაცემებითა და PredictorXL კომპიუტერული პროგრამის გამოყენებით შესრულებულია საქართველოს ენერჯის სექტორის ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის 5-წლიანი პერიოდისათვის საგეგმო მაჩვენებლების ანგარიში და გამოთვლილია ამ ტარიფის ზედა ზღვარი გამოთანაბრების მეთოდით. [9] მიღებული შედეგები შეტანილია მე-9 ცხრილში.

ცხრილი 9

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

გადაცემის ტარიფი	რეგულირების წელი				
	2013	2014	2015	2016	2017
ზედა ზღვარი	1.01	1,05	1,05	1,05	1,05
საბაზისო	0,97	1	1	1	1

მე-8 ცხრილში ასახული, გრძელვადიან პერიოდში ენერგოსისტემისთვის ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური საგეგმო სიდიდეების განსაზღვრავად 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.

დასკვნა

ჩატარებული კვლევის შედეგად შემუშავებულია:

1. გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატი ენერგოკომპანიის აუცილებელი მთლიანი ამონაგების განმსაზღვრელი ეკონომიკური პარამეტრების პროგნოზული ზღვრული საგეგმო მაჩვენებლების მათემატიკური მოდელები.

2. ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის რეგულირების დაწყებამდე 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.

3. RAB -ის რეგულირების პრინციპის საფუძველზე გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის ოპტიმალური რეგულირების ეკონომეტრიკული მოდელი და გადაცემის ტარიფის 5-წლიანი პერიოდისათვის ოპტიმალურად დაგეგმვის მეთოდიკა, რომელიც საშუალებას იძლევა გრძელვადიან პერიოდში მაღალი სიზუსტით დაიგეგმოს ტარიფები: ამ მეთოდიკის გამოყენება წარმატებით შეიძლება გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერჯის წარმოების და განაწილების ტარიფების დაგეგმვაში.

4. ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფის გრძელვადიან პერიოდში ოპტიმალური რეგულირების შემოთავაზებული მეთოდიკა აპრობირებულია საქართველოს ენერგოსისტემაში. 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 ენერგოსისტემას ყოველწლიურად განახორციელოს 50 მილიონი ლარის ინვესტირება, ელექტრომომარაგების მაღალი საიმედოობა, განვითარდეს, იყოს რენტაბელური, შეძლოს ინვესტირებული კაპიტალის დადგენილ ვადებში დაბრუნება.

გამოყენებული ლიტერატურა

1. ელიზბარაშვილი ა. ნეირონული ქსელები// GESJ: Computer Science and Telecommunications. 2006. No.3(10), 134-156 (<http://gesj.internet-academy.org.ge/download.php?id=1270.pdf>)
2. ჯაფარიძე დ. მალრაძე თ. //საქართველოში ელექტროენერჯის მოთხოვნის საშუალოვადიანი პროგნოზირება მრავალფაქტორული მოდელის გამოყენებით// „საქართველოს ეკონომიკა“, 2009 წ., №9.
3. სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემ“-ის 2008-2012 წლის ანგარიში. www.gse.com.ge
4. ჯაფარიძე დ. კიკაბიძე ნ. //საქართველოს ენერგეტიკულ ბაზარზე შესასყიდი ელექტროენერჯის საშუალო შეწონილი ტარიფის პროგნოზირება// ჟურნალი „საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის შრომები“. 2013 წელი. N1 (487), 19-27 გვერდი.
5. 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
6. ჯაფარიძე დ. კიკაბიძე ნ. //გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის სამომხმარებლო ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა// ჟურნალი „ბიზნეს-ინჟინერინგი“. 2013 წელი №4.
7. ჯაფარიძე დ. კიკაბიძე ნ. //გრძელვადიანი პერიოდისათვის ელექტროენერჯის გადაცემის ზღვრული ტარიფის ოპტიმალური დაგეგმვა// ჟურნალი „საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის შრომები“. 2014 წელი. N1 (491).
8. Соломкин А.В. “Краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии с помощью нейросетевых методов. Электронное научное издание "Электроника и информационные технологии". 2011.
9. Прогнозирование и планирование экономики// Кондауров Г.А, В.И Борисевич.
10. Минск: Современная школа, 2005.
11. ИСПОЛАТОВ С. Прогнозируемое будущее. Тарифы на тепло, энергию и газ будут определять на 5 лет вперед <http://www.vsp.ru/economic/2013/01/25/528644>
12. *РАВ энергокапитала. Профессионалы о новой системе регулирования* http://www.stroy puls.ru/vipusk/detail.php?article_id=49451
13. АНТРОПОВ А. ДОЛГОСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ И КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД – ЗАЛОГ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ ОРГАНИЗАЦИЙ КОММУНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА <http://journal.gkx.ru/vart/140/140/938/1810/>
14. Гатагова С.В. РАВ-РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ. ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
15. <http://www.tmy.mwport.ru/files/2011-3-econ-09.pdf>
16. Северо-кавказский горно-металлургический институт .
17. *Долгосрочные тарифы привлекают инвестиции в сферу ЖКХ* <http://www.uktgh.ru/2013-03-18-05-32-05>
18. Тарви А.М. Шадрина И.В. МЕТОДЫ ДОЛГОСРОЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ: ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ. Сибирский федеральный университет
19. <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2013/thesis/s024/s024-011.pdf>

20. 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>
21. Непомнящий В.А. Методика формирования тарифа на передачу электроэнергии и определения эффективности инвестиций в развитие электрических сетей <http://uktgh.ru>
22. 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=1> Зарегистрировано в Минюсте РФ 7 июля 2008 г. N 11931
23. New methodology for forecasting long term electricity demand for the republic of Ireland (2002). Independent electricity Transmission System Operator. Generation Capacity Planning
24. 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.
25. 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.
26. 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.
27. International Journal of artificial Intelligence and Expert Systems (IJAE)#4 2013year - Performance Analysis of Various Activation Functions in Generalizes MLP Architectures of Neural Network

Article received: 2014-05-22