

**ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ՊԵՏԱԿԱՆ ՏՆՏԵՍԱԳԻՏԱԿԱՆ ՀԱՄԱԼՍԱՐԱՆ**

**ԲԱՐՍԵՂՅԱՆ ԹԱԳՈՒՀԻ ԱՐՄԵՆԻ**

**«ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱԿԱՆ ՇՈՒԿԱՅԻ ԿԱՐԳԱՎՈՐՄԱՆ ԿԱՏԱՐԵԼԱԳՈՐԾՄԱՆ  
ՀԻՄՆԱԽՆԴԻՐՆԵՐԸ (ՀՀ ՆՅՈՒԹԵՐՈՎ)»**

**Ը.00.02 «Տնտեսության, նրա ոլորտների տնտեսագիտություն և կառավարում»  
մասնագիտությամբ տնտեսագիտության գիտությունների թեկնածուի գիտական  
աստիճանի հայցման ատենախոսության**

**ՍԵՂՄԱԳԻՐ**

**ԵՐԵՎԱՆ 2020**

**Ատենախոսության թեման հաստատվել է Հայաստանի պետական տնտեսագիտական համալսարանում:**

**Գիտական ղեկավար՝**

Տնտեսագիտության դոկտոր, պրոֆեսոր

**Միքայել Սերգեյի Մելքումյան**

**Պաշտոնական ընդդիմախոսներ՝**

Տնտեսագիտության դոկտոր, պրոֆեսոր

**Տիգրան Սերյոժայի Մարտիրոսյան**

Տնտեսագիտության թեկնածու, դոցենտ

**Նարինե Լեռնիկի Կիրակոսյան**

**Առաջատար կազմակերպություն՝**

**Հայաստանի ազգային պոլիտեխնիկական  
համալսարան**

Ատենախոսության պաշտպանությունը կայանալու է 2020թ. դեկտեմբերի 17-ին, ժամը 14<sup>00</sup>-ին Հայաստանի պետական տնտեսագիտական համալսարանում գործող ՀՀ ԲՈԿ-ի տնտեսագիտության թիվ 014 մասնագիտական խորհրդում:

Հասցե՝ 0025, Երևան, Մ. Նալբանդյան 128:

Ատենախոսությանը կարելի է ծանոթանալ Հայաստանի պետական տնտեսագիտական համալսարանի գրադարանում:

Սեղմագիրն առաքված է 2020թ. նոյեմբերի 5-ին:

014 մասնագիտական խորհրդի

գիտական քարտուղար,

տնտեսագիտության դոկտոր, պրոֆեսոր



**Լ. Հ. Գրիգորյան**

**Արենախոսության թեմայի արդիականությունը:** Միջազգային էներգետիկ շուկաներում մասնակիցների միջև գոյություն ունեցող տնտեսական, ֆինանսական, քաղաքական և մի շարք այլ հարաբերությունների ճնշվածության ընթացքում ստեղծվող իրավիճակը մեծ նշանակություն ունի առանձին երկրների էներգետիկ ոլորտներում: Վերջին տասնամյակներում աշխարհի շատ երկրներում էլեկտրաէներգիայի արդյունաբերությունը կենտրոնացված մոդելից վերափոխվել է ազատ մրցակցայինի: Այս գործընթացը հիմք հանդիսացավ էլեկտրաէներգիայի ոլորտի ազատականացման և աշխարհում էներգետիկ շուկաների ձևավորման համար: Էլեկտրաէներգիայի արտադրությունում մեծ է բաշխման գործընթացի և մրցակցային հարաբերությունների նշանակությունը: Մի կողմից մրցակցության ընթացքում շուկայում ձևավորվում է էլեկտրաէներգիայի գինը, մյուս կողմից՝ կրճատվում են արտադրական զուտ ծախսերը: Էլեկտրաէներգիայի շուկաների կազմակերպման մոդելներից յուրաքանչյուրը գնահատվում է՝ հաշվի առնելով մոդելը կազմող բոլոր գործոնները, այդ թվում՝ առաջին հերթին արտադրված և սպառված էլեկտրաէներգիայի մատակարարման տեխնոլոգիայի ավտոմատացման աստիճանը, էներգահամակարգը կազմող անհրաժեշտ կառույցների առկայությունը, վերահսկողության և կարգավորման արդյունավետ կազմակերպման ուղղությունները, սպառողների վճարումակառուցվածքը և այլ գործոններ: Այսպիսով՝ ազգային էներգետիկական շուկայի մոդելի ընտրությունը բավականին բարդ և փոփոխական գործընթաց է, չնայած համաշխարհային շուկայում առկա են բարեփոխումների իրականացման մի շարք մոդելներ, որոնք իրենց դրական ազդեցությունն են ունեցել տնտեսության և էներգետիկայի զարգացման գործընթացում, այնուամենայնիվ << էներգետիկ բնագավառի կարգավորման կատարելագործման ուղիների մշակման և արդյունավետ ներդրման անհրաժեշտությունը ժամանակի հրամայականն է դարձել:

<< էներգետիկայի բնագավառի կարգավորումը << տնտեսության առանցքային հիմնարար հարցերից է, որի նպատակն է՝ էլեկտրական, ջերմային էներգիայի և բնական գազի շուկաների գործունեության կանոնների, կարգավորող սակագների և թույլտվության պայմանների սահմանմամբ ու վերահսկմամբ հավասարակշռել սպառողների և գործունեության թույլտվություն ունեցող անձանց շահերը, գործունեության թույլտվություն ունեցող անձանց համար ստեղծել գործունեության միատեսակ պայմաններ և նպաստել մրցակցային շուկայի ձևավորմանն ու զարգացմանը: Հետևապես՝ կարևորվում է էլեկտրաէներգիայի արտադրման, մատակարարման ու բաշխման համակարգերի գործունեության արդյունավետության գնահատումը, և գործող սակագների հիմնավորվածության ուսումնասիրումը: Կարգավորումը կենսական նշանակություն ունի նաև բնակչության կենսամակարդակի՝ այդ թվում նաև աղքատության հիմնախնդրի լուծման տեսանկյունից, քանի որ << տնտեսության ճյուղերի կայուն տնտեսական և համաչափ զարգացման համատեքստում էներգետիկան՝ որպես հասարակության զարգացմանն ուղղված կարևորագույն ոլորտ, կոչված է ապահովելու երկրի առաջընթացն ու տնտեսության զարգացումը:

Էներգետիկ համակարգում առկա են նկատելի մարտահրավերներ՝ կապված բավարար էներգամատակարարման ապահովման և սպառողների համար մատչելի ու կայուն սակագնային քաղաքականության վարման հետ:

Մյուս տեսանկյունից՝ հին և մաշված էլեկտրաէներգետիկ ենթակառուցվածքների առկայությունը, տեխնիկատնտեսական և բնապահպանական ցուցանիշների անհամապատասխանությունը միջազգային պահանջներին, տեղակայված արտադրական հզորությունների, ՋԷԿ-երի հիմնական սարքավորումների աշխատանքի տևողության սահմանային 200 հազ. ժամի գերազանցումը շուկայի կարգավորման առաջնահերթությունը ծնող կարևորագույն գործոններն են:

Այսպիսով՝ ատենախոսության թեմայի արդիականությունը պայմանավորված է վերը նշված փաստարկներին գիտականորեն հիմնավորված ուսումնասիրության, վերլուծության և համապատասխան հեռանկարային, արդյունավետ լուծումների առաջադրման անհրաժեշտությամբ:

**Արենախոսության նպատակը և խնդիրները:** Հետազոտության նպատակը՝ էլեկտրաէներգետիկական ոլորտի ուսումնասիրության և առկա հիմնախնդիրների բացահայտման համատեքստում, դրանց կարգավորման կատարելագործման, էլեկտրաէներգետիկ ընկերությունների սակագնային քաղաքականության վերաբերյալ կոնկրետ առաջարկությունների և մոտեցումների մշակումն է:

Առաջադրված նպատակի իրականացման համար լուծվել են հետևյալ խնդիրները.

- Տալ << էլեկտրաէներգետիկական համակարգի տեխնիկական և տնտեսագիտական վիճակի իրական նկարագիրը,
- հատկորոշել կարգավորման գործող կարգի կատարելագործման հնարավորությունների շրջանակը՝ հիմք ընդունելով << էլեկտրաէներգետիկական համակարգի առկա հիմնախնդիրները և առաջարկել հեռանկարային զարգացման լուծումներ,
- էլեկտրաէներգետիկ ընկերությունների սակագնային քաղաքականության արդյունավետության բարձրացման տեսանկյունից քննարկել համակարգի սակագնի կայունացման, հետագա իրականացման հնարավորությունները և ներկայացնել առաջարկություններ սակագնային քաղաքականության կատարելագործման ուղղությամբ,
- բացահայտել համակարգում կորուստները նվազագույնի հասցնելու հնարավորությունները,
- մշակել էլեկտրաէներգիայի սակագնի որոշման մեթոդաբանության նոր մոտեցումներ՝ հիմնված ծախսերի օպտիմալացման, կորուստների նվազեցման և օպտիմալ շահութաբերության մակարդակի սահմանման վրա,
- գնահատել << էլեկտրաէներգետիկական համակարգում էլեկտրաէներգիայի արտադրության, սակագնային մարժայի, էլեկտրաէներգիայի գնման սակագնի և պահանջարկի փոխազդեցությունները, որոնք պայմանավորում են էներգետիկ համակարգի կարգավորման մեխանիզմները,

▪ գնահատել ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգում էլեկտրաէներգետիկ ընկերությունների օպտիմալ վարքի ազդեցությունը սակագնային մարժայի և էլեկտրաէներգիայի սակագնի վրա, որի համատեքստում մշակել էլեկտրաէներգիայի սակագնի որոշման նոր մեթոդաբանություն,

▪ կանխատեսել էլեկտրաէներգետիկական համակարգի զարգացման հեռանկարները:

**Արենախոսության առարկան և օբյեկտը:** Աշխատանքի հետազոտության առարկան Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կարգավորման գործող մեխանիզմների կատարելագործման շրջանակն է: Հետազոտության օբյեկտն էլեկտրաէներգետիկական բնագավառն է, նրանում առկա ընկերությունները և նրանց միջև ձևավորվող տնտեսական փոխհարաբերությունները:

**Արենախոսության տեսական, մեթոդաբանական և տեղեկատվական հիմքերը:** Հետազոտությունում առաջադրված խնդիրների լուծման համար տեսական և մեթոդական հիմք են հանդիսացել տնտեսագիտության դասական և ժամանակակից տեսությունների հիմնական դրույթները, հայրենական և արտասահմանյան հետազոտողների աշխատությունները, ոլորտը կարգավորող օրենսդրական և ենթաօրենսդրական ակտերը:

Հետազոտության համար տեղեկատվական հիմք են հանդիսացել ՀՀ ՀՏԿ հաշվետվությունների, ՀՀ տարածքային կառավարման և ենթակառուցվածքների նախարարության, ՀՀ էներգետիկ ենթակառուցվածքների և բնական պաշարների նախարարության, Ազգային վիճակագրական ծառայության, ՀՀ ԿԲ, էլեկտրաէներգիա արտադրող ընկերությունների պաշտոնական տվյալները և էլեկտրոնային տեղեկատվական աղբյուրները: Ատենախոսությունում կիրառվել են էկոնոմետրիկ, վիճակագրական, գործոնային, համեմատական, համակարգային վերլուծությունների, ինչպես նաև խմբավորումների, աղյուսակային և տնտեսամաթեմատիկական մոդելավորման մեթոդներ:

**Արենախոսության հիմնական գիտական արդյունքները և նորույթը:** Ատենախոսության հիմնական գիտական նորույթը չի կրկնում այլոց կողմից առանձին հարցերի շուրջ կատարված ուսումնասիրությունները և արտահայտվում է հետևյալ գիտական արդյունքներում.

▪ Առաջադրվել է ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգում էլեկտրաէներգիայի սակագնի որոշման մեթոդաբանական նոր մոտեցումներ՝ պայմանավորված արդյունավետ սակագնային մարժայի ձևավորմամբ. մասնավորապես, գնահատվել է էլեկտրաէներգիայի սակագնի և սպառման ծավալների վրա մարժայի ազդեցությունը, իսկ մարժայի վրա՝ ծախսային առանձին հոդվածների ազդեցությունը,

▪ գնահատվել են ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգում սակագնային մարժայի և էլեկտրաէներգիայի գնման սակագների փոխազդեցությունները, և բնակչության կողմից էլեկտրաէներգիայի սպառման և ընդհանուր սպառման զգայունությունները՝ գնման միջին սակագնի նկատմամբ,

▪ գնահատվել է էլեկտրաէներգիա արտադրող կայանների վարքագծի ազդեցությունը սակագնային մարժայի և էլեկտրաէներգիայի սակագնի վրա: Հաշվարկվել է էլեկտրաէներգիայի վերջնական սակագնի վրա մարժայի ազդեցությունը և սակագնի հաշվարկային մեծությունը:

Գնահատված արդյունքների կիրառման միջոցով համակարգում հնարավոր է ներդնել արդյունավետ սակագնային քաղաքականության վարման հիմնարար դրույթներ:

**Արենախոսության արդյունքների գործնական նշանակությունը:** Ատենախոսությունում հետազոտված արդյունքներն ունեն տեսական և գործնական նշանակություն, մասնավորապես, մշակված մոդելները հնարավորություն կտան բացահայտելու էլեկտրաէներգիայի արտադրության, բնակչության կողմից էլեկտրաէներգիայի սպառման և էլեկտրաէներգիայի սակագնի դինամիկ, ինչպես նաև միաժամանակյա փոխազդեցությունները: Ստացված արդյունքները կարող են կիրառվել էլեկտրաէներգետիկական շուկայում գործող ընկերությունների, կարգավորման գործառույթներ իրականացնող պետական մարմինների կողմից ամենամյա մշակվող գործունեության ծրագրի և ոլորտի հեռանկարային զարգացման սցենարների մշակման գործընթացում:

**Արենախոսության արդյունքների փորձարկումները և հրապարակումները:** Ատենախոսության հիմնական արդյունքներն ու դրույթները ներառվել են հեղինակի կողմից հրապարակված 6 գիտական հոդվածներում, ինչպես նաև քննարկվել են Հայաստանի պետական տնտեսագիտական համալսարանի պրոֆեսորադասախոսական անձնակազմի և ասպիրանտների գիտական նստաշրջաններում, «Միկրոէկոնոմիկայի և ձեռնարկատիրական գործունեության կազմակերպման» ամբիոնի կողմից կազմակերպված գիտական սեմինարներում:

**Արենախոսության կառուցվածքը և ծավալը:** Ատենախոսությունը շարադրված է 149 տպագիր էջի վրա, բաղկացած է ներածությունից, երեք գլուխներից, եզրակացությունից, օգտագործված գրականության 134 անուն ցանկից և 11 հավելվածից:

## ԱՏԵՆԱԽՈՍՈՒԹՅԱՆ ՀԻՄՆԱԿԱՆ ԲՈՎԱՆԴԱԿՈՒԹՅՈՒՆԸ

Ատենախոսության առաջին՝ «**Էլեկտրաէներգետիկական շուկաների բնութագրման տեսամթողաբանական հիմքերը**» գլուխը արտացոլում է էլեկտրաէներգետիկական շուկաների բնութագրման և գնահատման հիմնական, առանցքային տեսական խնդիրները: Մասնավորապես, դիտարկվել է էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կարգավորման մեթոդաբանության կատարելագործման ուղղությունները: Տրվել է Հայաստանի Հանրապետության էներգետիկ շուկան կարգավորող օրենսդրության վերլուծություն, և առկա թերությունների բացահայտման միջոցով հատկորոշվել հայկական էներգետիկական շուկայի ազատականացման աստիճանը, ներկայացվել հեռանկարային բարելավման այն ուղղությունները, որոնք, առավելապես կհանգեցնեն ՀՀ էներգետիկ ոլորտի արդյունավետ զարգացմանը:

Հեղինակը, ընդգծելով շուկայում անկախ կարգավորող մարմնի առկայության կարևորությունը համակարգի արդյունավետության բարձրացման գործում, նշում է, որ այն հանդիսանում է շուկայի բոլոր մասնակիցների վստահության, ինչպես նաև ներդրողների և սպառողների միջև կնքված պայմանագրերի կատարման երաշխավորը: Շուկայի ազատականացման պայմաններում կարգավորման նոր մեխանիզմների կիրառումն ժամանակի հրամայականն է դարձել, երբ ներդրողները պահանջում են իրենց ապահովել պետության ներխուժումից, իսկ սպառողները՝ արդար գներ և որակյալ ծառայություն: Շուկայի արդյունավետ ազատականացման նախապայմաններից է պաշտպանել ներդրողներին անընդունելի ռիսկերից, իսկ սպառողներին՝ մենաշնորհային ընկերության գերիշխող դիրքի չարաշահումներից: Շուկայի բոլոր մասնակիցների համար պետք է ապահովվի պարզ, թափանցիկ կանոններով գործող տնտեսական միջավայր: Այդ միջավայրը կարելի է ձևավորել նաև վարչարարական որոշումների կայացման ճանապարհով, սակայն, ինչպես ցույց է տվել փորձը, այդ միջոցառումների դրական ազդեցությունը կարճաժամկետ է, և որոշ ժամանակ անց խնդիրը նորից արդիականացվում է: Առավելագույնս արդյունավետ իրավիճակին լուծում տալու ճանապարհը շուկայի ազատականացումն է, ինչը նշանակում է մենաշնորհի տարանջատում բաղադրիչ մասերի, և բոլոր մասնակիցների համար ազատ մուտքի և ելքի հնարավորության ստեղծում: Հեղինակը նշում է, որ ՀՀ էներգետիկական ոլորտում լրացուցիչ ներդրումների ներգրավման համար անհրաժեշտ է ոլորտի հետագա ազատականացումը, որը օրենքով առկա է, սակայն տեխնիկական խնդիրների պատճառով առայժմ անհնար է իրականացնել: *Անհրաժեշտ է ՀՀ և Իրանի, Վրաստանի և ՌԴ-ի համակարգերի միջև տեխնոլոգիական ներդաշնակեցման ապահովմանն ուղղված միջոցառումներ իրականացնել:*

Հեղինակն, ուսումնասիրելով էլեկտրաէներգետիկական շուկաների կարգավորման արդյունավետության գնահատման մեթոդաբանությանը նվիրված հետազոտություններ<sup>1</sup>, անդրադարձել է աշխարհի շատ երկրներում լայն տարածում ունեցող խթանող կարգավորման գործիքներին: Ժամանակակից մեթոդների մեծամասնությունն արդեն իսկ պարունակում է ծախսերի կրճատման ներկատուցված մեխանիզմներ: Մասնավորապես, մի շարք երկրներում ծախսերի մակարդակի սահմանումն իրականացվում է համանման ընկերությունների հետ համեմատման մեթոդով: Գոյություն ունի նաև համակցված մեթոդը (yardstick), ըստ որի՝ ընկերության ծախսերի մի մասն ընդունվում է ըստ փաստացի ծախսերի, իսկ մի մասը՝ ըստ նպատակային ցուցանիշների: Գործառնական ծախսերի մակարդակի սահմանում կանխատեսումային մեթոդով (ex-ante) երկարաժամկետ կտրվածքով: Նպատակային ծախսերի հաշվարկը կատարվում է կամ բենչմարքինգի հիմունքով, կամ հիմնվելով փորձագիտական դատողությունների վրա: Ծախսերը նպատակային մակարդակից նվազեցնելու արդյունքում ընկերությունների կողմից լրացուցիչ տնտեսված միջոցները կարող են նրա կողմից օգտագործվել ընդհուպ մինչև հաջորդ կարգավորվող ժամանակահատվածը: Առավել տարածված է գործառնական ծախսերի արդյունավետության ինդեքսի հաշվարկը: Կարգավորում ներդրված կապիտալի կարգավորվող բազայի հիմունքով (RAB-կարգավորում) մեթոդը ենթադրում է կապիտալի եկամտաբերության դինամիկ մակարդակի սահմանում և գործառնական ծախսերի արդյունավետության ինդեքսի հաշվարկը: Կարգավորում հասույթի սահմանաչափի (revenue cap) հիմունքով մեթոդը, որը կիրառվում է սահմանային հասույթի արդյունավետության ինդեքսի հաշվարկի միջոցով: Կարգավորում սահմանային գնի (price cap) հիմունքով մեթոդը կիրառվում է սահմանային գնի արդյունավետության ինդեքսի հաշվարկի միջոցով: Բացի վերը նշված խթանիչ կարգավորումներից, էներգահամակարգում կիրառվում է կարգավորող ընկերությունների գործունեության առանձին ուղղություններով արդյունավետության հիմնական ցուցանիշների ներկատուցված մեխանիզմը, որը ռիսկերի նվազեցման արդյունավետ գործիք է: Արդյունավետության հիմնական ցուցանիշների (ԱՀՏ) համակարգի հաջողությունն պայմանավորված է ընկերության գործունեության որոշակի ուղղություններով նվազագույն թույլատրելի ցուցանիշների ընտրությամբ: ԱՀՏ համակարգի կիրառումը թույլ կտա կանխարգելել համակարգին սպառնացող ֆինանսական և տեխնոլոգիական ռիսկերը, և կհանգեցնի էներգամատակարարման համակարգի հուսալիության բարձրացմանը և սպառողի համար լրացուցիչ ծախսերի (օրինակ՝ արտադրության պարապրոդն էներգամատակարարման անջատման արդյունքում) նվազմանը: Ընդ որում՝ ԱՀՏ խախտման համար ընկերություններին կարող է սպառնալ տուգանք կամ նույնիսկ սակագնի իջեցում:

Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կարգավորման արդյունավետությունը նկարագրելու նպատակով՝ կարելի է կիրառել կարգավորման համակարգի գործունեության արդյունքները գնահատող արդյունավետության ցուցանիշը՝ հաշվի առնելով ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կառավարման որոշակի առանձնահատկությունները:

Ատենախոսության երկրորդ՝ «**ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական շուկայի կարգավորման արդի հիմնախնդիրներն և սակագնային քաղաքականությունը**» գլխում ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական շուկայի ներկա վիճակի վերլուծության համատեքստում ներկայացված է էլեկտրաէներգիայի և գազի մատակարարման ու բաշխման համակարգերի գործունեության արդյունավետությունը և գործող սակագների հիմնավորվածությունը: Մասնավորապես, դիտարկվել է էլեկտրաէներգիայի արտադրության կառուցվածքը, բացահայտվել էլեկտրաէներգիայի կորուստների կրճատման

<sup>1</sup> Հայաստանում էլեկտրաէներգետիկ համակարգի կարգավորման ոլորտում խորհրդատվական ծառայությունների մատուցման հաշվետվության երկրորդ փուլ, 2015թ

հնարավորությունները, գազամատակարարման համակարգի կորուստների հաշվարկը, մայրուղային գազատարերում կորուստները, ՀՀ և ՌԴ կառավարությունների համաձայնագրերը, գազի ջերմատվության վերահաշվարկը, ակտիվների շահութաբերության նորման, «Հայաստան-Վրաստան» օդային գծի կառավարումը և տրվել առաջարկություններ՝ համակարգի առկա հիմնախնդիրների արդյունավետ լուծման և կայուն զարգացման ուղղությամբ:

Շեղինակը փաստում է, որ ինչպես էլեկտրաէներգիայի կորուստների, այնպես էլ գազամատակարարման համակարգի կորուստների հաշվարկը և դրանց կրճատման ուղղությամբ միջոցառումների իրականացումը կհանգեցնի համակարգի արդյունավետ և կայուն զարգացմանը: «Հայաստանի էլեկտրական ցանցեր» ՓԲԸ-ում ներդրված կորուստների և ծախսերի կրճատման խրախուսիչ մեխանիզմի համաձայն՝ սակագնային մարժայի հաշվարկման նպատակով որոշակի ժամանակահատվածների համար ամրագրվում են հաստատուն ցուցանիշներ: Մասնավորապես, կանխատեսվում է մինչև 2028թ. (այսինքն՝ 12 տարվա ընթացքում) աստիճանաբար կրճատել բաշխիչ ցանցերում էլեկտրաէներգիայի կորուստները՝ ներկայումս սահմանված 11,03%-ից մինչև 6,4%<sup>2</sup>: Այսպիսով՝ սահմանված կորուստների և ծախսերի հաստատուն մեծությունները մեքենայաբար կրճատվում են որոշակի չափով առանց որևէ հիմնավորումների և բացատրությունների: Սակայն, այս ծրագիրը որոշակի անվստահություն է ներշնչում՝ պայմանավորված խրախուսիչ գործոնների բացակայությամբ, որոնց ազդեցությամբ իրականացվելու են այդ կրճատումները:

Շեղինակը նշում է, որ գազամատակարարման համակարգի ցանցերում գործող մեթոդիկաներով հաշվարկված անխուսափելի տեխնոլոգիական կորուստների մեծությունները ավելի բարձր են ստացվում, քան փաստացի կորուստները: Այդ պատճառով բնական գազի սակագնի հաշվարկներում անխուսափելի տեխնոլոգիական կորուստները ներկայումս սահմանվում են փաստացի կորուստների մեծությանը հավասար և կազմում են ցանց մուտք գործած գազի 6.69%, այդ թվում՝ 4,64% փոխադրման համակարգում և 2,05% բաշխման համակարգում: Փաստորեն՝ այս պահի դրությամբ վերոհիշյալ մեթոդիկաները անկիրառելի են դարձել կորուստների հաշվարկման համար: Կորուստների հաշվարկման նոր մեթոդիկաները պետք է մշակվեն հաշվի առնելով նրանց գնահատման ավելի պարզ ու մատչելի մոտեցումները: Հիմք ընդունելով կատարված վերլուծությունները և չժխտելով վերոհիշյալ խրախուսիչ մեխանիզմի կիրառումը բաշխիչ էլեկտրացանցում՝ առաջարկվում է ցանցային կորուստների որոշակի մասը (մինչև 50%) անկախ իրենց անվանումից (անխուսափելի, հիմնավորված, թույլատրելի և այլն) փոխհատուցել մատակարարի շահույթի հաշվին: Այսինքն, նյութական շահագրգռվածության գործոնը դրդապատճառ է դառնալու կորուստների նվազման գործում:

Սակագնային մարժայի հաշվարկման մեթոդաբանության հիմքում դրված է Լիցենզավորված անձի անհրաժեշտ հասույթի ապահովման սկզբունքը՝ Անհրաժեշտ հասույթի մոտեցումը<sup>3</sup>: Անհրաժեշտ հասույթը կազմող բաղկացուցիչներից մեկը թույլատրելի զուտ շահույթի բաղադրիչն է, որը որոշվում է շահույթի հաշվարկման բազայի և ակտիվների շահութաբերության նորմայի արտադրային միջոցով: Հանձնաժողովը ակտիվների շահութաբերության նորման սահմանում է՝ ելնելով Հայաստանում ռիսկի նույն մակարդակով գործող ընկերությունների շահութաբերության վերլուծությունից, բայց ոչ պակաս՝ քան 12%<sup>4</sup>: Սակայն, չի բացատրվում, թե որոնք կարող են համարվել Հայաստանում ռիսկի նույն մակարդակով գործող ընկերություններ, ինչ չափորոշիչներով է որոշվում և կայացվում նորմայի մեծության որոշումը:

Շեղինակը նշում է, որ հեռանկարային անհաշվենկատ միջոցառումների իրացումը էներգահամակարգում բացասական է անդրադառնում էլեկտրաէներգիայի սակագների վրա: Այդ կապակցությամբ խիստ կասկածելի է թվում ՀՀ էներգետիկ ենթակառուցվածքների և բնական պաշարների նախարարության կողմից ծրագրվող և առաջնահերթ խնդիրների շարքում ընդգրկված «Հայաստան-Վրաստան» 400կվ և 1050մվտ հզորությամբ օդային գծի կառուցումը: Անվիճելի է, որ տեսանելի ապագայում Հայաստանի և Վրաստանի միջև 1050մվտ հզորությամբ էլեկտրաէներգիայի փոխադարձ հաղորդումը բացատրվում է համապատասխան նախադրյալների բացակայության պատճառով: Հարկ ենք համարում հիշեցնել, որ ներկայումս Հայաստանը Վրաստանի հետ կապող 220կվ «Ալավերդի» օդային գիծը օգտագործվում է իր 30% կարողության չափով, իսկ այդ գծով էլեկտրաէներգիայի սեզոնային փոխանակման հզորությունը կազմում է առավելագույնը ±50մվտ: Այսպիսի չնչին փոխանակման ելակետային պայմաններում կառուցվելիք Հայաստան-Վրաստան 2050մվտ հզորությամբ օդային գիծը թողարկման պահից դառնալու է անօգտագործելի և ավելորդ, իսկ նրա կառուցման ու պահպանման ծախսերը ծանր սակագնային բեռի են վերածվելու սպառողների համար: Հայաստան-Վրաստան օդային գծի կառուցման գումարը կազմելու է 334մլն ԱՄՆ դոլար<sup>5</sup>: Այդ ծախսերի փոխհատուցման պատճառով վերջնական սպառողին վաճառվող 1կվտժ էլեկտրաէներգիայի սակագնի վրա լրացուցիչ բեռը կազմելու է շուրջ 3,9 ՀՀ դրամ/կվտժ:

Հաշվի առնելով վերոհիշյալը՝ առաջարկվում է բազմակողմանի քննարկել Հայաստան-Վրաստան 400կվ 1050մվտ հզորությամբ օդային գծի կառուցման նպատակահարմարությունը, հիմնավորված որոշում ընդունելու նպատակով:

Ակնբեր է, որ ջերմային էլեկտրակայանների կողմից ապահովված հզորությունը 2018թ. տվյալներով կազմում է բոլոր էլեկտրակայանների հզորությունների ծավալի գերակշիռ մասը՝ 51%-ը, չնայած Հայաստանում վերականգնվող էներգիայի հզորության ներուժի առկայությանը: Ուստի, անհրաժեշտ է մեծացնել ոլորտի տնտեսական կարգավարման միջոցի կիրառման արդյունավետության շրջանակը:

<sup>2</sup> [www.ena.am](http://www.ena.am) կայքի հրապարակումներ

<sup>3</sup> ՀՀ էներգետիկայի կարգավորող հանձնաժողով 2002թ. նոյեմբերի 1 No 79Ա որոշմամբ հաստատված լիցենզիայի պայմաններ, Հավելված 2

<sup>4</sup> ՀՀ էներգետիկայի կարգավորող հանձնաժողով 2002թ. նոյեմբերի 1 No 79Ա որոշմամբ հաստատված լիցենզիայի պայմաններ, Հավելված 2, 1.1 կետ

<sup>5</sup> «Էներգետիկ համակարգի երկարաժամկետ զարգացման ուղիները» ծրագիր

Հեղինակը մատնանշում է, որ տնտեսական կարգավարման միջոցի կիրառումը էներգահամակարգում էլեկտրաէներգիայի սակագնի ձևավորման ընթացքում կարևորագույն դեր է կատարում: Տնտեսական կարգավարման միջոցի կիրառման բացառիկ իրավունքը տրված է համակարգի օպերատորին<sup>6</sup>: Վերջինս տնտեսական կարգավարման միջոցի կիրառման ընթացքում առկա արտադրական հզորությունների շարքից ընտրում է այն կազմը, որի մասնակցությամբ արտադրված էլեկտրաէներգիան մատակարարվում է սպառողներին հնարավորինս ցածր գնով՝ (նվազագույն) սակագնով: Կատարված ուսումնասիրությունները ցույց են տալիս, որ օպերատորի կողմից կազմվող ամենամյա էլեկտրաէներգիայի արտադրության պատվիրված հզորությունների ծրագրերում տնտեսական կարգավարման պահանջները լիարժեք չեն իրականացվում և լրացուցիչ ֆինանսական ծախսերի, և կորուստների պատճառ են հանդիսանում: Մասնավորապես, այդ առնչությամբ կարելի է նշել «Հրազդան ՋԷԿ» ԲԲԸ-ի ցածր արդյունավետությամբ գործող 200մվտ հզորությամբ բլոկների մասնակցությունը համակարգում արտադրվող էլեկտրաէներգիայի ծավալում: Միայն 2017թ. «Հրազդան ՋԷԿ»-ում փաստացի արտադրվել է մոտ 300մլն կվտժ էլեկտրաէներգիա<sup>7</sup>, որը հնարավոր էր արտադրել ավելի բարձր արդյունավետությամբ «Հրազդան-5» բլոկի միջոցով: Այդ պատճառով գերաձախսվել է մոտավորապես 18մլն մ3բնական գազ կամ 2,2մլրդ դրամ:

«Հրազդան-5» բլոկի համար հաստատված 440մվտ պատվիրված հզորության մեծությունը չափազանցված է: Իրականում այդ բլոկի միջին աշխատանքային հզորությունը կազմում է տարեկան մոտ 330մվտ: Այդ կայանում ամեն կիրվատի համար տարեկան վճարվում է 650 դրամ:

Առանց այլ ցուցանիշների որևէ վնաս հասցնելու, հնարավոր է համարվում 40մվտ չափով կրճատել այդ բլոկի պատվիրված հզորությունը՝ խնայելով տարեկան մոտ 26 մլն դրամ:

«Հրազդան ՋԷԿ»-ի պատվիրված հզորությունը կազմում է 400մվտ և նույնպես չափազանց ուռճացված է: Իրականում այդ կայանի միջին աշխատանքային հզորությունը կազմում է տարեկան մոտ 140մվտ: Այս կայանում նույնպես հնարավոր է որոշակի չափով կրճատել պատվիրված հզորության մեծությունը, հաշվի առնելով այն, որ ամեն մի կիրվատի համար տարեկան վճարվում է 940 դրամ:

Հեղինակը ներկայացրել է ներքին շուկայում վաճառվող էլեկտրաէներգիայի սակագների կառուցվածքի փոփոխության վիճակագրական վերլուծությունը՝ նշելով, որ 2018-2019թթ. ներքին շուկայում վաճառվող էլեկտրաէներգիայի սակագինը կազմել է 39,931 դրամ/կվտժ, իսկ 2019-2020թթ.՝ 39,594 դրամ/կվտժ՝ նվազելով 0,337 դրամ/կվտժ-ով: Վերլուծվել է նաև էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ընկերությունների սակագների աճի վրա էական ազդեցություն ունեցող գործոնները և տրվել դրանց դասակարգումը:

Առենախտության երրորդ՝ «ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգի սակագնային արդյունավետ մարժայի ձևավորման ուղիներն և զարգացման հեռանկարները» գլխում էլեկտրաէներգիայի սակագնի և սպառման ծավալների վրա սակագնային մարժայի ազդեցության գնահատման նպատակով հետազոտվել են համապատասխան ցուցանիշների կորելացիոն կախվածությունները, այնուհետև գնահատվել է ռեգրեսիոն հավասարում՝ սակագնային մարժայի վրա դեբիտորական պարտքի և կորուստների փոխազդեցությունները պարզաբանելու համար: «ՀԷՑ» ՓԲԸ-ի սակագնային մարժայի հաշվարկման համար էական նշանակություն ունեցող տնտեսական և ֆինանսական հիմնական ցուցանիշների միջև կորելացիոն կախվածությունները բերված են Աղյուսակ 1-ում:

**Աղյուսակ 1:** Պիրսոնի կորելացիայի գործակիցները հարկային համապատասխանության և մյուս ցուցանիշների միջև:

	ՀԷՑ սակագնային մարժա	Շահագործման ծախսեր	ՀԷՑ շահույթ	Կորուստներ	Հասույթ	Անհուսալի դեբիտորական պարտք	Մաշվածք
<b>ՀԷՑ սակագնային մարժա</b>	1	-.533 (.113)	.029 (.937)	0,8 (.003)	-.001 (.997)	.601 (.066)	.359 (.308)
<b>Շահագործման ծախսեր</b>	-.533 ,113	1	-.459 ,182	.878** ,001	.128 (.725)	-.973** (.000)	-.915** (.000)
<b>ՀԷՑ շահույթ</b>	.029 ,937	-.459 ,182	1	-.710* ,021	-.169 ,641	.579 ,080	.409 ,241
<b>Կորուստներ</b>	0,8 ,003	.878** ,001	-.710* ,021	1	.248 ,490	-.896** ,000	-.821** ,004
<b>Հասույթ</b>	-.001 ,997	.128 ,725	-.169 ,641	.248 ,490	1	-.165 ,648	-.078 ,830
<b>Անհուսալի դեբիտորական պարտք</b>	.601 ,066	-.973** ,000	.579 ,080	-.896** ,000	-.165 ,648	1	.838** ,002
<b>Մաշվածք</b>	.359 ,308	-.915** ,000	.409 ,241	-.821** ,004	-.078 ,830	.838** ,002	1

<sup>6</sup> «Էներգետիկայի մասին» ՀՀ օրենք, հոդված 37« (ընդունված 07. 03.2001թ.):  
<sup>7</sup> [www.psrc.am](http://www.psrc.am) կայքի հրապարակումներ



\*\* Կորելացիայի գործակիցը նշանակալի 0,01 մակարդակում,

\* Կորելացիայի գործակիցը նշանակալի 0,05 մակարդակում:

Ինչպես տեսնում ենք, սակագնային մարժայի ձևավորման համար էական են ցանցում առկա կորուստները և անհուսալի դեբիտորական պարտքերի մեծությունը: Երկու դեպքում էլ առկա են դրական փոխազդեցություններ, իսկ կորուստների հետ այդ կապն ավելի ուժեղ է արտահայտված **0,8** և ունի նշանակալիության ավելի բարձր աստիճան՝ **(0,003)**: Ելնելով կորելացիոն կախվածություններից՝ մյուս քայլով իրականացվում է ռեգրեսիոն վերլուծություն, որտեղ գնահատվում է սակագնային մարժայի վրա դեբիտորական պարտքի և կորուստների ազդեցությունը: Նշենք, որ վիճակագրական շարքերը օգտագործվել են լոգարիթմած տեսքով, քանի որ այս դեպքում չափման միավորների, միջինից շեղումների հետ կապված խնդիրները հիմնականում լուծվում են, ստացված գնահատականներն ավելի նշանակալի են: Նման տեսքով գնահատականները ցույց են տալիս անկախ փոփոխականի էլաստիկությունը՝ կախյալի նկատմամբ: Գնահատված հավասարումն ունի նշանակալիության բարձր աստիճան, քանի որ դետերմինացիայի գործակիցը ( $R^2$ ) հավասար է 0,85, այսինքն՝ դիտարկվող փոխազդեցությունները 85 տոկոսով կարող ենք բացատրել մեր կողմից գնահատված ռեգրեսիոն մոդելով: Մոդելն ունի հետևյալ տեսքը.

$$LOG_{MARJA} = 1,74 * LOG_{DEB} + 3,83 * LOG_{KORUST} - 35,67 \quad (1)$$

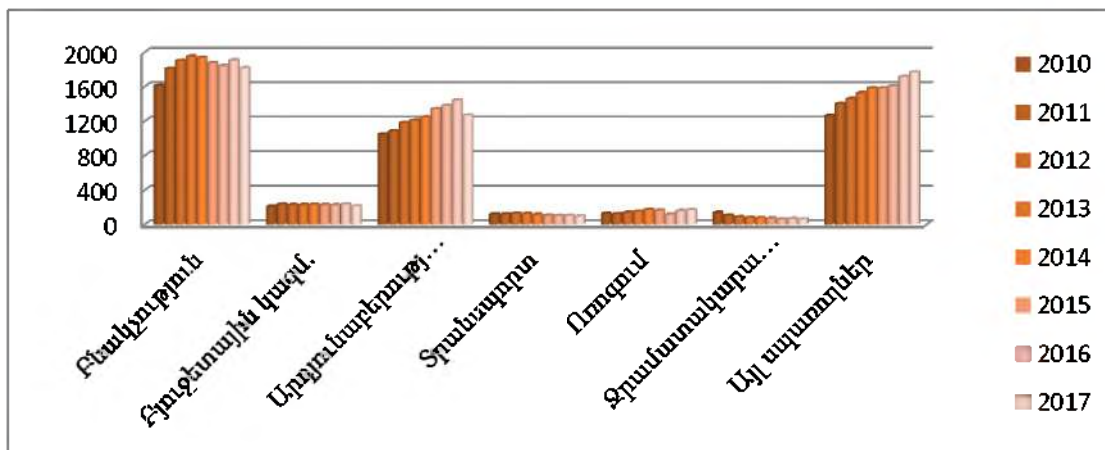
(0,0003)(0,0009) (0,0008)

Որտեղ՝ LOG\_MARJA-ն սակագնային մարժայի մեծությունն է, LOG\_DEB-ն՝ դեբիտորական պարտքի մեծությունը, LOG\_KORUST-ը՝ կորուստներինը, լոգարիթմած տեսքերով: Փակագծերում նշված են գործակիցների նշանակալիության մակարդակները, որոնք փոքր են 0,05-ից, այսինքն՝ բացատրող բոլոր փոփոխականներն էլ նշանակալի են: *Ինչպես տեսնում ենք (1) հավասարումից, կորուստների 1 փոկոս աճը հանգեցնում է սակագնային մարժայի 3,83 փոկոսով ավելացմանը, իսկ դեբիտորական պարտքերինը՝ 1,74 փոկոսով:* Հետևաբար, կարող ենք ասել, որ «ՀԷՑ» ՓԲԸ -ի կողմից կորուստների նվազեցման արդյունքում սակագնային մարժան հնարավոր է նվազեցնել բավականին մեծ չափով, ինչն էլ, իր հերթին, կհանգեցնի վերջնական սպառման համար սահմանվող սակագների նվազեցմանը, քանի որ ՀՀ էներգետիկ համակարգում սակագները ձևավորվում են ծախսաձածկման սկզբունքով: Մյուս կողմից էլ, կարևոր է նաև դեբիտորական պարտքերի մեծության կրճատումը, որի նպատակով ոլորտում կարելի է իրականացնել դրամական հոսքերի կանխատեսում և վերահսկում, ստացված հասույթի առավել նպատակային օգտագործում, ինչպես նաև շահագործման ծախսերի նվազագույն ծավալների կատարում և մաշվածության հետ կապված տեխնոլոգիական խնդիրների օպտիմալ լուծումների ապահովում: Հիմք ընդունելով համակարգում շահագործման ծախսերի կարևորությունը՝ ներկայացվել է դրանց ազդեցությունը դեբիտորական պարտքերի վրա (2) հավասարման միջոցով՝ կրկին օգտագործելով լոգարիթմված շարքեր: Այստեղ ևս մոդելը նշանակալի է, քանի որ դետերմինացիայի գործակիցը հավասար է 0,84, իսկ բացատրող փոփոխականի նշանակալիությունը՝ 0,000:

$$LOG_{DEB} = -16,57 * LOG_{SHAHAG} + 176,43 \quad (2)$$

(0,000) (0,000)

*Փաստորեն, շահագործման ծախսերի 1 փոկոս ավելացումը 16.57 փոկոսով կրճատում են դեբիտորական պարտքերի ծավալները:* Հարկ է նշել, որ, չնայած այն հանգամանքին, որ շահագործման ծախսերը ներառվում են սակագնային մարժան հաշվարկելիս, ինչը ենթադրում է վերջինիս մեծության ավելացում, կորելացիոն և ռեգրեսիոն հավասարումների գնահատականները նշանակալի արդյունքներ չունեն: Սա բացատրվում է նրանով, որ դիտարկվող ժամանակաշրջանում ոլորտում իրականացվել են համապատասխան ծախսեր դեբիտորական պարտքերի վերահսկման, ինչպես նաև կրճատման ուղղությամբ: Այդ մասին են վկայում ներկայումս, մասնավորապես, քնակչության կողմից սպառված էլեկտրաէներգիայի վճարումների ուշացումների ծավալների նվազեցումը՝ կապված վճարումների այլընտրանքային տարբերակների առկայության հետ (առևտրային բանկեր և վճարման այլ հնարավորություններ): Մյուս կողմից էլ, ՀՀ-ում դիտարկվող ժամանակաշրջանում էլեկտրաէներգիայի սպառման ծավալների մեծ մասը բաժին է ընկնում բնակչությանը և արդյունաբերության ոլորտին (գծանկար 1):



Գծանկար 1: ՀՀ-ում էլեկտրաէներգիայի սպառման կառուցվածքն, ըստ ոլորտների 2010-2018թթ.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Հասանելի է՝ <http://www.psrc.am/am/sectors/electric/reports>



Ինչևէ, դեբիտորական պարտքերի կառուցվածքում էլ մեծ տեսակարար կշիռ ունեն բնակչության և արդյունաբերության ոլորտի մասնաբաժինները (տես՝ աղյուսակ 2): Բնակչության տեսակարար կշիռը բավականին մեծ է՝ 36-47 տոկոս դիտարկվող ժամանակաշրջանում, իսկ արդյունաբերությանը՝ 23-26 տոկոս: Հետևաբար, համակարգում իրականացվող քաղաքականությունը պետք է հիմնականում ուղղված լինի այս ոլորտներում դեբիտորական պարտքերի նվազեցմանը:

**Աղյուսակ 2: «ՀԵՑ» ՓԲԸ-ում դեբիտորական պարտքի կառուցվածքը 2014-2018թթ<sup>9</sup>:**

Ոլորտներ	2014թ		2015թ		2016թ		2017թ		2018թ	
	մլն դր	%	մլն դր	%	մլն դր	%	մլն դր	%	մլն դր	%
<b>Բնակչություն</b>	10828	40	12608	36	12190	35	11248	47	10647	42
<b>Արդյունաբերություն</b>	6608	24	8096	23	8045	24	6413	26	5892	23

Հաշվի առնելով այն հանգամանքը, որ դեբիտորական պարտքի կառուցվածքում մեծ տեսակարար կշիռ ունի բնակչության մասնաբաժինը՝ գնահատվել է նաև աշխատավարձի և արտադրող կայանների կողմից վաճառքի սակագնի ազդեցությունները մեկ շնչին ընկնող էլեկտրաէներգիայի սպառման վրա: Ներկայացված է միջին աշխատավարձի և արտադրող կայանների վաճառքի միջին սակագների (վերջինիս մեծության է ավելացվում ՀԵՑ-ի սակագնային մարժան, որն էլ ազդում է վերջնական սպառման սակագնի վրա) ազդեցությունը մեկ շնչին ընկնող էլեկտրաէներգիայի սպառման վրա: Մոդելն ունի 0,71-ին հավասար դետերմինացիայի գործակից և նշանակալի բացատրող փոփոխականներ:

$$EL\_CONS = 2261,184 + 0,005 * SALARY - 65,339 * Tariff (3)$$

$$(0,000)(0,008)(0,012)$$

Որտեղ՝ EL\_CONS –ը մեկ շնչի համար էլեկտրաէներգիայի սպառման մեծությունն է, SALARY –ն միջին աշխատավարձը, իսկ Tariff –ը՝ արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման սակագինը: Այստեղ ժամանակային շարքերը լուգարիթմված չեն, այսինքն՝ ազդեցությունները տեղի են ունենում համապատասխան միավորներով:

Հեղինակը հիմնավորում է, որ դեբիտորական պարտքի և կորուստների ավելացումը բարձրացնում են սակագնային մարժան, իսկ միջին անվանական աշխատավարձի ավելացումը, թեկուզ փոքր չափով, սակայն, հնարավորություն է տալիս ավելի շատ էլեկտրաէներգիա սպառել: Մասնավորապես, աշխատավարձի միավոր փոփոխությունը ընդամենը 0,005 միավորով ավելացնում է էլեկտրաէներգիայի սպառման ծավալը մեկ շնչի համար, քանի որ անկախ աշխատավարձի մեծությունից բնակչությունը սպառում է էլեկտրաէներգիա այն ծավալով ինչքան անհրաժեշտ է նվազագույն կարիքները հոգալու համար: Արտադրող կայանների վաճառքի սակագների աճը ուղղակիորեն բարձրացնում է վերջնական սպառման սակագները, իսկ դրանց միավոր աճը 65,339-ով կրճատում է էլեկտրաէներգիայի սպառումը:

Այսպիսով՝ էլեկտրաէներգիայի սակագնային մարժայի և ֆինանսական ու փոփոխական ոչ բոլոր ցուցանիշների միջև է առկա ուժեղ և նշանակալի կորելացիոն կախվածություն՝ չնայած, որ մարժան հաշվարկելիս դրանք ներառվում են վերջնական մեծությունը սահմանելիս: Այստեղ նշանակալի կլինի առավել էժան ռեսուրսների ձեռքբերման հնարավոր փարքերակների կիրառման խթանումը: Ուստի, այս փոփոխությունից կարևորվում է ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգում սակագնային մարժայի և էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի փոխազդեցության գնահատումը<sup>10</sup>:

Ազգային էներգետիկական շուկայի մոդելի ընտրությունը բավականին բարդ և փոփոխական գործընթաց է, չնայած համաշխարհային շուկայում առկա են բարեփոխումների իրականացման մի շարք մոդելներ, որոնք իրենց դրական ազդեցությունն են ունեցել տնտեսության և էներգետիկայի զարգացման գործընթացում: Քանի որ ՀՀ էլեկտրաէներգետիկ համակարգում վերջնական սպառման միջին սակագինը ձևավորվում է որպես՝ սակագնային մարժայի և արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի գումար, պարզվել է, թե «Հայաստանի էլեկտրական ցանցեր» ՓԲԸ-ի սակագնային մարժայի վրա ինչպիսի ազդեցություն ունեն արտադրող կայաններից գնման միջին սակագինը, շահագործման ծախսերը, սակագնում ներառված ընդհանուր ծախսերը:<sup>11</sup> Շահագործման ծախսերի, սակագնում ներառված ընդհանուր ծախսերի և սակագնային մարժայի միջև փոխազդեցությունների համար գնահատված մոդելները նշանակալի չեն: Սակայն, արտադրող կայանների կողմից վաճառվող էլեկտրաէներգիայի սակագնի և ՀԵՑ-ի սակագնային մարժայի համար ստացված արդյունքները որակյալ են, մասնավորապես՝ քառակուսային մոդելի տեսքով: Սակագնային մարժայի համար հաշվարկվել է առավելագույն արժեք՝ գնման սակագնի որոշակի կետում: Գնահատվել են նաև բնակչության կողմից էլեկտրաէներգիայի սպառման և էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման զգայունությունները գնման միջին սակագնի նկատմամբ՝ քառակուսային մոդելի միջոցով: Բնակչության կողմից էլեկտրաէներգիայի պահանջարկը և ընդհանուր պահանջարկը գնի աճին զուգահեռ ավելանում է մինչև գնման սակագնի որոշակի մակարդակ, այնուհետև ազդեցությունը դառնում է բացասական, այսինքն՝ ունենում ենք նորմալ բարիքին համապատասխան գնային զգայունություն: Ստորև ներկայացված են այդ փոխազդեցությունները նկարագրող գնահատականները: Օգտագործվել են

<sup>9</sup> Հասանելի է՝ <http://www.ena.am/> «ՀԵՑ» ՓԲԸ -ի տարեկան հաշվետվություններ

<sup>10</sup> Թ.Ա.Բարսեղյան, «ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգում սակագնային մարժայի և էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի փոխազդեցության գնահատումը», Հայաստանի ճարտարագիտական ակադեմիայի լուսեր, N 2(16), Երևան, 2019, էջ 146-151

<sup>11</sup> Սակագնային մարժայի և այն կազմող ծախսային բաղադրիչների միջև փոխազդեցությունները ներկայացված են հեղինակի կողմից հրատարակված գիտական հոդվածում՝ Թ.Ա.Բարսեղյան, «ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգում սակագնային մարժայի ազդեցության գնահատումը էլեկտրաէներգիայի սակագնի և սպառման վրա», Այլընտրանք հետազոտական կենտրոն ՀԿ, N 2, Երևան, 2019, էջ 248-255

որոշ էկոնոմետրիկ գործիքներ, որոնք կիրառելի են էկետրաէներգետիկ ոլորտում վերլուծություններ կատարելիս<sup>12</sup>: Այս խնդրի լուծման համար կիրառվել է հաջորդական մոտարկման կամ իտերացիաների եղանակը: Այն հաճախ է կիրառվում էներգետիկ ոլորտում քանակական գնահատականներ ստանալու նպատակով<sup>13,14</sup>: Սակագնային մարժան դիտարկվել է որպես կախյալ փոփոխական, իսկ շահագործման ծախսերը, սակագնում ընդհանուր ներառված ծախսերը և արտադրող կայաններից գնման միջին սակագինը՝ որպես անկախ փոփոխականներ՝ առանձին մոդելներով:

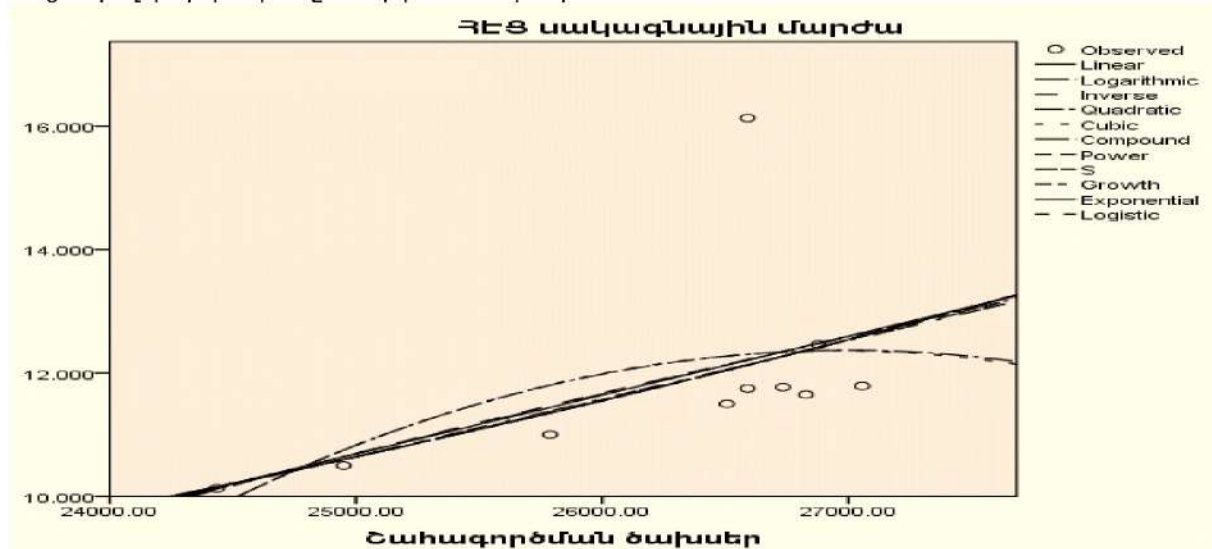
Սակագնային մարժայի և սակագնում ներառված ընդհանուր ծախսերի համար ստացված մոդելում առկա է ավտոկորելացիա, քանի որ Դարբին-Ուոթսոնի ցուցանիշը հավասար է 0,614, քանի որ հաշվարկային տեսանկյունից սակագնային մարժան ձևավորվում է հենց այդ ծախսերից: Այդ պատճառով հաջորդ քայլում այս խնդիրը դիտարկված է:

Աղյուսակ 3-ում ներկայացված են շահագործման ծախսերի և միավոր սակագնային մարժայի միջև փոխազդեցությունները ներկայացնող տարբեր մոդելների գնահատականները: Այստեղ տեսնում ենք, որ դետերմինացիայի գործակիցը ( $R^2$ ) տարբեր մոդելների համար տատանվում է 0,266-ից մինչև 0,338 միջակայքում, որը բավականին ցածր ցուցանիշ է, իսկ մոդելների նշանակալիության մակարդակները (Significance) մեծ են 0,05-ից, ինչն էլ ցույց է տալիս, որ դրանք չունեն նշանակալիության բավարար մակարդակներ: Փակագծերում նշված են գործակիցների գնահատականների նշանակալիության մակարդակները, որոնք մեծ են 0,05-ից: Մոդելների գրաֆիկական պատկերները ներկայացվում են Գծանկար 2-ում, որտեղ ևս տեսնում ենք, որ գնահատված մոդելները փաստացի իրավիճակը այնքան էլ լավ չեն նկարագրում:

**Աղյուսակ 3:** Շահագործման ծախսերի և սակագնային մարժայի միջև փոխազդեցությունները ներկայացնող տարբեր մոդելների գնահատականները:

Մոդել	Պարամետրերի գնահատականները						
	R <sup>2</sup>	F	Sig.	Constant	b1	b2	b3
Linear	,266	2,898	,127	-13,197	,001 (0,1)	-	-
Logarithmic	,267	2,919	,126	-238,988	24,656(0,1)	-	-
Inverse	,269	2,939	,125	36,122	635646,3 (0,1)	-	-
Quadratic	,282	1,372	,314	-268,515	,021 (0,7)	3,854E-7(0,7)	-
Cubic	,282	1,376	,313	-186,559	,011 (0,7)	,000	-5,078E-12
Compound	,335	4,031	,080	1,362	1,00 (0,08)	-	-
Power	,337	4,060	,079	4,966E-9	2,122 (0,08)	-	-
S	,338	4,086	,078	4,553	54683,7 (0,07)	-	-
Growth	,335	4,031	,080	,309	8,223E-5(0,08)	-	-
Exponential	,335	4,031	,080	1,362	8,223E-5(0,08)	-	-
Logistic	,335	4,031	,080	,734	1,000(0,07)	-	-

Կախյալ փոփոխական՝ ՀԷՑ սակագնային մարժա,  
 Բացատրող փոփոխական՝ շահագործման ծախսեր:



**Գծանկար 2:** Շահագործման ծախսերի և սակագնային մարժայի միջև փոխազդեցությունները ներկայացնող տարբեր մոդելների և փաստացի գնահատականների գրաֆիկական ներկայացումը:

<sup>12</sup> Madlener R., Bernstein R., Angel M., Gonznlez Al., Econometric Estimation of Energy Demand Elasticities // E. ON Energy Research Center Series October 2011, Volume 3, Issue 8, Aachen, 62p.,

<sup>13</sup> Voronin S., and Partanen J., "Price Forecasting in the Day-Ahead Energy Market by an Iterative Method with Separate Normal Price and Price Spike Frameworks", Energies 2013, 6, 5897-5920,

<sup>14</sup> Gao X., Gengfeng Li, Zhang X., "An Iteration Method for Optimal Energy Flow of Combined Heating and Electricity System", Energy Internet (ICEI), IEEE International Conference on 2019, pp 328-332



Ընդհանուր սակագնային մարժայի և շահագործման ծախսերի միջև փոխազդեցությունները դիտարկելիս՝ պատկերը այլ է: Այս դեպքում դետերմինացիայի գործակիցը հավասար է 0,52-ի գծային մոդելի համար, որը համեմատաբար ավելի նշանակալի գնահատականներ ունի<sup>15</sup>: Բացատրող փոփոխականի գործակիցը նույնպես նշանակալի է՝ հավասար է 3, իսկ Դարբին-Ուոթսոնի գործակիցը հավասար է 2-ի:

Շահագործման ընդհանուր ծախսերի մեկ մլն դրամով ավելացումը մոտավորապես 9,5 մլն դրամով կարող է մեծացնել ընդհանուր մարժայի ծավալը: Նման պարագայում անհրաժեշտ է վերանայել շահագործման ծախսերի իրականացման ուղղությունները և նպատակահարմարությունը:

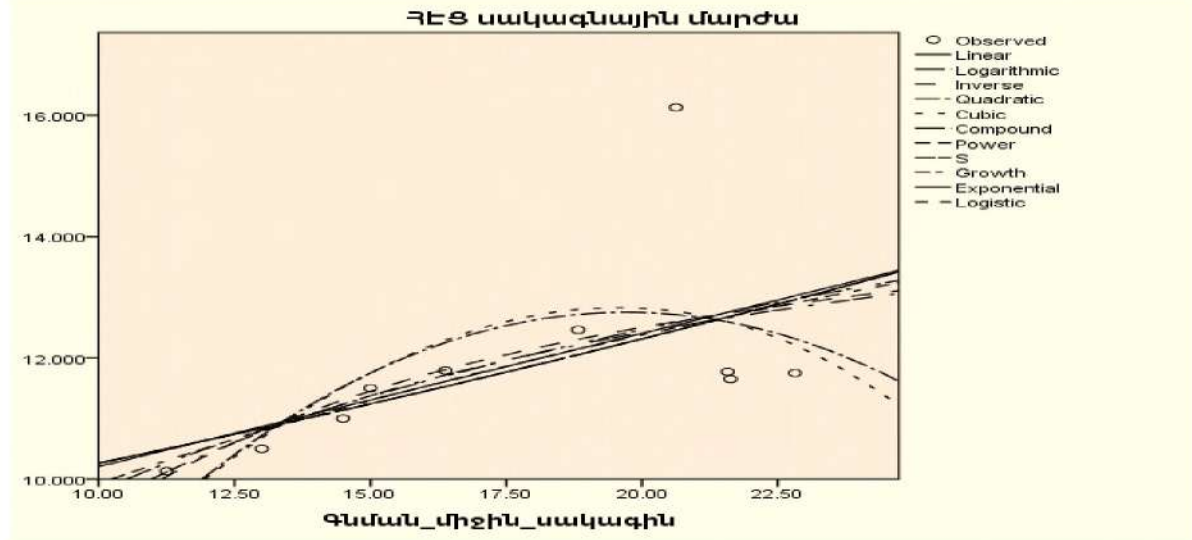
$$\text{Սակագնի ընդհանուր մարժա} = -190285,202 + 9,582 * \text{շահագործման ընդհանուր ծախսեր} \quad (4)$$

Աղյուսակ 4-ում ստացված արդյունքները վկայում են, որ գնման միջին սակագնի և սակագնային մարժայի միջև փոխազդեցությունները նկարագրող մոդելներն համեմատաբար ավելի բարձր որակի են: Մասնավորապես, Քառակուսային (Quadratic) և Խորանարդային (Cubic) տիպի մոդելները ունեն համապատասխանաբար՝ 0,452 և 0,4-ին հավասար դետերմինացիայի գործակիցներ, 0,055 և 0,6 նշանակալիության գնահատականներ (Significance): Փակագծերում էլ նշված են գործակիցների գնահատականների նշանակալիության մակարդակները: Գծանկար 3-ից երևում է, որ Քառակուսային մոդելի և փաստացի արժեքների գնահատականները բավականին մոտ են:

**Աղյուսակ 4:** Արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի և սակագնային մարժայի միջև փոխազդեցությունները ներկայացնող տարբեր մոդելների գնահատականները:

Մոդել	Պարամետրերի գնահատականները						
	R <sup>2</sup>	F	Sig.	Constant	b1	b2	b3
Linear	,296	3,364	,104	8,008	,220(0,1)	-	-
Logarithmic	,322	3,795	,087	,983	3,833(0,09)	-	-
Inverse	,339	4,103	,077	15,666	-63,253(0,7)	-	-
Quadratic	,452	2,350	,055	-4,789	1,780 (0,24)	-,045 (0,3)	-
Cubic	,400	2,508	,060	-1,477	1,096(0,2)	,000	-,001(0,3)
Compound	,346	4,229	,074	8,553	1,018(0,06)	-	-
Power	,378	4,853	,059	4,768	,318(0,06)	-	-
S	,397	5,336	,065	2,783	-5,270 (0,06)	-	-
Growth	,346	4,229	,074	2,146	,018(0,07)	-	-
Exponential	,346	4,229	,074	8,553	,018 (0,07)	-	-
Logistic	,346	4,229	,074	,117	,982(0,06)	-	-

Կախյալ փոփոխական՝ ՀԷՑ սակագնային մարժա,  
Բացատրող փոփոխական՝ Գնման միջին սակագին:



**Գծանկար 3:** Արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի և սակագնային մարժայի միջև փոխազդեցությունները ներկայացնող տարբեր մոդելների և փաստացի գնահատականների գրաֆիկական ներկայացումը

Հիմնվելով ստացված գնահատականների արդյունքների վրա՝ առաջարկվում է առավել մանրամասն ուսումնասիրել սակագնային մարժայի վրա՝ արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի ազդեցությունները հետևյալ քառակուսային հավասարման միջոցով.

$$\text{Մարժա} = -0,045 * (\text{գնմ_միջին_սակագին})^2 + 1,78 * \text{գնմ_միջին_սակագին} - 4,789 \quad (5)$$

<sup>15</sup> Այս պատճառով մյուս տիպի կախվածությունները չենք ներկայացնում:

Ելնելով (5) հավասարման տեսքից՝ երևում է, որ ֆունկցիան նվազող է, ինչն էլ նշանակում է, որ ունենք առավելագույն արժեք սակագնային մարժայի համար՝ կախված գնման միջին սակագնից: Այս հանգամանքը կարևոր է, քանի որ ՀԷՑ-ի կողմից սահմանվող մարժան կարող է ավելանալ մինչև որոշակի արժեք, երբ բարձրանում է արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագինը, այնուհետև սկսած տրված առավելագույն արժեքից այն կսկսի նվազել գնման միջին սակագնի աճին զուգահեռ: Մաթեմատիկական հաշվարկների արդյունքները ցույց են տալիս, որ սակագնային մարժան ընդունում է իր առավելագույն արժեքը, որը հավասար է 12,813 դր/կՎտ այն դեպքում, երբ գնման միջին սակագինը հավասարվում է 19,778 դր/կՎտ-ի (տե՛ս Գծանկար 4): Վերջինս նշանակում է, որ 19,778 դր/կՎտ-ից ավելի բարձր գնման սակագնի դեպքում ՀԷՑ-ի սակագնային մարժան ավելի փոքր կլինի, քան 12,813 դր/կՎտ-ը: Եթե համեմատենք վերջին տարիներին սակագնային մարժայի հետ, ապա ստացված արժեքը բավականին մոտ է, օրինակ՝ 2018թ-ին այն սահմանվել է 11,65 դր/կՎտ, իսկ 2019-ին՝ 11,79 դր/կՎտ, այսինքն՝ գնահատված մոդելը բավականին վստահելի է իր նշանակալիությամբ: Ներկայացված է նաև գնման միջին սակագնի այն արժեքները, երբ սակագնային մարժան հավասար է զրոյի, դրանք են՝ 2,9 դր/կՎտ և 36,652 դր/կՎտ: 2,9-ից փոքր և 36,652-ից մեծ գնման սակագնի պարագայում սակագնային մարժան բացասական է:



Գծանկար 4: Սակագնային մարժայի կախվածությունը գնման միջին սակագնից

Քանի որ ուսումնասիրվող շարքերում 2015թ. արժեքն ակնհայտորեն տարբերվում է մյուսներից, մոդելում ներառված է կեղծ փոփոխական, որը կարող է իր վրա վերցնել այդ շեղման ազդեցությունը: Համեմատելով արդյունքները՝ առավել նշանակալի է քառակուսային մոդելը.

$$\text{ՀԷՑ սակագնային մարժա} = -0,033 * \text{Գնման\_միջին\_սակագին}^2 + 1,267 * \text{Գնման\_միջին\_սակագին} - 0,202 + 4,139 * x \quad (6)$$

Կեղծ փոփոխականը 1 կամ 0 արժեք է ընդունում: Առաջին դեպքում գնման միջին սակագնի առավելագույն արժեքը ստացվում է 81,9 դր/կՎտ-ի համար, որը շատ մեծ է փաստացիից, այսինքն՝ նմանատիպ ծայրահեղ ազդեցությունների շարունակական առկայության պարագայում, կունենանք շատ բարձր սակագին: Իսկ կեղծ փոփոխականի 0 լինելու դեպքում ունենք 19,2 դր/կՎտ գնման սակագնի առավելագույն արժեք, որը 0,5-ով նույնիսկ փոքր է առանց կեղծ փոփոխականի գնահատման թվից:

Փաստորեն՝ գնման միջին սակագնի ավելացումը մինչև 19,2 դր/կՎտ ՀԷՑ-ի կողմից հաշվարկվող սակագնի միավոր մարժայի վրա դրական է ազդում, իսկ դրանից հետո սակագնի ավելացումը հակառակ ազդեցությունն ունի մարժայի վրա: Ստացվում է արտադրող կայաններին էլեկտրաէներգիայի համար առաջարկում են ավելի թանկ գին, որի դեպքում սահմանային մարժան աստիճանաբար նվազում է, ինչն էլ կարող է տեղի ունենալ, քանի որ էլեկտրաէներգիան կայաններից չգնելու դեպքում հնարավոր է որոշակի խնդիրներ առաջանան էներգետիկ համակարգում, որովհետև ՀԷՑ-ն հանդիսանում է միակ մատակարարը << էներգետիկ համակարգում և գործում է բնական մենաշնորհային շուկայում: Մյուս կողմից էլ՝ արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման արժեքի բարձրացումը հանգեցնում է ՀԷՑ-ի սակագնային մարժայի նվազմանը այն պատճառով, որ վերջինս հանդիսանում է սակագնային մարժայի ծախսային հոդված, որի բարձրացումը բնականաբար կհանգեցնի մարժայի նվազմանը: Սակագնի մարժայի և գնման սակագնի միջև փոխազդեցության առաջին մասում սակագնի բարձրացումը ավելացնում է նաև ԱՀ/գնված էլեկտրաէներգիայի ծավալ հարաբերությունը, քանի որ ունենք<sup>16</sup>,

$$\text{Սակագնի մարժա} = \frac{\text{Անհրաժեշտ հասույթ}}{\text{Գնված էլեկտրաէներգիայի ծավալ}} - \text{Գնման միջին սակագին} \quad (7)$$

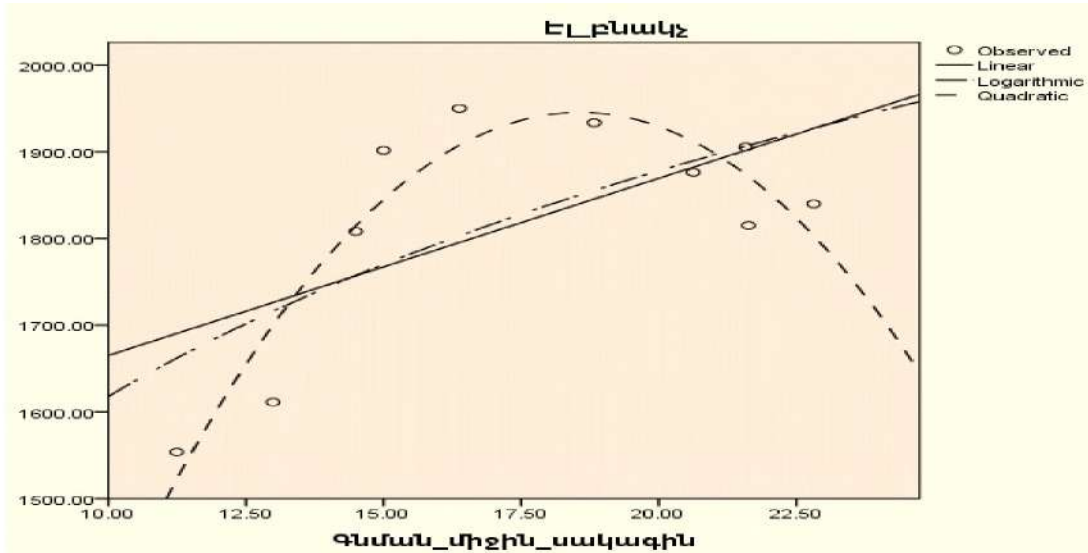
Նման ազդեցությունների պատճառը դիտարկված է էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի ձևավորման ուղղությամբ: Ստորև ներկայացված է, թե ինչպիսին է բնակչության կողմից էլեկտրաէներգիայի սպառման և էլեկտրաէներգիայի

<sup>16</sup> Լիցենզավորված անձի անհրաժեշտ հասույթի և Սակագնային մարժայի հաշվարկման մեթոդիկա, Հավելված N1 էլեկտրական էներգիայի (իզոլյուսիան) բաշխման N0092 լիցենզիայի պայմանների

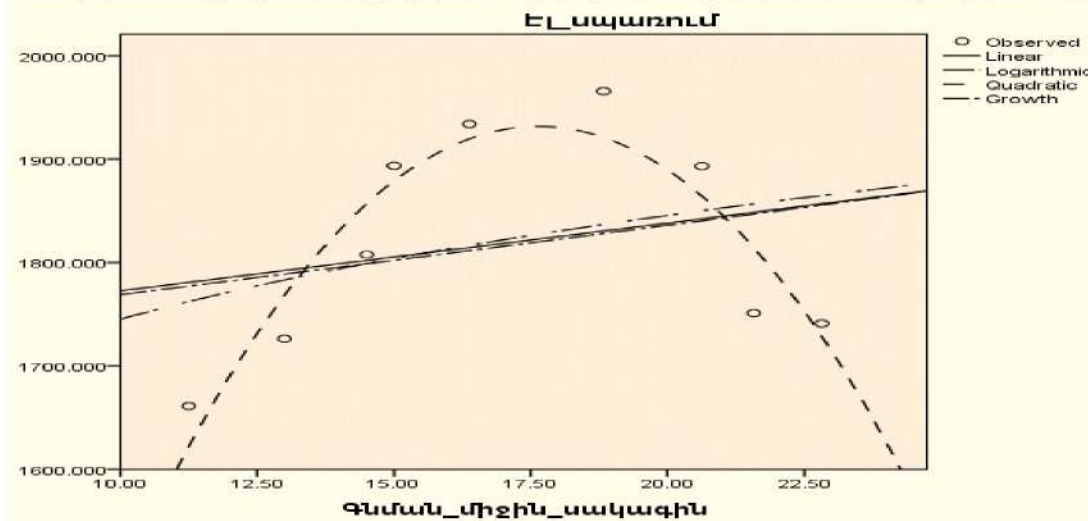
ընդհանուր սպառման զգայունությունները գնման միջին սակագնի նկատմամբ<sup>17</sup>: Մի քանի մոդելների նշանակալիության գնահատականները համեմատելով՝ լավագույնը կարելի է համարել քառակուսային մոդելի արդյունքները: Սակագների փոփոխությունների և էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի միջև փոխազդեցությունների վերաբերյալ մի շարք ուսումնասիրություններում նույնպես կիրառվում են քառակուսային մոդելներ<sup>18</sup>: Գնահատված և փաստացի արդյունքները տրված են Գծանկար 5 և Գծանկար 6-ում: Մոդելները հետևյալն են.

$$\text{Էլ. սպառումը բնակչություն} = -7,888 * \text{Գնման\_միջին\_սակագին}^2 + 292,992 * \text{Գնման\_միջին\_սակագին} - 775,42, R^2 = 0,87 \quad (8)$$

$$\text{Էլ.ընդհանուր սպառումը} = -7,575 * \text{Գնման\_միջին\_սակագին}^2 + 267,297 * \text{Գնման\_միջին\_սակագին} - 426,224, R^2 = 0,85 \quad (9)$$



Գծանկար 5: Բնակչության կողմից էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի կախվածությունը գնման միջին սակագնից



Գծանկար 6: Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման կախվածությունը գնման միջին սակագնից

Այսպես՝ փոխազդեցությունները ցույց են տալիս, որ ինչպես էլեկտրաէներգիայի պահանջարկը բնակչության կողմից, այնպես էլ ընդհանուր պահանջարկը գնի աճին զուգահեռ ավելանում է մինչև համապատասխանաբար՝ 18,57 դր/կՎտ և 17,64 դր/կՎտ գնման սակագին, այնուհետև՝ ազդեցությունը դառնում է բացասական, այսինքն՝ նորմալ բարիքին համապատասխան գնային զգայունություն: Ինչը նշանակում է, որ մինչև նշված սակագինը հասարակությունը պատրաստ է ավելացնել պահանջարկը, քանի որ էլեկտրաէներգիան հանդիսանում է առաջին անհրաժեշտության ապրանք: Էլեկտրաէներգիայի սպառման և գնի միջև դրական փոխազդեցություններ հաճախ չեն հանդիպում, սակայն նմանատիպ արդյունքներ առկա են, մասնավորապես, ԱՄՆ-ի տարբեր նահանգներում էներգիայի գնային զգայունությունների վերաբերյալ աշխատանքում<sup>19</sup>: Էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի եկամտային զգայունությունը դիտարկելիս, պատկերը

<sup>17</sup> Դիտարկվել է արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագինը, ոչ թե վերջնական սպառման վաճառքինը, քանի որ վերջինիս ձևավորվում է որպես սակագնի մարժայի և գնման միջին սակագնի գումար: Հետևաբար այստեղ ազդեցությունը համամասնորեն նույնն է:

<sup>18</sup> Andruszkiewicz J., Lorenc J., and Weychan A., "Demand Price Elasticity of Residential Electricity Consumers with Zonal Tariff Settlement Based on Their Load Profiles", Energies 2019, 12, 4317, 22p.

<sup>19</sup> M.A. Bernstein and J., Griffin, Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy, Subcontract Report NREL/SR-620-39512 February 2006, 101 p.



նույնն է, երբ հասարակության եկամուտներն ավելի են բարձրանում, վերջիններս հնարավորություն են ունենում էներգախնայողության բարձրացման միջոցառումներ ձեռնարկել:

**Էլ. սպառումը բնակչություն=-1,612E-7\* միջին ամսական աշխատավարձ  $\wedge$ 2 +0,047 \* միջին աշխատավարձ - 1447,91, R<sup>2</sup> = 0,47 (10)**

**Էլ. ընդհանուր սպառումը =-1,669E-7\* միջին ամսական աշխատավարձ  $\wedge$ 2 +0,047 \* միջին ամսական աշխատավարձ - 1312,78, R<sup>2</sup> = 0,86 (11)**

Ամփոփելով արդյունքները՝ անհրաժեշտություն է առաջանում էլեկտրաէներգիայի պահանջարկը հետազոտել մի փոքր այլ տեսանկյունից: Առաջարկվում է՝ ուսումնասիրել փարբեր դեցիլային խմբերում գտնվող սպառողների եկամուտների, էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի և սակագների միջև փոխազդեցությունները, այնուհետև մշակել այնպիսի մեթոդաբանություն, որպեսզի կարելի է այդ արդյունքները կիրառել: Վերջինս էլ հնարավորություն կտա սակագնային մարժայում ներառել այնպիսի գործակից (7), որը հաշվի կառնի նաև բնակչության փարբեր խմբերի վճարումակության մակարդակները: Նման մոտեցումը թույլ կտա ՀՀ-ում էլեկտրաէներգիայի սակագները սահմանել այնպիսի ճկուն համակարգով, ինչը հնարավորություն կտա կանխել սոցիալ-տնտեսական որոշ խնդիրների ձևավորումը և դրականորեն կանդրադառնա բնակչության կենսամակարդակի բարձրացման վրա:

Էլեկտրաէներգետիկ շուկայի նոր մոդելներին անցնելու ընթացքում խիստ անհրաժեշտ են դառնում ոլորտի կարգավորմանն ուղղված տեսական և գործնական հետազոտությունները, որոնց արդյունքում կարելի է ստանալ քանակական գնահատականներ և դրանք կիրառել շուկայի մասնակիցների օպտիմալ վարքի դրսևորման նպատակով:

Նման հանգամանքներում առաջարկվում է հետազոտել ՀՀ էլեկտրաէներգետիկ շուկայում արտադրող կայանների օպտիմալ վարքի<sup>20</sup> ազդեցությունը էլեկտրաէներգիայի սակագնային մարժայի վրա<sup>21</sup>, որն էլ իր հերթին փոփոխություններ է առաջացնում էլեկտրաէներգիայի վաճառքի մանրաձախ սակագնի արժեքում<sup>22</sup>: Սակագնային մարժայի ձևավորման բաղադրիչների և վերջինիս միջև փոխազդեցությունների ուսումնասիրությունից ելնելով<sup>23</sup> առաջարկվում է սակագնային մարժայի գնահատման հետևյալ մեթոդն, որը ներառում է հետևյալ քայլերի իրականացումը:

**Առաջին քայլ:** Գնահատել էլեկտրաէներգիա արտադրող կայանների ծախսերի ֆունկցիաները՝ կախված համապատասխան արտադրության ծավալներից:

**Երկրորդ քայլ:** Որոշել արտադրող կայանների միաժամանակյա գործունեության պարագայում էլեկտրաէներգիայի արտադրության միջին ամսական ծավալը, որոնց դեպքում նշված կայանները կստանան առավելագույն շահույթ: Այս արժեքները տեղադրելով առաջին քայլում գնահատված մոդելում՝ ստացվում է էլեկտրաէներգիայի օպտիմալ արտադրության համար անհրաժեշտ ծախսերը:

**Երրորդ քայլ:** Գնահատել արտադրող կայանների կողմից վաճառվող էլեկտրաէներգիայի միջին սակագնի՝ որը ՀԷՏ-ի համար դիտարկվում է որպես գնման միջին սակագին, վրա համապատասխան կայանների կողմից արտադրության համար անհրաժեշտ ընդհանուր ծախսերի ազդեցությունները: Այս քայլով որոշվել է առաջին և երկրորդ քայլերի իրականացման արդյունքում առավելագույն շահույթ ապահովող ծախսերի ազդեցությունը արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի վրա:

**Չորրորդ քայլ:** Գնահատել սակագնային մարժայի վրա՝ նախորդ քայլում հաշվարկված գնման միջին սակագնի ազդեցությունը: Այստեղ գնման միջին սակագնի փոխարեն կարելի է դիտարկել ցանկացած այլ գործոն, որը կարող է ազդել սակագնային մարժայի վրա: Հետևաբար՝ կփոխվեն նաև նախորդ քայլերում ներկայացվող գործոնները:

**Հինգերորդ քայլ:** Վաճառքի մանրաձախ սակագինը հաշվարկվում է որպես սակագնային մարժայի և գնման միջին սակագնի գումար<sup>24</sup>:

ՀՀ էլեկտրաէներգետիկայի ոլորտում կատարված հետազոտություններում առանձնացված է գնման միջին սակագինը՝ հիմնվելով համապատասխան որակական գնահատականների վրա: Ինչպես հայտնի է, Հայաստանի հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովը (ՀԾԿ) կարգավորում է արտադրողի, սպառողի, ինչպես նաև փոխադրման/հաղորդման և բաշխման սակագները էլեկտրաէներգետիկայի ոլորտում: Ներկայումս սպառողների սակագների բարձր կամ ցածր լինելը պայմանավորված է վերջնական սպառողների խմբերի, համապատասխանաբար ցածր կամ ավելի բարձր լարմանը սնվելու հանգամանքից: Փաստորեն, բնակիչները վճարում են ամենաբարձր գինը: Սակագնի այս կառուցվածքը արտացոլում է ցածր լարման դեպքում բաշխման աճող ծախսերը (կորուստների պատճառով)<sup>25</sup>: Էլեկտրաէներգիա արտադրողների սակագները սահմանվում են յուրաքանչյուրին բնորոշ առանձնահատկություններով: 2013-2018 թվականների ընթացքում արտադրող կայանների կողմից էլեկտրաէներգիայի վաճառքի սակագները տրված են աղյուսակ 5-ում:

<sup>20</sup> Jing-Yuan W., Smeers Y., Spatial Oligopolistic Electricity Models with Cournot Generators and Regulated Transmission Prices, Operations Research Management Sciences (Linthicum Hts), 1999, 102-111,

<sup>21</sup> Optimal network tariffs and allocation of costs, Commissioned by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Econ-Report no, 2008-129, Project no, 5Z080079,10 Public ISSN: 0803-5113, ISBN 978-82-8232-017-7 AJE/CSE/pil, 17 November 2008, 52p.,

<sup>22</sup> Marchi B., Zanoni S., Supply Chain Management for Improved Energy Efficiency: Review and Opportunities, Energies MDPI, 2017, 29p.

<sup>23</sup> ՀՀ էլեկտրաէներգետիկայի համակարգում սակագնային մարժայի և էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի փոխազդեցության գնահատումը» 3.1 ենթագլուխ

<sup>24</sup> Լիցենզավորված անձի անհրաժեշտ հասույթի և Սակագնային մարժայի հաշվարկման մեթոդիկա, Հավելված N1 Էլեկտրական էներգիայի (հզորության) բաշխման N0092 լիցենզիայի պայմանների

<sup>25</sup> Հասանելի է՝ <http://www.psrc.am/am/sectors/electric/tariffs> կայքում



**Աղյուսակ 5: ՀՀ-ում ավանդական էներգիայի աղբյուրների սակագները 2013-2018թթ. դրամ/կվտժ**

Տարի	ԱԷԿ	«Հրազդան ՋԷԿ», ԲԲԸ	Երևանի ՋԷԿ	«Որոտանի ՀԷԿ», ԲԲԸ	ՓՀԿ-եր
2013	5,9	34,2	13	6,7	20,9
2014	6	37,1	17,9	8,1	22,2
2015	5,6	40,5	20	8	23,5
2016	6,1	41	21,5	7,7	25,2
2017	6,9	37,9	19	8	25,7
2018	3	37,8	23,6	8,3	26

Աղբյուր՝ ՀԾԿՀ հաշվետվություններ

Առաջադրված խնդիրը լուծելու համար կիրառվել է էլեկտրաէներգետիկայի ոլորտում մատակարարման շղթայում արտադրող հանգույցների շահույթի մաքսիմացման մոդելը: ՀՀ էլեկտրաէներգետիկայի ոլորտում այն առաջին անգամ կիրառվել է շուկայի մասնակիցների վարքը վերլուծելու նպատակով, որտեղ հաշվարկվել է արտադրող կայանների ամսական միջին օպտիմալ արտադրության ծավալը 2003-2014թթ ամսական տվյալների հիման վրա և դա օգտագործվել է մատակարարման շղթայի հավասարակշռության պայմանները գտնելու համար<sup>26</sup>: *Կիրառելով այս մոդելը, կգրենք մեր կողմից առաջադրված մեթոդի երկրորդ քայլով որոշվող արտադրող կայանի օպտիմալ արտադրության ծավալը, այնուհետև կգնահատենք սակագնային մարժայի վրա համապատասխան փոխազդեցությունների շղթան, այնուհետև կորոշենք վաճառքի մանրածախ սակագնի վրա սակագնային մարժայի փոփոխության ազդեցությունը:*

Հաշվի առնելով ՀՀ էներգետիկ համակարգին բնորոշ մի շարք հատկությունները՝ այդ թվում նաև այն, որ ընդհանուր արտադրության բեռնվածքում փոփոխվում են ջերմային էներգիայի միջոցով արտադրվող էլեկտրաէներգիայի ծավալները՝ այսինքն՝ Երևանի և Հրազդանի ջերմաէլեկտրակայաններինը, դատարկվել է վերջիններիս արտադրության ծավալները՝ կախված օգտագործված բնական գազի ծավալներից:

Առաջին քայլի համաձայն գնահատվել է արտադրող կայանների՝ Երևան ՋԷԿ-ի և Հրազդան ՋԷԿ-ի կողմից վառելիքի ծախսի կախվածությունը համապատասխան արտադրության ծավալներից: Դիտարկվել է վառելիքի ծախսի և արտադրության ծավալի տվյալները ամսական կտրվածքով 2009-2018թթ-ի համար<sup>27</sup>:

Երևան ՋԷԿ-ի համար լավագույն արդյունքը ստացվել է քառակուսային մոդելի համար (Տե՛ս Առենախոսություն, Հավելված 9, Աղյուսակ 9.1),

$$C_Y = -0,0012 * Q_Y^2 + 0,368 * Q_Y + 3,195 \quad (12)$$

որտեղ  $C_Y$ -ը Երևան ՋԷԿ-ի վառելիքի ծախսն է (մլն մ<sup>3</sup>), իսկ  $Q_Y$  -ը՝ արտադրության ծավալը (մլն կվտ/ժ):

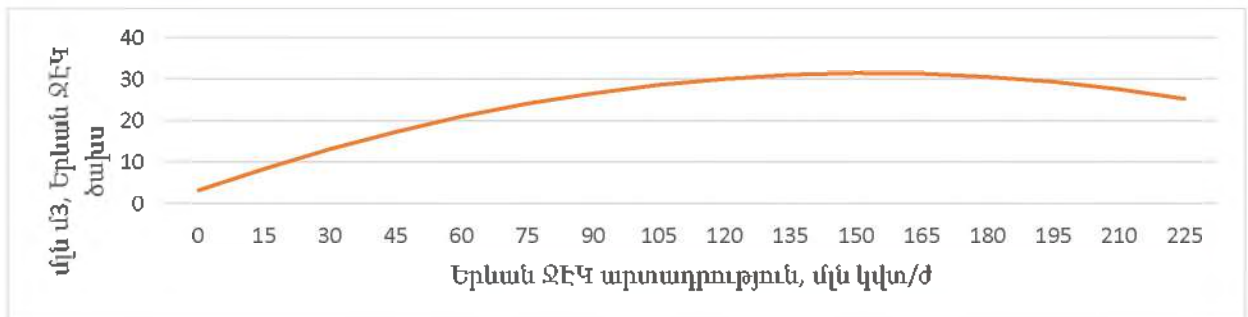
Մոդելում դետերմինացիայի գործակիցը ունի նշանակալի արժեք, այն հավասար է 0,651: Աղյուսակ 6-ում տրված են անկախ փոփոխականի և հաստատունի t վիճականիները, որոնք բացարձակ արժեքով մեծ են 2-ից:

**Աղյուսակ 6:** Երևանի ՋԷԿ-ի ծախսերի գնահատման արդյունքները:

$R^2 = 0,651, F = 73,158, F\text{-նշանակալիություն} = 0,000$

Փոփոխական	Գործակիցներ	Ստանդարտ շեղում	t- վիճականի	t - վիճականու նշանակալիություն
Երևան ՋԷԿ	0,368	0,063	5,84	0,00
Երևան ՋԷԿ**2	-0,0012	0,0004	-3	0,00
Հաստատուն	3,195	1,677	1,91	0,012

Գծանկար 7-ում ներկայացված է մոդելը նկարագրող ֆունկցիան, որն ունի շրջված պարաբոլի տեսք:



Աղբյուր՝ ՀԾԿՀ հաշվետվություններ:

**Գծանկար 7:** Երևան ՋԷԿ-ի ծախսերի ֆունկցիան կախված արտադրության ծավալից

<sup>26</sup>Վ.Մարուկյան «Էլեկտրաէներգիայի մատակարարի արդյունավետ վարքի վերլուծությունը էլեկտրաէներգիայի մատակարարման շղթայում», ՀՀ սոցիալ-տնտեսական կայուն զարգացման հիմնախնդիրները, Գիտական հոդվածների ժողովածու 4(20), Երևանի «Անանիա Շիրակացի միջազգային հարաբերությունների համալսարան, Երևան-4(20)2013թ., էջեր 116-120:

<sup>27</sup> Հասանելի է՝ <http://www.psrc.am/am/activities/annual-reports> ՀԾԿՀ տարեկան հաշվետվություններ

Երևան ԶԷԿ-ի վառելիքի ծախսերը բարձրանում են մինչև համապատասխան առավելագույն արժեք արտադրության ծավալից կախված, այնուհետև սկսում են նվազել: Հրազդան ԶԷԿ-ի համար լավագույն գնահատականները ստացվել են Power մեթոդով գնահատման դեպքում (Տե՛ս Ատենախոսություն, Հավելված 9, Աղյուսակ 9.2):

Արտադրության ծավալի փոփոխականի գնահատականը նշանակալի է՝  $t = 20,123$ , բարձր է նաև դետերմինացիայի գործակցի արժեքը՝  $0,823$ ,  $F = 400,1$ : Այսպես՝ գծանկար 8-ում Հրազդան ԶԷԿ-ի ծախսերի ֆունկցիան աճող է արտադրության ծավալից կախված, ինչը կարելի է մեկնաբանել կայանի սարքավորումների մաշվածությամբ և արդյունավետության ցածր մակարդակով:

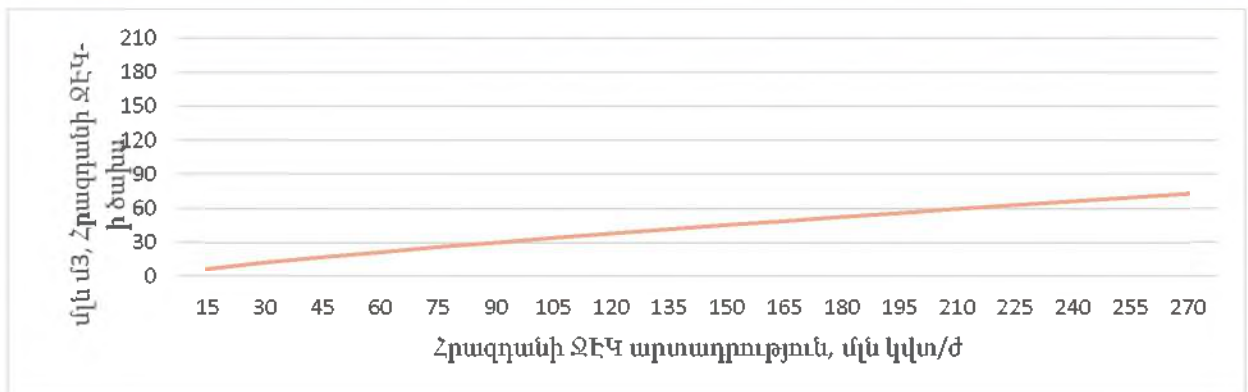
$$C_H = 0,9013 * Q_H^{0,891} \quad (13)$$

որտեղ  $C_H$ -ը Հրազդան ԶԷԿ-ի վառելիքի ծախսն է (մլն մ<sup>3</sup>), իսկ  $Q_H$  -ը՝ արտադրության ծավալը (մլն կվտ/ժ):

**Աղյուսակ 7:** Հրազդանի ԶԷԿ-ի ծախսերի գնահատման արդյունքները:

$R^2 = 0,823, F = 400,1, F$ -նշանակալիություն =  $0,000$

Փոփոխական	Գործակիցներ	Ստանդարտ շեղում	t- վիճականի	t - վիճականու նշանակալիություն
Հրազդան ԶԷԿ	0,891	0,056	15,91	0,00
Հաստատուն	0,9013	0,135	6,674	0,04



Աղբյուրը՝ ՀԾԿՀ հաշվետվություններ:

**Գծանկար 8:** Հրազդան ԶԷԿ-ի ծախսերի ֆունկցիան կախված արտադրության ծավալից

Երկրորդ քայլով որոշվել է ԶԷԿ-երի կողմից ամսական միջին արտադրության օպտիմալ ծավալը միաժամանակյա գործունեության դեպքում, որի համար օգտագործվել է վարիացիոն հավասարումները<sup>28, 29</sup>:

Այս մեթոդում տեղի ունի այն ենթադրությունը, որ արտադրողները մրցակցում են ոչ կոոպերատիվ խաղում Նեշի սկզբունքին համապատասխան<sup>30, 31</sup>, ինչն էլ թույլ է տալիս որոշել երկու արտադրող կայանների համար միաժամանակ օպտիմալ լուծումը: Սա նշանակում է, որ արտադրողներից յուրաքանչյուրը փնտրում է իր համար լավագույն ստրատեգիան, այսինքն՝ էլեկտրաէներգիայի արտադրության լավագույն ծավալը: Օպտիմացման պայմանները բոլոր արտադրողների համար հետևյալն է.

$$\sum_{g=1}^G \sum_{s=1}^S \left[ \left( \frac{\partial f_g(Q^{1*})}{\partial q_{gs}} + \frac{\partial c_{gs}(Q^{1*})}{\partial q_{gs}} - p_{1gs}^* \right) \times [q_{gs} - q_{gs}^*] \right] \geq 0, \forall Q^1 \in R_+^{GS} \quad (14)$$

Հրազդանի և Երևանի ԶԷԿ-երի համար (14) խնդիրը, ընդհանուր առմամբ կունենա հետևյալ տեսքը.

Նպատակալին ֆունկցիա՝

$$\sum_{g=1}^2 \left[ \left( \frac{\partial c_g(Q^{1*})}{\partial q_g} - p_{1gs}^* \right) \times [q_g - q_g^*] \right] \geq 0, \forall Q^1 \in R_+^{GS} \quad (15)$$

Սահմանափակումներ՝

$$q_g^* \geq q_{gL} \quad (16)$$

$$q_g^* \leq q_{gU} \quad (17)$$

$$q_g^* \geq 0 \quad (18)$$

Ինչպես հայտնի է ՀՀ էներգետիկ շուկայում մատակարարը մեկն է, հետևաբար՝  $s=1$ : Սահմանափակումները վերաբերում են արտադրության հնարավոր առավելագույն՝  $q_{gU}$  և նվազագույն՝  $q_{gL}$  քանակներին, հաշվի առնելով

<sup>28</sup> Nagurney A., Qiang Q., Fragile Networks: Identifying Vulnerabilities and Synergies in an Uncertain World, New Jersey, 2009, 313p.

<sup>29</sup> Aussel D., Gupta Rachana, Mehra A., Evolutionary Variational Inequality Formulation of the Generalized Nash Equilibrium Problem, Journal of Optimization Theory and Applications, 2016, pp 74-90,

<sup>30</sup> Bazar T., Lecture Notes on Non-Cooperative Game Theory, 2010, 142p.

<sup>31</sup> Javadi M., Marzband M., Domingues-Garcia J., I., Moghaddam M., M., Non-cooperative game theory based energy management systems for energy district in the retail market considering DER uncertainties, the Institution of engineering and technology, 2016, pp 2999-3009,

ամսական արտադրանքի առավելագույն և նվազագույն քանակները և ընդհանուր արտադրությունում համապատասխան կայանների կշիռները: Խնդիրը լուծելիս կիրառվել է նաև Solver գործիքը, որը հնարավորություն է տալիս դիտարկել օպտիմացման խնդիրները:

Երևան և Հրազդան ՋԷԿ-երի վարիացիոն անհավասարությունները ներկայացված են ստորև.

$$(0,368 - 0,0024 * Q_Y - p_{1Y})(Q_Y - Q_Y^*) + (0,803 * Q_H^{-0,109} - p_{1H})(Q_H - Q_H^*) \geq 0 \quad (19)$$

Այսպիսով՝ միաժամանակ էլեկտրաէներգիա արտադրելու դեպքում Երևան և Հրազդան ՋԷԿ-երը առավելագույն շահույթ կունենան, եթե համապատասխանաբար ամսական միջինում արտադրեն՝ 196,942 մլն կվտ/ժ և 27,739 մլն կվտ/ժ էլեկտրաէներգիա: Փաստորեն՝ Երևան ՋԷԿ-ի արտադրության ծավալը ավելին է, քան փաստացի միջին ամսական արտադրությունը դիտարկվող ժամանակաշրջանի համար՝ 104,809 մլն կվտ/ժ, իսկ Հրազդանի ՋԷԿ-ինը հակառակը՝ քիչ է, քան փաստացի միջին ամսական էլեկտրաէներգիայի արտադրությունը, այն է՝ 47,94 մլն կվտ/ժ: Սա նշանակում է, որ Երևանի ՋԷԿ-ը աշխատում է ավելի բարձր արդյունավետությամբ, քան Հրազդանը, ինչը ևս մեկ անգամ խոսում է այն մասին, որ անհրաժեշտ է հին կայանները փոխարինել նոր տեխնոլոգիաներով աշխատող սարքավորումներով:

Երևան և Հրազդան ՋԷԿ-երի ամսական միջին օպտիմալ արտադրության համար ծախսվող վառելիքի ծավալները համապատասխանաբար կազմում են՝ 29,126 մլն մ<sup>3</sup> բնական գազ և 17,405 մլն մ<sup>3</sup> բնական գազ:

Գնահատվել է արտադրող կայանների կողմից էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի կախվածությունը դիտարկվող կայանների վառելիքի ընդհանուր ծախսից: Քանի որ այս պարագայում ժամանակային շարքերը կարճ են, կիրառվել է նաև ոչ գծային ռեգրեսիայի գնահատման խտրացիաների մեթոդը<sup>32,33</sup>, որի արդյունքում փոփոխականների գնահատականները ստացվել են նույնը: Վերը նկարագրված ցուցանիշների համար լավագույն մոդելը լոգարիթմական տեսքով գնահատվածն է (Տե՛ս Ատենախոսություն, Հավելված 10).

$$Գնման միջին սակագին = -146,703 + 9,27 * \ln(\text{Ընդհանուր ծախս}) \quad (20)$$

Աղյուսակ 8-ում տրված են (20) մոդելի գնահատման արդյունքները, որտեղից նկատելի է, որ փոփոխականները որակապես նշանակալի են: Այստեղ ընդհանուր ծախսը դիտարկվել է բնական լոգարիթմով, հետևաբար գնման միջին սակագնի վրա ջերմաէլեկտրակայանների վառելիքի ընդհանուր ծախսի սահմանային ազդեցությունը հաշվարկելու համար անհրաժեշտ է դրա գործակիցը բազմապատկել 1,01-ի բնական լոգարիթմով: Սա նշանակում է, որ ընդհանուր ծախսի 1 տոկոսով ավելացումը կբերի գնման միջին սակագնի 0,092 տոկոսային կետով աճի:

**Աղյուսակ 8: Գնման միջին սակագնի և վառելիքի ընդհանուր ծախսի գնահատման արդյունքները:**

$R^2 = 0,459, F = 6,78, F\text{-նշանակալիություն} = 0,031$

Փոփոխական	Գործակիցներ	Ստանդարտ շեղում	t- վիճականի	t - - նշանակալիություն	վիճականու
ln(Ընդ_գազ)	9,27	3,707	2,605	0,031	
Հաստատուն	-146,703	63,056	-2,327	0,048	

Գնահատված գնման միջին սակագնի և ընդհանուր ծախսի փոխազդեցությունների արդյունքում ստացվել է 643800074,95 հազար դրամ վառելիքի ընդհանուր ծախս:

Այս արժեքը տեղադրելով (20)-ի մեջ՝ ստացվել է գնման միջին սակագինը ջերմաէլեկտրակայանների միաժամանակյա օպտիմալ արտադրության պայմաններում, այն է՝ 19,97 դր/կվտ: Հաշվարկվել է Սակագնային մարժայի արժեքը՝ ըստ նախորդ քայլում որոշված գնման միջին սակագնի (Տե՛ս Ատենախոսություն, Հավելված 11): Վերջիններիս համար կիրառվել է նախորդ հետազոտության մեջ գնահատված մոդելը.

$$\text{Սակագնային մարժա} = - 0,033 * \text{Գնման\_միջին\_սակագին}^2 + 1,167 * \text{Գնման\_միջին\_սակագին} - 0,202 + 4,139 * x \quad (21)$$

Հաշվարկները կատարվել են՝ նկատի ունենալով, որ կեղծ փոփոխականի արժեքը հավասար է 0-ի: Արդյունքում, սակագնային մարժայի արժեքը ստացվում է 9,94 դր/կվտ: Այն ավելի ցածր է, քան վերջին տասնամյակում ՀԷՏ-ի կողմից սահմանված սակագինը, ինչը նշանակում է, որ հնարավոր է վաճառքի մանրածախ միջին սակագնի նվազեցմանն ուղղված քայլերի իրականացումը:

Եվ վերջապես, հինգերորդ քայլով որոշվել է վերջնական վաճառքի սակագինը՝ գումարելով գնման միջին սակագինը և սակագնային մարժան, արդյունքում ստացվում է 29,92 դր/կվտ, որը 3,36 դրամ/կվտ-ով ավելի ցածր է, քան 2018թ-ինը՝ 33,28 դրամ/կվտ:

Հիմնվելով հետազոտության արդյունքների վրա՝ առաջարկվում է սակագնի հաշվարկման նոր մեթոդ, որի միջոցով գնահատվում է արտադրող կայանների օպտիմալ վարքի հնարավոր ազդեցությունը սակագնային մարժայի և էլեկտրաէներգիայի վերջնական սակագնի վրա: Մեթոդը կիրառելու համար անհրաժեշտ է իրականացնել հեղինակի կողմից մշակված քայլերի հաջորդականությունը: Այս մեթոդի միջոցով << էլեկտրաէներգետիկ համակարգում

<sup>32</sup> Voronin S, and Partanen J., "Price Forecasting in the Day-Ahead Energy Market by an Iterative Method with Separate Normal Price and Price Spike Frameworks", Energies 2013, 6, 5897-5920,

<sup>33</sup> Gao X., Gengfeng Li, Zhang X., "An Iteration Method for Optimal Energy Flow of Combined Heating and Electricity System", Energy Internet (ICEI), IEEE International Conference on 2019, pp 328-332

համապատասխան օղակները՝ ՀԾԿ-ն և «ՀԵՏ» ՓԲԸ-ն, հնարավորություն կունենան գնահատել կիրառվող սակագնային քաղաքականության իրականացման արդյունքներն ու ձեռնամուխ լինել նպատակային գործողությունների իրագործմանը:

Ենթադրյալներով և նաև Եվրասիական տնտեսական միության (ԵԱՏՄ) միասնական էներգետիկ շուկայի ձևավորման նախադրյալներին: Մասնավորապես, ընդգծել է, որ էլեկտրաէներգետիկական միասնական շուկան լիարժեք գործելու դեպքում կհանգեցնի ՀՀ-ից էլեկտրաէներգիայի արտահանման ծավալների մեծացմանը և ավելի էժան էլ.էներգիայի ներկրման հնարավորություն կստեղծի: Էներգետիկ միասնական շուկան, ըստ էության, պետք է մինչև 2022-2023 թթ. -ները կայացած լինի, սակայն այս պահին այդ գործընթացները դանդաղել են մինչև 2025թ. -ը, քանի որ այն պայմանավորվածությունները, որոնք պետք էր միասնական էներգետիկ շուկա ձևավորելու համար, այսօր բավականին թերի են: Եվրասիական տնտեսական միության ընդհանուր էլեկտրաէներգետիկական շուկայի ստեղծումը եվրասիական տարածքում ինտեգրումային գործընթացների զարգացման կարևոր փուլերից մեկն է: Շուկայի ձևավորումն առաջին հերթին ուղղված է գնագոյացման շուկայական, այդ թվում՝ բորսայական մեխանիզմներին անցմանը, ինչպես նաև՝ բարեխիղճ մրցակցության ապահովմանը: ԵԱՏՄ շրջանակներում պետք է փաստաթղթավորված և վավերացված համաձայնություններ ձեռք բերվեն, ինչպես օրինակ՝ միասնական ֆինանսական շուկայի ներդաշնակեցման համաձայնագիրը: Ընդ որում, անհրաժեշտ է ձեռք բերել այնպիսի համաձայնություն, որի շրջանակներում ՀՀ օրենսդրությունը չհակասի գործընկեր-անդամ պետության օրենսդրությանը, և կոնսենսուսով ընդունված որոշումները գործընթացների վրա ազդեն այնպես, որ թխի և՛ ՀՀ շահերից, և՛ արտահայտի ընդհանուրի շահը:

Ատենախոսության **եզրակացություն** բաժնում ներկայացված են ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական շուկայի կարգավորման ներկա վիճակի մի շարք հիմնախնդիրների բացահայտմանն ուղղված վերլուծության ամփոփ արդյունքները.

1. ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական շուկան միակ գնորդի մոդելով գործող է, որում բաշխման և մատակարարման համակարգերը միմյանցից տարանջատված չեն, ինչը խոչընդոտում է համակարգի արդյունավետ կառավարմանը և վերջնական սպառողին մատակարարվող էլեկտրաէներգիայի սակագների նվազմանը: Հզորությունները կառավարվում են «Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի օպերատոր» ՓԲԸ-ի կողմից, և որպես բացասական հետևանք՝ վճարումը հիմնվում է հայտարարված հզորությունների վրա:

2. Ներկայումս սպառողների սակագների բարձր կամ ցածր լինելը պայմանավորված է վերջնական սպառողների խմբերի, համապատասխանաբար՝ ցածր կամ ավելի բարձր լարմանը սնվելու հանգամանքից: Փաստորեն՝ բնակիչները վճարում են ամենաբարձր գինը: Սակագինի այս կառուցվածքը արտացոլում է ցածր լարման դեպքում բաշխման աճող ծախսերը (կորուստների պատճառով):

3. «Հրազդան-5» բլոկի համար հաստատված 440մվտ պատվիրված հզորության մեծությունը չափազանցված է: Իրականում այդ բլոկի միջին աշխատանքային հզորությունը կազմում է տարեկան մոտ 330մվտ: Այդ կայանում ամեն կիրվատի համար տարեկան վճարվում է 650 դրամ: Առանց այլ ցուցանիշների որևէ վնաս հասցնելու, հնարավոր ենք համարում 40մվտ չափով կրճատել այդ բլոկի պատվիրված հզորությունը՝ խնայելով տարեկան մոտ 26 մլն դրամ:

4. «Հրազդան ՁԷԿ»-ի պատվիրված հզորությունը կազմում է 400մվտ և նույնպես չափազանց ուռճացված է: Իրականում այդ կայանի միջին աշխատանքային հզորությունը կազմում է տարեկան մոտ 140մվտ: Այս կայանում նույնպես հնարավոր է որոշակի չափով կրճատել պատվիրված հզորության մեծությունը, հաշվի առնելով այն, որ ամեն մի կիրվատի համար տարեկան վճարվում է 940 դրամ:

5. Էներգահամակարգում ծախսերի մակարդակի նվազեցման գործիքներից է տեխնիկական և առևտրային կորուստների օպտիմալացումը: Սակագնի հաշվարկներում էլեկտրաէներգիայի կորուստները բաշխիչ ցանցի մուտքի նկատմամբ կազմում են 11,03% (2,695դրամ/կՎտժ), իսկ սեփական կարիքների էլեկտրաէներգիան՝ 0,44% (0,108դրամ/կՎտժ): Սեփական կարիքների համար օգտագործվող էլեկտրաէներգիայի ծախսը 01.02.2018-01.02.2019 թվականների սակագնային տարվա համար կազմում է 0,44% կամ 27,6 մլն կՎտժ:

6. «Հայաստանի էլեկտրական ցանցեր» ՓԲԸ-ում ներդրված կորուստների և ծախսերի կրճատման խրախուսիչ մեխանիզմը որոշակի անվստահություն է ներշնչում՝ պայմանավորված խրախուսիչ գործոնների բացակայությամբ, որոնց ազդեցությամբ իրականացվելու են կորուստների կրճատումները:

7. Սակագնային մարժայի հաշվարկման համար էական նշանակություն ունեցող տնտեսական և ֆինանսական հիմնական ցուցանիշների միջև կորելացիոն կախվածությունները դիտարկելիս պարզվեց, որ էլեկտրաէներգիայի սակագնային մարժայի և ֆինանսական ու տնտեսական ոչ բոլոր ցուցանիշների միջև է առկա ուժեղ և նշանակալի կորելացիոն կախվածություն՝ չնայած, որ մարժան հաշվարկելիս դրանք ներառվում են վերջնական մեծությունը սահմանելիս:

8. Կորելացիոն փոխկախվածությունն էական է սակագնային մարժայի, կորուստների և անհուսալի դեբիտորական պարտքերի միջև: Կորուստների 1 տոկոս աճը հանգեցնում է սակագնային մարժայի 3,83 տոկոսով ավելացմանը, իսկ դեբիտորական պարտքերինը՝ 1,74 տոկոսով:

9. Աշխատավարձի միավոր փոփոխությունը ընդամենը 0,005 միավորով ավելացնում է էլեկտրաէներգիայի սպառման ծավալը մեկ շնչի համար, քանի որ անկախ աշխատավարձի մեծությունից բնակչությունը սպառում է էլեկտրաէներգիա այն ծավալով ինչքան անհրաժեշտ է նվազագույն կարիքները հոգալու համար: Արտադրող կայանների վաճառքի սակագների աճը ուղղակիորեն բարձրացնում է վերջնական սպառման սակագները, իսկ դրանց միավոր աճը 65,339-ով կրճատում է էլեկտրաէներգիայի սպառումը:

10. Սակագնային մարժայում շահագործման ընդհանուր ծախսերի մեկ մլն դրամով ավելացումը 9,5 մլն դրամով կարող է մեծացնել ընդհանուր մարժայի ծավալը: Նման պարագայում անհրաժեշտ է վերանայել շահագործման ծախսերի իրականացման ուղղությունները և նպատակահարմարությունը:

11. Արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի և սակագնային մարժայի միջև փոխազդեցությունները ներկայացնող տարբեր մոդելների գնահատականների արդյունքում կարող ենք նշել, որ սակագնային մարժան ընդունում է իր առավելագույն արժեքը, որը հավասար է 12,813 դր/կՎտ այն դեպքում, երբ գնման միջին սակագինը հավասարվում է 19,778 դր/կՎտ-ի: Վերջինս նշանակում է, որ 19,778 դր/կՎտ-ից ավելի բարձր գնման սակագնի դեպքում ՀԷՑ-ի սակագնային մարժան ավելի փոքր կլինի, քան 12,813 դր/կՎտ-ը: Փաստորեն՝ գնման միջին սակագնի ավելացումը սակագնի միավոր մարժայի վրա դրական է ազդում, իսկ դրանից հետո սակագնի ավելացումը հակառակ ազդեցությունն ունի մարժայի վրա:

12. Էլեկտրաէներգիայի պահանջարկը բնակչության կողմից, այնպես էլ ընդհանուր պահանջարկը գնի աճին զուգահեռ ավելանում է մինչև համապատասխանաբար՝ 18,57 դր/կՎտ և 17,64 դր/կՎտ գնման սակագին, այնուհետև, ազդեցությունը դառնում է բացասական: Վերլուծելով էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի և գնման միջին սակագնի միջև կապերը՝ որի պատճառով էլ գնահատվել է նաև դրանց միջև հնարավոր փոխազդեցությունները, որակապես լավ արդյունքներ ստացվել են քառակուսային մոդելի համար: Պատկերը նույնն է նաև եկամտային զգայունության պարագայում:

13. Միաժամանակ էլեկտրաէներգիա արտադրելու դեպքում Երևան և Հրազդան ՋԷԿ-երը առավելագույն շահույթ կունենան, եթե համապատասխանաբար ամսական միջինում արտադրեն՝ 196,942 մլն կվտ/ժ և 27,739 մլն կվտ/ժ էլեկտրաէներգիա:

14. Երևան ՋԷԿ-ի արտադրության ծավալը ավելին է, քան փաստացի միջին ամսական արտադրությունը դիտարկվող ժամանակաշրջանի համար՝ 104,809 մլն կվտ/ժ, իսկ Հրազդանի ՋԷԿ-ինը հակառակը՝ քիչ է, քան փաստացի միջին ամսական էլեկտրաէներգիայի արտադրությունը, այն է՝ 47,94 մլն կվտ/ժ: Սա նշանակում է, որ Երևանի աշխատում է ավելի բարձր արդյունավետությամբ, քան Հրազդանի ՋԷԿ-ը, ինչը ևս մեկ անգամ վկայում է, որ անհրաժեշտ է հին կայանները փոխարինել նոր տեխնոլոգիաներով աշխատող սարքավորումներով:

15. Արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագինն ըստ կայանների օպտիմալ արտադրությունների՝ ստացվել է 19,97 դրամ/կվտժ, իսկ համապատասխան սակագնային մարժան՝ 9,94 դրամ/կվտժ: Վերջինս ավելի ցածր է, քան 2018 թ-ի համար սահմանված արժեքը՝ 11,65 դրամ/կվտժ: Վերջնական մանրածախ միջին սակագնի վրա 9,94 դրամ/կվտժ սակագնային մարժայի ազդեցությունը նշանակալի է, քանի որ ստացվել է 29,92 դրամ/կվտժ վերջնական մանրածախ միջին սակագին, որը 3,36 դրամ/կվտժ-ով ավելի ցածր է, քան 2018թ-ինը՝ 33,28 դրամ/կվտժ:

#### Հիմք ընդունելով կատարված եզրահանգումները՝ առաջարկվել է.

1. «Հայաստանի էլեկտրական ցանցեր» ՓԲԸ-ում ցանցային կորուստների որոշակի մասը (մինչև 50%) անկախ իրենց անվանումից (անխուսափելի, հիմնավորված, թույլատրելի և այլն) փոխհատուցել մատակարարի շահույթի հաշվին: Այսինքն՝ նյութական շահագրգռվածության գործոնը դրոպապատճառ է դառնալու կորուստների նվազման գործում:

2. Քանի որ ՀՀ և ՌԴ կառավարությունների միջև ստորագրված «Համաձայնագրերում» լայն շրջանակի և հեռանկարային ազդեցություն ունեցող հարցեր են շոշափված, առաջարկվում է, որ նրանք առանձին քննարկման հարց դառնան և լրացուցիչ ուսումնասիրվեն ՀՀ Ազգային ժողովի և ՀՀ Կառավարության կողմից: ՀՀ էներգետիկական ոլորտում լրացուցիչ ներդրումների ներգրավման համար անհրաժեշտ է ոլորտի հետագա ազատականացումը, որը օրենքով առկա է, սակայն տեխնիկական խնդիրների պատճառով առայժմ անհնար է իրականացնել: Անհրաժեշտ է ՀՀ և Իրանի, Վրաստանի և ՌԴ-ի համակարգերի միջև տեխնոլոգիական ներդաշնակեցման ապահովմանն ուղղված միջոցառումներ իրականացնել:

3. Ընկերությունների ծախսումների համակարգային կառավարման համար առաջարկվում ենք ընդունել նորմավորման մեթոդաբանություն, և խթանող կարգավորման գործիքների կիրառման միջոցով բարձրացնել ընկերությունների գործունեության արդյունավետության ցուցանիշները, որոնք համակարգային կերպով կնպաստեն ողջ համակարգում սակագների նվազմանն՝ հանգեցնելով սպառողներին մատակարարվող էլեկտրաէներգիայի վերջնական սակագնի մակարդակի իջեցմանը:

4. Սակագնային մարժայում տեխնիկական կորուստների նվազման տեսանկյունից առավել նպատակահարմար է իրականացնել օպերատիվ հաշվարկներ, որը կատարվում է ռեժիմի պարամետրերի չափումների տվյալներով և նպատակաուղղված է՝ էլեկտրաէներգիայի կորուստների ընթացիկ արժեքների հսկմանը, էլեկտրական ցանցի սխեմայի և ռեժիմի ընթացիկ փոփոխությունների իրականացման ճանապարհով կորուստների նվազմանը, էներգաօբյեկտների հզորության հաշվեկշռի և սահմանաքանակների օպերատիվ հսկմանը և դրանց փոփոխությանը ժամանակի ընթացքում, ընթացիկ հաշվարկային ժամկետի վերջին սպասվող էլեկտրաէներգիայի կորուստների գնահատմանը, տեղեկատու բանկի ստեղծմանը, որը կօգտագործվի ընթացիկ և ապագա ժամանակահատվածներում էլեկտրաէներգիայի կորուստների հաշվարկներում:

5. Արտադրող կայաններից էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի և սակագնային մարժայի միջև փոխազդեցությունները ներկայացնող տարբեր մոդելների գնահատականների արդյունքում՝ առաջարկվում է սակագնային մարժայի մեծությունը հաշվարկելիս կիրառել հետազոտության մոդելների արդյունքները:

6. Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման կախվածությունը և եկամտային զգայունությունը էլեկտրաէներգիայի սակագնի նկատմամբ գնահատելու արդյունքում ստացված տվյալների հիման վրա առաջարկվում է տարբեր դեցիլային խմբերում գտնվող սպառողների եկամուտների, էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի և սակագների միջև փոխազդեցություններն ուսումնասիրել, այնուհետև մշակել այնպիսի մեթոդաբանություն, որտեղ կարելի է այդ արդյունքները կիրառել: Վերջինս հնարավորություն կտա սակագնային մարժայում ներառել գործակից, որը հաշվի կառնի նաև բնակչության տարբեր խմբերի վճարունակության մակարդակները:

7. Համակարգում ծախսերի օպտիմալացման և սակագների նվազման նպատակով առաջարկվում է կիրառել մեր կողմից գնահատված՝ «ՀՀ էլեկտրաէներգետիկ շուկայում արտադրող կայանների օպտիմալ վարքի ազդեցությունը «ԷՏ» ՓԲԸ-ի սակագնային մարժայի և սպառողներին մատակարարվող էլեկտրաէներգիայի վերջնական սակագնի վրա մոդելի» արդյունքները: Այս մոդելի միջոցով ՀՀ էլեկտրաէներգետիկ համակարգում համապատասխան օղակները՝ ՀԾԿՀ-ն և «ԷՏ» ՓԲԸ-ն, հնարավորություն կունենան գնահատել կիրառվող սակագնային քաղաքականության իրականացման արդյունավետությունն ու ձեռնամուխ լինել նպատակային գործողությունների իրագործմանը:

### **Ատենախոսության հիմնական դրույթներն արտացոլվել են հեղինակի հետևյալ հրապարակումներում.**

1. Թ.Ա.Բարսեղյան, «ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգում սակագնային արդյունավետ մարժայի ձևավորման ուղիները», Բանբեր Հայաստանի պետական տնտեսագիտական համալսարանի, N 2 (54), Երևան, 2019, էջ 113-121

2. Թ.Ա.Բարսեղյան, Մ.Ս.Մելքումյան, «ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ներկա վիճակի մի շարք հիմնախնդիրները», Բանբեր Հայաստանի պետական տնտեսագիտական համալսարանի, N3(55), Երևան, 2019, էջ 9-21

3. Թ.Ա.Բարսեղյան, «ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական շուկայի պետական կարգավորման բարելավման ուղիները», Ճարտարապետության և շինարարության ՀԱՀ տեղեկագիր, N 1(62), Երևան, 2019, էջ 13-22

4. Թ.Ա.Բարսեղյան, «ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական ոլորտում սակագնային քաղաքականության բարելավման ուղիները», Ճարտարապետության և շինարարության ՀԱՀ տեղեկագիր, N 1(62), Երևան, 2019, էջ 23-30

5. Թ.Ա.Բարսեղյան, «ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգում սակագնային մարժայի ազդեցության գնահատումը էլեկտրաէներգիայի սակագնի և սպառման վրա», Այլընտրանք հետազոտական կենտրոն ՀԿ, N 2, Երևան, 2019, էջ 248-255

6. Թ.Ա.Բարսեղյան, «ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգում սակագնային մարժայի և էլեկտրաէներգիայի գնման միջին սակագնի փոխազդեցության գնահատումը», Հայաստանի ճարտարագիտական ակադեմիայի լրագրեր, N 2(16), Երևան, 2019, էջ 146-151



# БАРСЕГЯН ТАГУИ АРМЕНОВНА

## ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА

(ПО МАТЕРИАЛАМ РА)

**Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук по специальности 08.00.02- “Экономика, управление хозяйством и его отраслями”.**

**Защита диссертации состоится 17-го декабря 2020г. в 14<sup>00</sup> на заседании специализированного совета 014 ВАК РА по экономике, действующего в Армянском государственном экономическом университете, по адресу: 0025, г. Ереван, ул. Налбандяна 128.**

### РЕЗЮМЕ

Выбор модели национального энергетического рынка - довольно сложный и поэтапный процесс, хотя на мировом рынке существует ряд моделей реализации реформ, которые оказали положительное влияние в процессе развития экономики и энергетики, тем не менее, необходимость разработки и эффективного внедрения путей совершенствования регулирования энергетической сферы РА стала императивом времени: В работе подчеркивается важность оценки эффективности деятельности систем производства, снабжения и распределения электроэнергии и изучения обоснованности действующих тарифов. Урегулирование электроэнергетического рынка имеет жизненно важное значение также с точки зрения уровня жизни населения, в том числе и с точки зрения решения проблемы бедности, поскольку в контексте стабильного экономического и пропорционального развития отраслей экономики РА энергетика, как важнейшая сфера, направленная на развитие общества, призвана обеспечить прогресс страны и развитие экономики. В энергетической системе есть заметные вызовы, связанные с обеспечением достаточного энергоснабжения и ведением доступной и стабильной тарифной политики для потребителей: Таким образом, актуальность темы диссертации обусловлена необходимостью научно обоснованного изучения, анализа вышеуказанных аргументов и выдвижения соответствующих перспективных, эффективных решений.

Цель исследования-разработка конкретных предложений и подходов по изучению электроэнергетической сферы и выявлению существующих проблем, совершенствованию их регулирования, тарифной политике электроэнергетических компаний. Для реализации поставленной цели были решены следующие задачи:

- Дать реальное описание технического и экономического состояния электроэнергетической системы РА,
- определить рамки возможностей совершенствования действующего порядка управления и регулирования, принимая за основу существующие проблемы электроэнергетической системы РА и предложить решения перспективного развития,
- с точки зрения повышения эффективности управления электроэнергетическими компаниями обсудить возможности стабилизации, дальнейшей реализации системы и представить предложения по совершенствованию тарифной политики,
- определить возможности минимизации потерь в системе,
- разработать новые подходы методологии определения тарифа на электроэнергию, основанные на оптимизации расходов, снижении потерь и определении уровня оптимальной рентабельности,
- оценить взаимодействие производства электроэнергии в электроэнергетической системе РА, тарифной маржи, тарифа на закупку электроэнергии и спроса, которые обуславливают механизмы регулирования энергетической системы,
- оценить влияние оптимального поведения электроэнергетических компаний в электроэнергетической системе РА на тарифную маржу, тариф на электроэнергию, в контексте чего разработать новую методологию определения тарифа на электроэнергию,
- прогнозировать перспективы развития электроэнергетической системы

Основные научные результаты и новизна диссертации:

1. Были выдвинуты новые подходы к методологии определения тарифа на электроэнергию в Армении в связи с формированием эффективной тарифной маржи. в частности, было оценено влияние тарифной маржи на тариф и объемы потребления электроэнергии, исследованы корреляционные зависимости соответствующих показателей, затем оценено регрессионное уравнение для разъяснения взаимодействия расходных статей на тарифную маржу,
2. были оценены взаимодействия тарифной маржи и среднего тарифа на покупку электроэнергии в электроэнергетической системе Армении, а также чувствительность населения к среднему тарифу покупки электроэнергии и общему потреблению электроэнергии посредством квадратной модели,
3. оценено влияние оптимального поведения производящих электроэнергию станций на тарифную маржу, тариф на электроэнергию: подсчитано влияние тарифной маржи на окончательный тариф электроэнергии и расчетная величина тарифа.Посредством применения оцененных результатов в системе можно внедрить основные положения ведения эффективной тарифной политики.

# **BARSEGHYAN TAGUHI ARMEN**

## **PROBLEMS OF IMPROVING REGULATION OF THE ELECTRIC POWER MARKET (ON MATERIALS OF RA)**

**The abstract of the thesis for receiving the degree of Doctor of Economics in the specialty 08.00.02 – “ Economics, Management of the Economy and its Spheres”.**

**The defense of the thesis will take place on the 17<sup>th</sup> of December, 2020 at 14<sup>00</sup> o'clock at 014 Council of Economics of SCC RA at Armenian State University of Economics: 128 M. Nalbandyan str., Yerevan, RA, 0025.**

### **ABSTRACT**

Choosing a model for the national energy market is a rather complex and gradual process, although there are a number of models for implementing reforms on the world market that have had a positive impact on the development of the economy and energy, however, the need to develop and effectively implement ways to improve the regulation of the energy sector in Armenia has become an imperative of the time: The thesis emphasizes the importance of evaluating the efficiency of electricity production, supply and distribution systems and studying the validity of current tariffs. The regulation of the electricity market is also of vital importance from the point of view of the population's standard of living, including from the point of view of solving the problem of poverty, since in the context of stable economic and proportional development of the RA economy, energy, as the most important sphere aimed at the development of society, is designed to ensure the country's progress and economic development. In the energy system, there are significant challenges associated with ensuring sufficient energy supply and maintaining an affordable and stable tariff policy for consumers: thus, the relevance of the thesis topic is due to the need for a scientifically based study, analysis of the above arguments and the promotion of appropriate promising, effective solutions. The purpose of the research is to develop specific proposals and approaches for studying the electric power sector and identifying existing problems, improving their regulation, and tariff policy of electric power companies.

To achieve this goal, the following tasks were solved:

- Give a real description of the technical and economic state of the RA electric power system,
- determine the scope of opportunities for improving the current management and regulation procedure, taking the existing problems of the RA electric power system as a basis, and propose solutions for future development,
- from the point of view of improving the efficiency of management of electric power companies, discuss the possibilities of stabilization, further implementation of the system and submit proposals for improving the tariff policy,
- identify opportunities to minimize losses in the system,
- develop new approaches to the methodology for determining the electricity tariff based on optimizing costs, reducing losses and determining the level of optimal profitability,
- assess the interaction of electricity production in the RA electric power system, tariff margin, electricity purchase tariff and demand, which determine the mechanisms of energy system regulation,
- to assess the impact of optimal behavior of electric power companies in the RA electric power system on the tariff margin, the electricity tariff, in the context of which to develop a new methodology for determining the electricity tariff,
- forecast the development prospects of the electric power system

Main scientific results and novelty of the thesis:

1. New approaches to the methodology for determining the electricity tariff in Armenia were put forward in connection with the formation of an effective tariff margin. In particular, the impact of the tariff margin on the tariff and the volume of electricity consumption was estimated, the correlations of the corresponding indicators were investigated, and then a regression equation was estimated to explain the interaction of expenditure items on the tariff margin,
2. the interaction of the tariff margin and the average electricity purchase tariff in the Armenian electricity system was evaluated, as well as the sensitivity of the population to the average electricity purchase tariff and total electricity consumption using the square model,
3. estimated effect of optimal behavior producing power stations for tariff margin and tariff for electricity: estimated impact of tariff margins on the final electricity tariff and the estimated tariff. By applying the estimated results in the system, you can implement the main provisions of effective tariff policy.