

ԵՐԵՎԱՆ ԶԱՂԱՔԻ «ԱՐԱՔԿԻՐ» ՍԱՍՆԱՃՅՈՒՂԻ ԷԼԵԿՏՐՈՒԵՆԵՐԳԵՏԻԿԱ  
ՑԱՆՅԻ ԶԱՐԳԱՑՄԱՆ ԴՅՈՒՄԱԿԱՆ ԿԱՐԳԵՐ

4. Խոստիկյան

Էներգետիկական հանդիսանում է երկրի տնտեսության կարևորագույն ճյուղերից մեկը, որի հուսալի, շահավետ և անխափան աշխատանքը ապահովում է երկրի էկոնոմիկայի և սոցիալական մակարդակի ինտենսիվ զարգացումը: Էներգետիկայի զարգացման ծրագրերը պետք է իրականացվեն մի քայլ շուտ, որպեսզի չխափանվեն և չխոչնդուվեն երկրի տնտեսության զարգացման տեմպերը: Այդ իսկ պատճառով պետք է կատարվեն համապատասխան հետազոտություններ և մշակվեն զարգացման ծրագրեր (կարճաժամկետ, միջնաժամկետ և երկարաժամկետ), որտեղ մեծ ուշադրություն է դարձվում էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի փոփոխություններին, նրա կենտրոնացման վայրերին և օպտիմալ էլեկտրամատակարարման սխեմաներին:

Էներգասարքավորումները ժամանակի ընթացքում ծերանում են թե ֆիզիկապես, թե բարոյապես, իսկ արդյունավետ շահագործման համար անհրաժեշտ է հետազոտել ձեռնարկել վերագինման միջոցառումներ: Հայաստանի ԷԷԻ-ի հիմնական էներգետիկական օբյեկտների ծառայության միջին ժամկետը կազմում է 30-40 տարի և ներկայումս պետք է կատարվի արմատական վերակառուցում, իսկ երբեմն էլ փոխարինում կամ ապամոնտաժում:

Քաղաքային էլեկտրական ցանցի ընտրման ժամանակ անհրաժեշտ է հաշվի առնել որոշակի առանձնահատկություններ առաջացած տեխնիկական և ճարտարապետաշինարարական սահմանափակումներից:

Քաղաքների, ինչպես նաև երկրի համար, բնորոշ է էլեկտրասպառման քանակի անընդմեջ աճ (զարգացում) և նոր բաժանորդների (տեղակայանքների) ավելացում, որը պահանջում է էլեկտրական ցանցերի սխեմատիկ զարգացում աճող էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի ծածկման համար: Էլեկտրասպառման աճը կապված է ոչ միայն բնակիչների քանակի մեծացումից ու արդյունաբերության զարգացումից, այլ նաև բնակչության կենսամակարդակի բարելավումից, գիտության և տնտեսության զարգացումից և այլ գործոններից:

Խոշոր քաղաքներին, որին և պատկանում է Երևանը, բնորոշ է առանձնահատուկ էլեկտրական ցանց նախագծված բոլոր համապատասխան լարումների և սխեմաների, ընդգրկված տարբեր տիպի կայանների և տեղակայանքների: Այսինքն, էլեկտրամատակարարման համակարգը ներառում է քաղաքի բոլոր սպառողների՝ ընդգրկելով արդյունաբերական ձեռնարկությունները, տրանսպորտի բոլոր տեսակները, կայանների սեփական կարիքները, կոմունալ-կենցաղային բնագավառը և այլն:

Երևան քաղաքի էլեկտրամատակարարման ցանցի հետազոտման համար դիտարկվել է «Արաբկիր» մասնաճյուղը: Ընտրված շրջանը ունի օրինակելի (ավանդական) էլեկտրամատակարարման ցանց, որտեղ տեղադրված են հանգույցային խոշոր ենթակայաններ (ինը 110/35/6 կՎ լարման ենթակայան և երկու արտադրող հիդրոէլեկտրակայաններ), նախագծված տարատեսակ բաշխման սխեմաներ համապատասխան սարքավորումներով, տարբեր տեսակի սպառիչներ («Մետրոպոլիտեն», կառավարական օբյեկտներ, գործարանային համալիրներ և այլոք), բնակելի մի շարք թաղամասեր, որոնք իրենց հերթին բաղկացած են բարձրահարկ տիպարի շենքերից, առանձնատներից, դպրոցներից, մանկապարտեզներից և այլն:

«Արաբկիր» մասնաճյուղի սնող ենթակայանների նախագծված շահագործման միջին ժամկետը կազմում է 30 և ավելի տարի, և, համապատասխանաբար, տեղադրված սարքավորումները ֆիզիկապես և բարոյապես մաշված են: Հաշվի առնելով այն հանգամանքը, որ էներգետիկայի ճգնաժամի տարիներին նրանք աշխատել են գերբեռնված և շահագործվել են ոչ պատշաճ մակարդակով, ապա անհրաժեշտ է կատարել արմատական փոփոխություններ: Բացի այդ, վերջին հինգ տարվա սեզոնային բեռերի, ըստ ենթակայանների բաշխվածության հետազոտությունների, վերլուծությունները ցույց են տվել բեռերի էական փոփոխություն: Այսօրվա էլեկտրաէներգիայի սպառման զգալի մասը կազմում է կոմունալ-կենցաղային ոլորտը, ինչը բերել է բեռերի վերաբաշխմանը: Քաղաքի ծայրամասերում տեղակայված խոշոր արդյունաբերական ձեռնարկությունները աշխատում են բերբեռնված կամ չեն գործում, իսկ բնակչության կենցաղի համեմատական բարելավումը բերել է քաղաքի կենտրոնի փոքր և միջին բիզնեսի աճին:

Այսպիսով, ծնեռվա ամիսներին, «Արաբկիր» մասնաճյուղի «ԵրԴԷԿ», «Կոմիտաս», «Մերգեյան» և «Շիրվանզադե» ենթակայանները աշխատում են գերբեռնված 110-120 տոկոսով, «Հյուսիսային» և «Կիրզա» ենթակայանները աշխատում են բեռնված 80-90 տոկոսով, իսկ «Կոտայք-Պոնապակայան», «Կանթեղ», «Կոտայք-110» ենթակայանները բեռնված 50-70 տոկոսի չափով:

Ուսումնասիրության արդյունքում պարզվել է, որ պետք է կատարել գերբեռնված ենթակայանների հզորության վերահաշվարկ, հաշվի առնելով արաջացած դրվածքային հզուրությունները, որոնք բերում են սխեմաների փոփոխություններին՝ մի տարբերակ կամ ուրիշ տարբերակ, կառուցել անհրաժեշտ հզորության նոր մեկ կամ մի քանի ենթակայաններ:

Կատարված հաշվարկների հիման վրա ներկա դրությամբ անհրաժեշտ հզորության պակասորդը, որը պետք է ապահովի «Արաբկիր» մասնաճյուղի կենտրոնական հատվածի պահանջարկը, կազմում է շուրջ 30 ՄՎտ:

Պահանջարկի ապահովման համար ընտրվել է նոր ենթակայանի կառուցման տարբերակը, որի համար կատարվել է համապատասխան տեխնիկական հաշվարկներ (տրանսֆորմատորների, օժանդակ սարքավորումների, էլեկտրահաղորդման գծերի ընտրություն, կապիտալ ծախսերի որոշում և այլն): Արդյունքում ստացվել է 35/6 կՎ լարման երկտրանսֆորմատորային ենթակայան ՏՐՂՆՍ-25000 կՎՎ հզորության իր համապատասխան սարքավորումներով և 22 ուղղություններով:

Հաշվի առնելով Երևան քաղաքի վերջին տարիների էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի աճը, անհրաժեշտ է դիտարկել նաև էլեկտրամատակարարման ցանցի զարգացման երկարաժամկետ ծրագրերը: Ստացված հետազոտությունների հիման վրա կատարվել է մեկ ուրիշ ենթակայանի տեխնիկական հաշվարկ: Առաջարկվել է 110/35/6 կՎ լարման երկտրանսֆորմատորային ենթակայան ՏՐՂՆՍ-40000 կՎՎ հզորության իրեն 24 ուղղություններով 35 կՎ լարման կողմում:

Նախագծվող ենթակայանների տեղայանքի ընտրման համար կատարվել է շրջանի տարածքի գնում: Առաջարկվել է ենթակայանը տեղաբաշխել «Հաղթանակի» զբոսայգին հարող տարածքում, որը ապահովում է հետևյալ երկու կարևոր պայմաններին՝ գտնվել Երևան քաղաքի մեծ կենտրոնում և հնարավոր լինել կառուցել համապատասխան լարման էլեկտրահաղորդման գծեր:

Յուրաքանչյուր տարբերակի, համար ընտրվել են էլեկտրահաղորդման գծեր: Այսպես՝ 35/6 կՎ լարման ենթակայանը սնվում է «Կիրզա» 110/35/6 կՎ ենթակայանից 1,5 կմ ՕՍԲ-2(3x150) մալուխային գծով և 3,5 կմ ԱՍ-2(3x150) օդային գծով, իսկ 110/35/6 կՎ ենթակայանը սնվում է «Հյուսիսային» 110/35/6 կՎ ենթակայանից 6,5 կմ ԱՍ-2 (3x150) օդային գծով:

Համաձայն կատարված երկու տարբերակների, տեխնիկատնտեսական հաշվարկների, «Արաբկիր» մասնաճյուղի անհրաժեշտ բեռը ապահովման համար կառուցվող ենթակայանների ծախսերը կազմում են՝ 35/6 կՎ ենթակայանի համար – 130,5 մլ. դրամ և 110/35/6 կՎ ենթակայանի համար – 188 մլ. դրամ:

Նոր 110/35/6 կՎ լարման ենթակայանի կառուցումը ավելի թանկ է, սակայն ավելի օպտիմալ ու հեռանկարային և ապահովում է ոչ միայն «Արաբկիր» մասնաճյուղի կենտրոնական հատվածի բեռերի աճող պահանջարկը, այլ նաև հարակից «Կենտրոն» մասնաճյուղի աճող պահանջարկը, նրա սխեմայի հուսալիության բարձրացմանը:

**Եզրակացություն:** Նոր ենթակայանի կառուցումը, այսինքն շրջանի բեռերի ճիշտ բաշխվածությունը, լուծում է մի շարք առաջացած խնդիրներ՝

-ապահովում է զերբեռնված ենթակայանների սարքավորումների աշխատանքային ժամկետների երկարացումը;

-գիշեր/ցերեկ բեռերի խիստ տատանումների նվազումը;

-կորուստների նվազումը և էլեկտրաէներգիայի որակի բարձրացումը;

-հուսալիության բարձրացումը ու առաջնային սպառիչների անխափան մատակարարումը և այլ հարցերի լուծումը:

Քաղաքի էլեկտրամատակարարման սխեմայի ընտրությունը և փոփոխությունը բավական բարդ խնդիր է, որի ճիշտ և ժամանակին լուծումը ապահովում է տնտեսության զարգացումը և բնակչության կենսաապահովման բարելավման ապահովումը:

#### Գրականություն

1. Արշակյան Գ.Թ. Հայաստանի էներգետիկան. Անցած ուղին և զարգացման հեռանկարները. - Երևան. Գիտություն. - 2002. - 348 էջ:
2. Հայաստանի վիճակագրական տարեգիրք (1999թ., 2000թ.) // ՀՀ ազգային վիճակագրական ծառայություն, Երևան, 2001.
3. Хостикян Г.М. Некоторые вопросы реформирования ЭЭС Армении // Годичная научная конференция ГИУА: Сборник материалов. - Ереван, 2002. - Т.2. - С. 546-548.
4. Крупович В.И.Справочник по проектированию электроснабжения. -М.: Энергия, 1980. - 456 с.
5. Козлов Б.А. Городские распределительные электрические сети. -Ленинград:Энергоиздат. - 1982. - 223 с.
6. Tacis. Armenia Economic Trends. -Yerevan, 1998, November. - 67p.

### ԱՐԵՎԱԿԱՅԻՆ ԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ԽՏԱՑՄԱՄԲ ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՆ ԵՎ ՋԵՐՄԱՅԻՆ ԿԵՂՈՎՈՒՄԱՆ ՆՈՐ ԿԱՅԱՆՔԻ ՍՈՂԵԼ

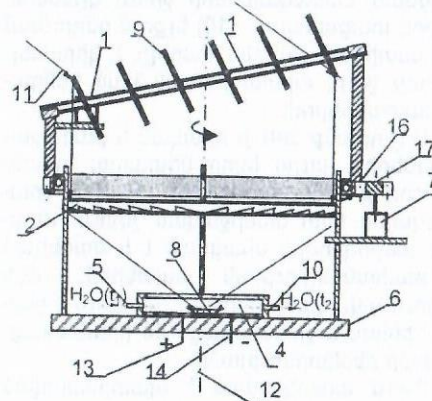
Ա. Թումանյան

Երկիր մուտրակի բնակչության աճի և նրա կենսամատակարարի զարգացման հետ միասին շատ արագ աճում են նաև համաշխարհային տնտեսության պահանջները՝ էներգիայի նկատմամբ: Էներգիայի պահանջարկը մարդկության կողմից կրկնապատկվում է յուրաքանչյուր 15-20 տարին մեկ: Հայտնի է, որ մինչ այժմ այդ պահանջները լրացվել են և շարունակվում են լրացվել ավանդական էլեկտրակայանների ներդրմամբ, ուր հիմնական մասը՝ մոտ 60%, բաժին է ընկնում ՋԷԿ-երին:

Նշենք որ, ավանդական հանածո վառելիքի այրման հետագա անընդհատ աճը հնարավոր չէ, ոչ միայն նրա պաշարների սահմանափակության, այլև վերջին տարիներին սուր կերպով ծառայած շրջակա միջավայրի աղտոտվածության պատճառով: Օրգանական վառելիքի մեծ քանակությունների այրումը բերում է վիթխարի

քանակությամբ թունավոր նյութերի արտանետմանը մթնոլորտ և հանգեցնում բնության մեջ անշրջելի էկոլոգիական խանգարումների:

Միայն վերականգնվող էներգիայի աղբյուրների լայնածավալ օգտագործումը կարող է հանդիսանալ վերը նշված պրոբլեմների լուծման համար հնարավոր ելք: Այսպիսի աղբյուրներ են Արեգակի և քամու էներգիաները, կենսաէներգիան, Երկրի ընդերքի, ծովերի և օվկիանոսների էներգիաները և այլն: Էներգիայի նշված ալընտրանքային աղբյուրներից ամենատարածվածը և մատչելից հանդիսանում է արեգակնային էներգիան, որը ձևափոխվում է ինչպես էլեկտրական, այնպես էլ ջերմային և քիմիական էներգիաների: ԱՖԷԿ-ների օգտագործումը լիովին անվնաս է շրջակա միջավայրի և կյանքի անվտանգության տեսանկյունից, բացակայում են աղմուկը, արտանետումներն ու թափոնները: Այժմյա գործող բարձր սակագինը, ավանդական վառելիքով աշխատող կայանների հետ համեմատած, խոչընդոտ է այս կայանների լայնածավալ օգտագործման համար, սակայն ի տարբերություն վերջիններիս, որոնց արտադրանքի ինքնարժեքը անվտանգության պայմանների խստացման և վառելիքի թանկացման հետևանքով աճում է, ԱՖԷԿ-ների մոտ գիտահետազոտական առաջընթացի և տարեց-տարի 30-40% արտադրական ծավալների աճին զուգահեռ դիտվում է գների խիստ նվազման տենդենց: Այդ ուղղությամբ զբաղվում են բազմաթիվ գիտահետազոտական ինստիտուտներ և արտադրական ընկերություններ, աշխատելով ինչպես ֆոտոէլեկտրական էլեմենտների (ՖՎԷ) ինքնարժեքի իջեցման, կառուցվածքի էֆեկտիվ փոփոխության, այնպես էլ տարբեր լուծումներով ճառագայթների խտացուցիչների կիրառման վրա, որոնք նույնպես հանդիսանում են ինքնարժեքի իջեցման արդյունաբար միջոց [1]:



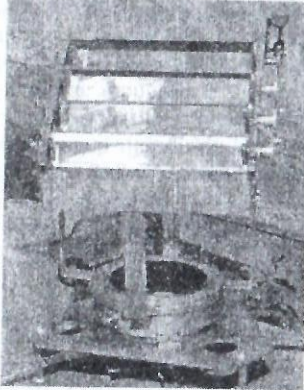
Սկ. 1. Կայանքի մոդելի սխեմատիկ պատկեր

Աշխատանքում ներկայացվում է նոր կառուցվածքային և ֆիզիկական լուծումներով նախագծված ու կառուցված արեգակնային էներգիայի խտացմամբ էլեկտրական և ջերմային համակցված կայանքի գործող մոդելը: Կայանքի մոդելի կառուցվածքում օգտագործվել են 2x2 մ<sup>2</sup> չափսերի, 15% ՕԳԳ-ունեցող և հատուկ նշակված տեխնոլոգիայով՝ ԱԱԹ-ով պատված Si-ային ՖՎԷ, հարթ ֆրենելային ոսպնյակ՝ 20x20 մ<sup>2</sup> չափսերի, որը նույնպես պատված է ԱԱԹ-ով և ունի մոտ 90% թափանցելիություն, ինչպես նաև կառուցվածքային մետաղական մասեր, ջերմամեկուսացված ավազան և հայելային մակերևույթներով պատրաստված թիթե-

ղային համակարգ՝ Արեգակի շարժմանը հետևելու համար [2, 3]:

Պատրաստված կայանքի մոդելի (Սկ.1) աշխատանքի սկզբունքը հետևյալն է՝ Արեգակի ճառագայթների զուգահեռ փունջն ընկնելով հայելային մակերևույթներով հետևող համակարգի թիթեղներին (1), անդրադառնում են այդ մակերևույթներից դեպի ֆրենելային ոսպնյակի մակերևույթին (2): Հայելային մակերևույթներով թիթեղային համակարգը տեղադրված է հորիզոնի նկատմամբ որոշակի

անկյան տակ, որպեսզի խուսափվի քիթեղների միմյանց ստվերելուց և միաժամանակ, կախված քիթեղների ընդհանուր մակերեսի և ուսպնյակի (2) մակերեսի հարաբերակցությունից՝ ապահովվի ճառագայթների խտացում՝ ուսպնյակի մակերևութին: Քանի որ Si-ային կերպափոխիչը (8) տեղադրված է ուսպնյակի գլխավոր ֆուկուսային առանցքում (12), ապա ՖՎԷ-ի մակերևութին ճառագայթների խտացման համար անհրաժեշտ է, որպեսզի Արեգակի կորագիծ շարժման ցանկացած դիրքում ճառագայթների փունջը ֆրենելային ուսպնյակի վրա ընկնի ուղղահայաց: Այդ պատճառով մշակված հետևող քիթեղային համակարգը (1) կատարում է 2 շարժում՝ քիթեղները (15) շարժիչի օգնությամբ պտտվում են սեփական առանցքի շուրջը՝ հետևելով Արեգակի ուղղահայաց շարժմանը և միաժամանակ (7) շարժիչի և (16,17) ատամնանիվների օգնությամբ (1) համակարգը կատարում է պտտական շարժում (12) առանցքի շուրջը՝ հետևելով Արեգակի հորիզոնական շարժմանը: Գործող իրական կայանի համար անհրաժեշտ է Արեգակի հետևումը իրականացնել ավտոմատ, որն ունի լայն տարածում և վաղուց կիրառվում է: Ձուգահեռ փունջն ուղղահայաց ընկնելով ուսպնյակի վրա՝ խտանում է ՖՎԷ-ի (8) մակերևութին: Քանի որ այստեղ գործ ունենք ճառագայթների 100-ապատիկ խտացման ու հետևաբար մեծ և Si-ային կիսահաղորդչային կերպափոխիչի համար անթույլատրելի ջերմաստիճանների հետ ( $>100^{\circ}\text{C}$ ), ապա ֆոտոէլեմենտի հովաքումը իրականացնելու համար այն պատվել է հատուկ մշակված ԱՄԹ-ով և տեղադրվել ջերմամեկուսացված ավազանում (4): Ավազանն ունի մուտքի և ելքի խողովակներ՝ ջրային հոսք ապահովելու համար: Սառը ջուրը՝ էլ ջերմաստիճանի, (5) խողովակով մուտք է գործում ավազան, որտեղ կերպափոխիչի հովաքման և մասամբ նաև խտացված ճառագայթների ջրում կլանման



Նկ.2. Գործող մոդելի տեսքը

հետևանքով տաքանալով՝ (10) ելքում ընդունում է էլ ջերմաստիճան [4]: Այն կարելի է կիրառել, որպես տաք ջուր, արտադրական կամ կենցաղային նպատակներով: (13) և (14)-ը դրանք ՖՎԷ-ի դրական և բացասական բևեռներից դուրս եկող մետաղյա հպակներն են, որոնք մեկուսացված են և չունեն ջրային միջավայրի հետ անմիջական շփում: Ավազան (4) ամբողջովին սևացված է և ծածկված բարձր թափանցելիության ապակիով, ինչի արդյունքում ավազանի ներսում դիտվում է ջերմոցային էֆեկտ, և ջրատաքացումն իրականացվում է բարձր էֆեկտիվությամբ: Նկ. 2-ում պատկերված է պատրաստված կայանքի գործող մոդելի արտաքին տեսքը:

Պատրաստված կայանքի մոդելի չափված արդյունքների ամփոփում  
 Մոդելի էլեկտրական և ջերմային բնութագրերը ուսումնասիրելու համար կատարվել են չափումներ բնական պայմաններում: Ուսումնասիրվել է ՖՎԷ-ի էլեկտրական բնութագրերը՝ մինչև ավազանում տեղադրելը, ավազանի ներսում՝ առանց ուսպնյակի կիրառման և ուսպնյակի կիրառմամբ ճառագայթների 100-ապատիկ խտացման դեպքում: Չափումների արդյունքները բերված են աղյուսակում:

ՖՎԷ-ի չափման բնույթը	Լուսային հոսքի ինտենսիվությունը $I_{\text{հոս}} = 850 \text{ Վտ/մ}^2$	
	$U_{\text{ար. 4}}$	$I_{\text{դ. 4}}$
բն. պայմաններում	1	0.09
ավազանում առանց ուսպնյակի կիրառման	1	0.072
կայանքի նորմալ աշխ. վիճակում	1.2	4.11

Ինչպես երևում է աղյուսակից, ավազանում տեղադրելուց հետո ՖՎԷ-ի բնութագրերը 20%-ով նվազում են, ինչը պայմանավորված է լուսային հոսքը ավազանի ծածկի և նրա ներսում գտնվող ջրի կողմից կլանմամբ: Չափումների արդյունքում պարզվել է, որ տվյալ գործող մոդելը 850 Վտ/մ<sup>2</sup> ինտենսիվության դեպքում զարգացնում է 3.2 Վտ էլեկտրական հզորություն: Ուսումնասիրությունները ցույց են տվել, որ քիթեղային համակարգում և ֆրենելային ուսպնյակում կորուստները կազմում են մոտ 20%, իսկ կայանի ջերմային կերպափոխման օՊԳ-ն՝ 65%:

Չափարկվել է, որ 1կՎտ հզորությամբ այսպիսի կայանի ներդրման համար անհրաժեշտ է մոտ \$1100-1200, ինչը առնվազն 3 անգամ պակաս է ֆոտովոլտայիկ կերպափոխիչների շուկայում այժմ առկա գներից, չիաչված այն հանգամանքը, որ այս կայանը կատարում է նաև արեգակնային հարթ կոլեկտորի (ջրատաքացուցիչ) ֆունկցիան՝ ապահովելով ջրատաքացման մոտ 65% օՊԳ:

Եզրակացություն: Առաջին անգամ նախագծվել և կառուցվել է արեգակնային էլեկտրական և ջերմային կերպափոխման համակցված արդյունավետ կայանք, որտեղ օգտագործվել են պաշտպանիչ և լուսապայծառացնող ԱՄԹ թաղանթները, ինչպես ՖՎԷ-ի և ֆրենելային ուսպնյակի աշխատանքային ցուցանիշների բարձրացման, այնպես էլ ՖՎԷ-ն հեղուկ միջավայրում երկարատև շահագործման համար: Յուրատիպ է նաև Արեգակի շարժմանը հետևող համակարգը, որը հնարավորություն է տալիս ջրային զանգված պարունակող ծանր կայանի պտտման փոխարեն, ինչպես նախկիններում կատարվել է, պտտել միայն քեթև քիթեղներից կառուցված համակարգը: Ստացված արդյունքները չունեն իրենց նախադեպը, լավարկված են տեխնիկատնտեսական ցուցանիշները և որ ամենակարևորն է, այս կայանն իր բարձր էֆեկտիվությամբ ի վիճակի է մրցակցության:

Գրականություն

1. Stone K., Garbushyan V., Dutra D., Hayden H. Field Performance and Reliability Issues of High Concentration Photovoltaic Systems. 19-th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, France. -2004. -July 7-11. -P. 2552-2555.
2. Patent N RU 2244983 C1, Application for Invention 2003121094, H01L21/205, C23C016/26, H01L31/18, 14.07.04. A. Gippius (RU), Zh. Panosyan (AM), K. Tourian (US), Yu. Koncevoy (RU), A. Stepanyan (AM), and others //Technique for Obtaining Diamond-Like Carbon Films for Photovoltaic Solar Cell Encapsulation, Russian Federation, Official Bulletin, 20.01.05, N2. -P. 1-7.
3. Panosyan Zh., Stepanyan A., Tumanyan A., Voskanyan S. and Yengibaryan Y. DLC Encapsulation of Large-Area c-Si Solar Cells, Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, France. - 2004. -7-11 June - P. 2436-2439.
4. Паносян Ж.П., Восканян, С.С. Енгибарян Е.В., Степанян А.В., Туманян А.А. Изучение стабильности алмазоподобных углеродных пленок к воздействию окружающей среды: Материалы 4-й нац. конф. Полупроводниковая микроэлектроника. -Цахкадзор. -2003.-Маւ 29-31; - Երևան, 2003. -С. 196-199.

# МЕТОДИКА И ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ АБСОЛЮТНО СИММЕТРИЧНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

С. Акопян, К. Габриелян

При нормальных режимах работы синхронных генераторов электрических станций степень асимметрии систем напряжений и токов не должна превосходить допустимых пределов. Однако несимметричные режимы работы синхронных генераторов неизбежно существуют. Согласно [1], эксплуатационному персоналу электростанций предъявляются жесткие требования по поддержанию несимметрии режима работы турбо- и гидрогенераторов в допустимых пределах. Несимметричные режимы работы турбо- и гидрогенераторов вызывают вредные явления и опасные последствия [2]. Во избежание этого в работе [3] предлагается новый подход к устранению несимметричных режимов работы синхронных генераторов. Настоящая работа является продолжением [3], в которой рассматривается альтернативный вариант построения электрической силовой схемы.

Предлагаемая схема позволяет на выводах синхронного генератора всегда сохранять симметричность напряжения и не допускает снижения его до нуля при несимметричных коротких замыканиях в электроэнергетической системе (ЭЭС). Рассматриваемая схема осуществляется трехфазными расщепленными обмотками статора синхронного генератора.

До реализации предлагаемой электрической схемы рассмотрим векторную диаграмму линейных напряжений несимметричного режима работы синхронного генератора, представляющую собой произвольный замкнутый треугольник со сторонами А, В и С (рис. 1).

Известен способ преобразования трехфазной системы в шестифазную с помощью шестифазного двухобмоточного трансформатора, вторичные обмотки которого соединены по схеме шестиугольника [4]. Учитывая это обстоятельство и анализируя топографическую диаграмму (рис. 1) и приведенную в работе [3] методику построения электрической схемы, приходим к заключению, что можно построить альтернативный вариант электрической схемы, позволяющий на выводах синхронного генератора всегда сохранять симметричность напряжения и не допускающий снижения его до нуля при несимметричных к.з. в ЭЭС. В данной работе это осуществляется расщепленными трехфазными обмотками статора синхронного генератора. В таком синхронном генераторе обмотки статора каждой фазы выполнены из двух частей (ветвей), расположенных симметрично по отношению друг к другу и сдвинуты на  $120^\circ$ .

Номинальные напряжения ветвей обмоток каждой фазы одинаковые. Каждая ветвь расщепленной обмотки должна иметь самостоятельный вывод. Синхронные генераторы с расщепленными обмотками статора выпускаются заводом – изготовителем. Согласно [3, 4] и топографической диаграмме (рис. 1), ветви расщепленных обмоток статора, образованные векторами  $\dot{U}_1, \dots, \dot{U}_6$ , соединены последовательно в шестиугольник и образуют замкнутый контур.

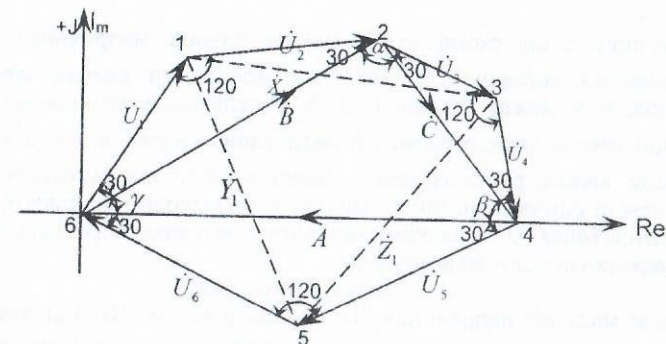


Рис.1

Для этого контура в симметричном и разных несимметричных режимах всегда выполняется условие

$$\sum_{k=1}^6 \dot{U}_k = 0. \quad (1)$$

Отметим также, что при различных несимметричных режимах ЭЭС, т.е. для различных значений систем векторов  $\dot{A}, \dot{B}, \dot{C}$ , изменяются значения векторов  $\dot{U}_1, \dots, \dot{U}_6$  и углы векторов  $\dot{U}_2 \wedge \dot{U}_3$ ;  $\dot{U}_4 \wedge \dot{U}_5$ ;  $\dot{U}_1 \wedge \dot{U}_6$ , а углы  $\dot{U}_1 \wedge \dot{U}_2 = \dot{U}_3 \wedge \dot{U}_4 = \dot{U}_5 \wedge \dot{U}_6 = 120^\circ$ , (2) всегда остаются постоянными и условие (1) всегда выполняется.

Постоянство этих углов в электрической схеме на рис. 2 осуществляется путем последовательного соединения соответствующих ветвей расщепленных обмоток, размещенных на разных фазах и смещенные друг относительно друга на угол  $120^\circ$ , т.е. обмотка напряжением  $\dot{U}_1$  последовательно соединена с обмоткой напряжением  $\dot{U}_2$ , которые смещены друг относительно друга на угол  $120^\circ$ . Таким же образом соединены  $\dot{U}_3$  с  $\dot{U}_4$  и  $\dot{U}_5$  с  $\dot{U}_6$ .

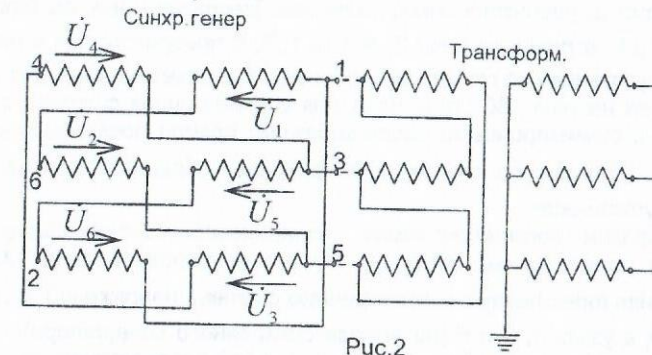


Рис.2

На электрической схеме рис.2 распределение напряжений  $\dot{U}_1 \dots \dot{U}_6$  осуществляется согласно (1) так, что всегда на выходе синхронного генератора, т.е. между узлами 1, 3, 5, обеспечивается симметричность напряжений, составляющих прямую последовательность  $\dot{x}_1, a\dot{x}_1, a^2\dot{x}_1$ .

Поскольку ветви расщепленных обмоток статора синхронного генератора имеют одинаковое число витков и одинаковые сопротивления, то падение напряжения на этих обмотках распределяется поровну, и обеспечивается равенство модулей векторов

$$U_1=U_2, U_3=U_4, U_5=U_6 \quad (3)$$

Величины модулей напряжения  $U_1, U_3, U_5$  (или  $U_2, U_4, U_6$ ) зависят от степени несимметричности векторов  $\dot{A}, \dot{B}, \dot{C}$ , т.е. неравномерными нагрузками отдельных фаз синхронного генератора, что обусловлено несимметричным режимом ЭЭС. Далее, пометив концы всех ветвей расщепленных обмоток синхронного генератора в соответствии с топографической диаграммой (рис. 1), т.е. обозначением 1, 2, 3, 4, 5, 6, нетрудно выполнить необходимые соединения обмоток так, чтобы получить выпуклый шестиугольник, как это показано на рис. 1 и 2. Поскольку электрическая схема соединения ветвей расщепленной обмотки статора синхронного генератора осуществляется согласно рис. 2, которая обеспечивает постоянство углов (2) и равенство модулей (3), то это означает, что треугольники 6, 1, 2; 2, 3, 4; 4, 5, 6 являются равнобедренными, а точки 1, 3, 5 являются выходом статора синхронного генератора и центрами тяжести равносторонних треугольников, построенных на сторонах исходного неравностороннего треугольника  $A, B$  и  $C$ , а стороны равностороннего треугольника 1, 3, 5 представляют тройку векторов  $\dot{x}_1, a\dot{x}_1, a^2\dot{x}_1$  прямой системы симметричных составляющих напряжений и выходными клеммами статора синхронного генератора, где всегда получаются идеально симметричные трехфазные напряжения.

Теперь рассмотрим нормально работающий симметричный режим синхронного генератора в ЭЭС. При этом будем иметь  $A=B=C$ ;  $\alpha=\beta=\gamma=60^\circ$ . В этом случае неравносторонний выпуклый шестиугольник 1, 2, 3, 4, 5, 6 (рис. 1) превращается в равносторонний выпуклый шестиугольник со сторонами, равными  $A/\sqrt{3}$ , а треугольники 2, 4, 6 и 1, 3, 5 превращаются в равносторонние треугольники со сторонами, равными  $A$  и повернутыми друг относительно друга на угол  $180^\circ$ , т.е. исходная симметричная система векторов совпадает с симметричными составляющими прямой последовательности  $\dot{x}_1, a\dot{x}_1, a^2\dot{x}_1$ . Для этого случая составляющие обратной последовательности отсутствуют.

Таким образом, рассматриваемая электрическая силовая схема (рис. 2) соединения расщепленных обмоток, помимо её основной функции, также обеспечивает трехфазную симметричную систему напряжений  $\dot{x}_1, a\dot{x}_1, a^2\dot{x}_1$ , получаемых в узлах 1, 3 и 5 (на выходе синхронного генератора). По сути, предлагаемая схема (рис. 2) представляет собой одновременно электричес-

кую силовую схему фильтра симметричных составляющих прямой последовательности и автоматически осуществляет симметризацию напряжений любого несимметричного режима, и на клеммах 1, 3, 5 всегда получаются идеально симметричные трехфазные напряжения, на которые через узлы 1, 3, 5 подключается повышающий трансформатор и соединяется ЭЭС.

**Выводы.** В работе рассматриваются относительно новые, далеко еще не полностью в техническом отношении известные и отработанные вопросы, касающиеся устранения несимметричных режимов работы синхронных генераторов. При рассмотрении данных вопросов получены следующие результаты:

1. Разработана достаточно простая электрическая силовая схема соединения расщепленных обмоток статора синхронного генератора, которая автоматически осуществляет симметризацию напряжений любого несимметричного режима в трехфазную абсолютно симметричную систему напряжений, составляющих прямую последовательность.
2. Разработанная электрическая силовая схема соединения расщепленных обмоток статора синхронного генератора совместно со схемой включения обмоток повышающего трансформатора не препятствуют нормальной основной деятельности и функционированию синхронного генератора и одновременно обеспечивают абсолютно симметричный режим работы синхронных генераторов электростанций.

#### Литература

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. –М., 1977. –228с.
2. Мандрыкин С. А., Филатов А. А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования электрических станций и сетей. –М.: Энергия, 1975. –416с.
3. Акопян С. Г., Игитбашян Г. С. Методика обеспечения абсолютно симметричного режима работы синхронных генераторов электрических станций и построение электрической схемы его реализации // Сборник материалов, годичная научная конференции.–Ереван: 2004. –Т. 1. –С. 188 – 191.
4. Нейман Л. Р., Калантаров П. А. Теоретические основы электротехники. –М., Л.: Госэнергоиздат. Часть вторая, 1959. –444с.

## НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ГОДОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ГЭС В СЛОЖНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

А. Овакимян

Рассматривается задача выбора оптимального годового режима работы гидростанции с длительным циклом регулирования, которая входит в состав сложной энергосистемы.

Имеется гипотетическая энергосистема, состоящая из тепловых станций и АЭС, а также группы гидростанций, из которых одна ГЭС годичного цикла регулирования, а остальные - суточно регулируемые гидростанции. Требуется найти такой режим работы энергосистемы за рассматриваемый период  $T=t_1-t_0$  (год), чтобы суммарный расход условного топлива тепловых электростанций был минимальным с учетом ограничений по ресурсам гидростанций. Во избежание перерыва в электроснабжении в каждый момент времени должно также выполняться условие баланса нагрузок энергосистемы.

В данной задаче учитывается то обстоятельство, что режим работы

ГЭС годового регулирования рассматривается в годовом разрезе. Расчеты, необходимые для этого, должны выполняться заранее, на основе расчетов по многолетнему регулированию данного речного стока. Учитывается, что оптимизация годовых режимов работы осуществляется при вероятностно-определенных условиях.

При исследовании методики расчетов долгосрочного (годового) регулирования гидроэлектростанций, работающих в энергосистеме, следует исходить из того, что общие принципы регулирования и методика расчетов должны быть подчинены условию наибольшей эффективности энергетической системы в целом.

Таким образом, выбор рациональной степени регулирования стока ГЭС, работающей в данной энергетической системе, и определение той части отдачи энергии гидроэлектростанцией, которую целесообразно зарегулировать в годовом разрезе, с принятой расчетной обеспеченностью, необходимо осуществлять, исходя прежде всего из условий работы всех гидроэлектростанций в энергосистеме. То есть, надо учесть, с одной стороны, требования системы к гидроэлектростанциям, а с другой стороны, возможности, которые она им предоставляет в отношении регулирования их выработки.

Прежде чем приступить к исследованию работы энергосистемы и определению оптимального режима за требуемый годовой период, надо осуществить многолетнее регулирование речного стока. В гидрологических, водохозяйственных и водно-энергетических расчетах широкое применение получил "статистический метод" расчетов, основанный на обработке гидрологических данных прошлых лет.

На основании заранее заданных гидрологических данных и попусков воды из водохранилища для других неэнергетических потребителей рассчитываются среднемесячные расходы воды для многолетнего периода (ориентировочно за 8–10 лет). Имея многолетний гидрологический ряд и объем водохранилища, можно составить интегральную кривую в координатах, на основе которой строится «Нить Варле» за весь многолетний период.

После проведения многолетнего регулирования выделяется подлежащий исследованию характерный год и для этого периода осуществляется годовое регулирование по заданному объему водохранилища с учетом требований к работе ГЭС в энергетической системе. При этом начальные и конечные значения объема водохранилища, а также общий объем воды, используемой на ГЭС за исследуемый год, должны оставаться неизменными.

Годовые режимы позволяют осуществлять дооптимизацию с учетом изменения графиков нагрузки. Имея годовые графики нагрузки системы, в задаче для определения наивыгоднейшего режима работы энергосистемы вместо мгновенных энергетических характеристик для гидроэлектростанции с годовым циклом регулирования строятся и используются среднесуточные характеристики. На основании предварительно построенных среднесуточных характеристик и характерных месячных графиков нагрузок осуществляется выбор годового режима ГЭС.

Для решения задач подобного типа целесообразно использование принципов вариационного исчисления. Следует учитывать фазовые координа-

ты и условия бесперебойности работы гидроэлектростанции, то есть рассматриваемая ГЭС в указанный период должна расходовать только предназначенные для нее объемы воды. Эти требования должны выполняться также с учетом режимов работы водохранилища и условия баланса нагрузок по энергосистеме. Кроме этих условий, должны быть обеспечены ограничения по режиму работы отдельных электростанций, действующих в данной энергетической системе.

Решение рассматриваемой задачи по выбору оптимального годового режима работы станции осуществляется в следующей последовательности:

1. Осуществляется расчет и построение среднесуточных энергетических характеристик для станций системы.
2. Для заданных годовых графиков нагрузки на основе методов вариационного исчисления производится оптимальное распределение нагрузки станций в энергосистеме, учитывая вышеотмеченные ограничения.
3. Расчеты должны производиться с учетом изменений напора на рассматриваемой гидроэлектростанции в результате медленных колебаний верхнего бьефа водохранилища.

По данным режима работы ГЭС определяются величины расходов и проверяются начальные и конечные значения объемов водохранилища за рассматриваемый период, осуществляется перерегулирование стока и получаются окончательные значения среднемесячных расходов ГЭС.

Исследования показали, что вместо месячных периодов в определенных случаях можно рассматривать квартальные, то есть в ряде случаев целесообразно построение среднесуточных характеристик не для каждого месяца года, а для 4-х квартальных сезонов года. Такой подход справедлив в случае, если квартальные характеристики изменяются в небольших пределах.

Следовательно, вместо помесечных среднесуточных энергетических характеристик можно для многолетнего периода строить и применять сезонные характеристики. Проведенный сбор информации и последующее исследование показывают правомерность такого подхода. Имея режимы работы ГЭС за год и энергетические характеристики остальных станций системы, можно осуществить краткосрочное регулирование режима работы станций энергосистемы с учетом влияния станций годового регулирования. На основе статистической информации за исследованный многолетний период составляются также прогнозные графики на краткосрочную перспективу – на ближайшие 2 года. Предполагается реализовать предложенный алгоритм для энергосистемы Армении с учетом работы Спандарянской ГЭС длительного цикла регулирования.

#### Литература

1. Никитин Б.И. Гидроэлектростанции в единой энергетической системе. – М.: Издательство Академии наук СССР, 1960.
2. Беляев Л.С. Оптимальное управление электроэнергетическими системами, содержащими ГЭС, с применением вероятностных методов: Автореферат дис. ... докт. техн. наук. – Новосибирск: Издательство Академии наук СССР, Сибирское отделение, 1968.
3. Использование водной энергии /Под редакцией Щавелева Д.С. – Ленинград: Энергия, 1976. – 655с.

**ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՅԱՄԱԿԱՐԳԻ ԱԵԿ-Ի ԿԹԱՐԱՅԻՆ ՌԵԺԻՄՆԵՐԸ ԵՎ  
ՆՐԱՆՑ ԿԱՆԽԱՐԳԵԼՈՒՄԸ**

*Է. Սարգսյան, Լ. Գալստյան*

Հողվածում հետազոտությունները նվիրված են համակարգի ծանրագույն ռե-  
ժիմներից մեկին՝ ասինքրոն ռեժիմին (ԱՌ)։ ԱՌ-ը դիտարկենք Հայաստանի էներ-  
գետիկական համակարգի օրինակի վրա։ Տվյալ ռեժիմը համարվում է էներգահա-  
մակարգի աշխատանքի առավել վթարային ռեժիմներից մեկը, որը կապված է  
էլեկտրակայանների գեներատորների զուգահեռ աշխատանքի կայունության  
խախտման հետ։ Այն իր հերթին կարող է բերել էներգահամակարգի էլեմենտների  
վնասվածության, սպառիչների էլեկտրամատակարարման խախտման և տնտե-  
սական մեծ վնասների։ Դրա համար շատ կարևոր է էներգահամակարգում ԱՌ-ի  
ժամանակին հայտնաբերումը, նրա արագ, սելեկտիվ ու հուսալի վերացումը և  
նորմալ աշխատանքի վերականգնումը։

Գեներատորի կամ համակարգի մի մասի (գեներատորների խումբ) մոտ ասին-  
քրոն ռեժիմի առաջացման պատճառները կարող են լինել չափազանց բազ-  
մազան։ Այն կարող է առաջանալ հզոր գեներատորի գրգռման կորուստի,  
դինամիկ կամ ստատիկ կայունության խախտման, ոչ սինքրոն ավտոմատ կրկ-  
նակի միացման (ԱԿԱ), համակարգային տարանցիկ էլեկտրահաղորդման գծերի,  
ըստ ստատիկ կայունության պայմանի թուլատրելիից ավելի գերբեռնելու  
հետևանքով, կարճ միացումների դեպքում պաշտպանության կամ հրաժա-  
րումների արդյունքով։

Այսպիսով, էներգահամակարգերում գոյություն ունեցող ավտոմատ սարքվածք-  
ները պետք է կարողանան բացահայտել էներգահամակարգի առանձին մասե-  
րում առաջացող ասինքրոն ընթացքները ու կիրառելու միջոցառումներ՝ (օրի-  
նակ՝ ԲԱՅԱ) ուղղված դրանց վերացմանը և վերականգնելու համակարգի սինք-  
րոն աշխատանքը։ Միայն այդ միջոցառումների անէֆեկտիվության դեպքում է, որ  
հնարավոր է առաջանա մի քանի հաճախություն և, որի պայմաններում էլ, թույ-  
լատրվում է տրոհել էներգահամակարգը առանձին մասերի։ Այն իրականացվում  
է ասինքրոն ռեժիմի ավտոմատ վերացման (ԱՌՎ) սարքի միջոցով։

Վթարային ռեժիմներում դինամիկ կայունության հետ կապված խախտումները  
կանխելու համար անհրաժեշտ է էլեկտրահաղորդման թողունակության կարճա-  
տև (երկարատև) բարձրացում։

Դիտարկենք հետևյալ դեպքը, երբ երկու գեներատորներ ունենում են հնարա-  
վոր խոտորումներ կապված երկու տարբեր էԶԳ-երի հետ։ Այս պարագայում  
ռեժիմը կպահանջի ՅԵԿ-ի կողմից արտադրվող հզորության իջեցում։

$\Delta P_p$  - բեռնաթափման հզորությունը հաշվարկվում է որպես նախափթարային  
ռեժիմի և հետփթարային ռեժիմներում նվազագույն հզորության պահուստ, որն  
ապահովում է ստատիկ կայունությունը  $k_{u,hq} = 1.08$ ։ Հաշվի առնելով հաղորդվող  
հզորության չկարգավորվող տատանումները  $\Delta P_{\Sigma} \approx 0.1 P_{q,0}$ ։

$$\Delta P_p = P_{q,0} + \Delta P_{\Sigma} - P_{p,hq} = 1.1 P_{q,0} - \frac{P_{u,hq} - 0.1 P_{u,hq}}{k_{u,hq}} = 1.1 P_{q,0} - \frac{0.9 P_{u,hq}}{1.08} \quad (1)$$

որտեղ՝  $P_{u,hq}$  -ն հետփթարային ռեժիմում հաղորդվող հզորության սահմանային  
արժեքն է։ Այն որոշվում է կորերից։

Առավելագույն բեռնաթափում է պահանջվում այն դեպքում, երբ նորմալ  
ռեժիմում առավելագույնի է հասնում թուլատրելի հաշվարկվող հզորությունը։

$P_{u,0}$  - ստատիկ կայունության սահմանն ապահովող նվազագույն հզորությանն է,  
 $k_{u,0} = 1.2$  - սահմանային նվազագույն գործակիցն է։

$$\Delta P_{p,0} = P_{u,0} - P_{p,hq} = \frac{P_{u,0} - \Delta P_{\Sigma}}{k_{u,0}} - \frac{P_{u,hq} - 0.1 P_{u,hq}}{k_{u,0}} \quad (2)$$

Ուժեղ ներգործության գրգռման ավտոմոտ կարգավորիչներով սինքրոն գեներ-  
ատորների համար  $U_q = \text{const}$ , իսկ ներքին դիմադրությունը ունի զրոյական ար-  
ժեք ( $X_q = 0$ )։

$$P_{u,0} = \frac{U_q E_h}{X_{th,0}} \quad P_{u,hq} = \frac{U_q U_h}{X_{th,hq}} \quad (3)$$

որտեղ  $X_{th,0}$  և  $X_{th,hq}$  - էլ. հաղորդման շղթայի նախափթարային և հետփթարային  
ռեժիմներում լրիվ դիմադրությունն է։ Հետփթարային ռեժիմում  $X_{q,hq} > X_{q,0}$  և

$$X_{th,hq} = X_{th,0} + X_{q,hq} - X_{q,0} - \Delta X_h \quad (4)$$

$X_{h,0}$  - նորմալ ռեժիմում ընդլայնական փոխհատուցման դիմադրությունն է։

Հայկական էներգահամակարգում ասինքրոն ընթացքի առաջացման առավել  
հավանական հանգույցներն ու ՕԳ-ն են Եղեգնաձոր ԵԿ-ի էլեկտրական հանգույցը  
(Շամբ, Վայք և Վարդենիս, Գետալի 220 կՎ ՕԳ) և Մեղրի 220 կՎ միջիամակարգային  
ՕԳ-ը։ Համակարգի մնացած 220 կՎ ՕԳ-ը կարելի է համարել ուժեղ էլեկտրական  
կապեր, որոնց վրա ասինքրոն ընթացքի առաջացումը քիչ հավանական է։

Նախապես ունենալով որոշակի ելակետային տվյալներ ինչպես ԱՌՎ-ի, այնպես  
էլ ԲԱՅԱ-ի հաշվարկը կատարվում է հստակ համակարգային ծրագրով, որը  
հնարավորություն է տալիս իրականացնել ԲԱՅԱ-ի տեղի և դրվածքի ընտրությունը։

Իրանի էներգահամակարգից հզորություն ստանալիս Հայկական էներգահամա-  
կարգում որոշ վթարների դեպքում, ինչպես օրինակ, ՀԱԵԿ-ի ռեակտորային բլոկի կամ  
մի գեներատորի, Հ. ԶԵԿ-ի բլոկի և այլ խախտումներ, հնարավոր է բերի Մեղրի  
միջիամակարգային գծի ճոճքին և նրա անջատմանը Իրանական համակարգից  
(Սևար ԵԿ-ից), քանի որ այդ գծի վրա իրանական կողմը տեղադրել է հզորության  
սահմանափակման ավտոմատիկա 250 ՄՎտ,  $t = 15$  վրկ. որվածքներով։

Այդ միջիամակարգային կապի անջատման հետևանքով Հայկական էներգա-  
համակարգը կմեկուսացվի մեծ դեֆիցիտով, որն էլ իր հերթին կբերի հա-  
ճախության խորը իջեցման, սպառիչների զանգվածային անջատման՝ ՀԱԲ-ի  
գործողությունից և այլ անցանկալի հետևանքների։

Նման վթարային ռեժիմներում միջիամակարգային կապը պահպանելու համար  
անհրաժեշտ է Հայկական էներգահամակարգում նախատեսել հակավթարային  
ավտոմատիկա, որը ի վիճակի է արագ կերպով անջատել մեծ հզորություն։

Ռեժիմների ուսումնասիրությունը ցույց է տվել, որ Մեղրի գծի անջատումը  
կանխելու համար, ԲԱՅԱ-ից անջատվող հզորության մեծությունը պետք է ընտրել  
էլեկտրիկ Իրանից Հայաստան եկող հնարավոր ամենամեծ հոսքից։ Չմեղվա առա-  
վելագույն ռեժիմում Իրանից Հայաստան հոսքը ընդունված է 120 ՄՎտ, ձմեղվա  
նվազագույն ռեժիմում՝ 100 ՄՎտ։ Ամառվա առավելագույն և նվազագույն  
ռեժիմներում արտահոսք Հայաստանից Իրան մոտ 50-100 ՄՎտ։

**Դիտենք ԱԵԿ-ի ռեակտորային բլոկի անջատումը։** Չմեղվա առավելագույն և  
նվազագույն ռեժիմներում ԱԵԿ-ի ռեակտորային բլոկի անջատումը 380 ՄՎտ  
հզորությամբ բերում է ասինքրոն ընթացքի Մեղրի գծով։

Կատարված հաշվարկների վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ այդ վթարի  
դեպքում Մեղրի գծի անջատումը ( $P_{\text{որ}} = 250$  ՄՎտ,  $t_{\text{որ}} = 15$  վրկ) կանխելու համար

անհրաժեշտ է ԲԱՅԱ-ից անջատել մոտ 220 ՄՎտ առավելագույն ռեժիմում և մոտ 160 ՄՎտ նվազագույն ռեժիմում, հաշվի առնելով, որ Տաթև ՅԷԿ-ում կգործի բեռի արագ հավաքման ավտոմատիկան, հավաքելով համապատասխանաբար 50 ՄՎտ և 90 ՄՎտ հզորություն:

Նշված հզորությունները հավաքելու համար նախատեսվում է ԲԱՅԱ, որը կանջատի ԱԷԿ-ի 110 կՎ ռադիալ գծերը (ՕԳ Անուշ, ՕԳ Ատոմային 1,2, ՕԳ Էջմիածին) մոտ 60 ՄՎտ զուևարային բեռով առավելագույն ռեժիմում և մոտ 30 ՄՎտ նվազագույն ռեժիմում: Այդ ԲԱՅԱ-ն կգործի ԱԷԿ-ի ռեակտորի առաջին տեսակի վթարային պաշտպանությունից եկող ազդանշանի փաստից  $t=0$  դրվածքով:

Նշենք, որ տվյալ վթարի դեպքում կգործի նաև Շինուհայր ենթակայանում տեղադրված ԲԱՅԱ-ն, անջատելով մոտ 65 ՄՎտ առավելագույն ռեժիմում և մոտ 50 ՄՎտ նվազագույն ռեժիմում:

**Եզրակացություն:** Գամակարգի տրոհումը առանձին սինքրոն աշխատող մասերի ԱՌԱՎ-ի միջոցով պետք է իրականացվի այն դեպքում, երբ մնացած բոլոր միջոցառումների կիրառումը չի բերու համակարգի նորմալ սինքրոն աշխատանքի պահպանմանը: Վթարային ռեժիմներում համակարգի սինքրոն աշխատանքն ապահովելու համար լայն կիրառում է գտել բեռի անջատման հատուկ ավտոմատիկայի (ԲԱՅԱ) ներդրումը էներգահամակարգում:

#### Գրականություն

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. - М.: Высшая школа, 1978.
2. Саркисян Э.А. Анализ кратковременных асинхронных режимов при потере возбуждения турбогенераторов. - М.: Энергетика и транспорт, 1990. - Т. 36, № 4. - С. 40-45.
3. Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистемы. - Ереван: Армглавэнерго, 1984.

### ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМЫ НЕЛИНЕЙНЫХ АЛГЕБРАИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ Z-Y МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ СМЕШАННОМ ТИПЕ СТАЦИОННЫХ УЗЛОВ

М. Тамразян

В настоящее время для решения задачи расчета установившегося режима электроэнергетической системы (ЭЭС) успешно применяются уравнения типа Y-Z, которые функционируют как при P-U, так и при P-Q типах станционных узлов [1-3].

В данной работе предлагается построить соответствующие системы нелинейных алгебраических уравнений установившегося режима ЭЭС на основании Z-Y математической модели, когда электрические станции одновременно могут быть как типа P-Q, так и типа P-U.

Для дальнейшего изложения материала принимается нижеприведенная система индексов [3].

Исходная Z-Y математическая модель имеет следующий вид;

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{m0} \\ \dot{U}_{k0} \\ \dot{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{m,n} & Z_{m,\ell} & C_{m,i} \\ Z_{k,n} & Z_{k,\ell} & C_{k,i} \\ D_{i,n} & D_{i,\ell} & Y_{ij} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_n \\ \dot{I}_\ell \\ \dot{U}_{i0} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Нетрудно заметить, что элементы подматрицы  $C_{m,i}$ ,  $C_{k,i}$  и  $D_{i,n}$ ,  $D_{i,\ell}$  являются безразмерными величинами. Матричное уравнение (1) в алгебраической форме имеет вид

$$\dot{U}_{m0} = \sum_{n=1}^{\Gamma} Z_{m,n} \dot{I}_n + \sum_{\ell=\Gamma+1}^{\Gamma+\Gamma^*} Z_{m,\ell} \dot{I}_\ell + \sum_{i=\Gamma+1}^{\text{H}} C_{m,i} \dot{U}_{i0}, \quad (2)$$

$$\dot{U}_{k0} = \sum_{n=1}^{\Gamma} Z_{k,n} \dot{I}_n + \sum_{\ell=\Gamma+1}^{\Gamma+\Gamma^*} Z_{k,\ell} \dot{I}_\ell + \sum_{i=\Gamma+1}^{\text{H}} C_{k,i} \dot{U}_{i0}, \quad (3)$$

$$\dot{I}_j = \sum_{n=1}^{\Gamma} D_{i,n} \dot{I}_n + \sum_{\ell=\Gamma+1}^{\Gamma+\Gamma^*} D_{i,\ell} \dot{I}_\ell + \sum_{i=\Gamma+1}^{\text{H}} Y_{ij} \dot{U}_{i0}. \quad (4)$$

Учитывая, что

$$\dot{U}_{m0} = \dot{U}_m - \dot{U}_0, \quad \dot{U}_{k0} = \dot{U}_k - \dot{U}_0, \quad \dot{U}_{i0} = \dot{U}_i - \dot{U}_0, \quad (5)$$

вышеприведенные уравнения (2), (3) и (4) переписываются в виде

$$\dot{U}_m = \dot{U}_{\text{Бм}} + \sum_{n=1}^{\Gamma} Z_{m,n} \dot{I}_n + \sum_{\ell=\Gamma+1}^{\Gamma+\Gamma^*} Z_{m,\ell} \dot{I}_\ell + \sum_{i=\Gamma+1}^{\text{H}} C_{m,i} \dot{U}_i, \quad (6)$$

$$\dot{U}_k = \dot{U}_{\text{Бк}} + \sum_{n=1}^{\Gamma} Z_{k,n} \dot{I}_n + \sum_{\ell=\Gamma+1}^{\Gamma+\Gamma^*} Z_{k,\ell} \dot{I}_\ell + \sum_{i=\Gamma+1}^{\text{H}} C_{k,i} \dot{U}_i, \quad (7)$$

$$\dot{I}_j = \dot{I}_{\text{Бj}} + \sum_{n=1}^{\Gamma} D_{i,n} \dot{I}_n + \sum_{\ell=\Gamma+1}^{\Gamma+\Gamma^*} D_{i,\ell} \dot{I}_\ell + \sum_{i=\Gamma+1}^{\text{H}} Y_{ij} \dot{U}_i, \quad (8)$$

где

$$\dot{U}_{\text{Бм}} = \left( 1 - \sum_{i=\Gamma+1}^{\text{H}} C_{m,i} \dot{U}_i \right), \quad (9)$$

$$\dot{U}_{\text{Бк}} = \left( 1 - \sum_{i=\Gamma+1}^{\text{H}} C_{k,i} \dot{U}_i \right), \quad (10)$$

$$\dot{I}_{\text{Бj}} = - \sum_{i=\Gamma+1}^{\text{H}} Y_{ij} \dot{U}_i. \quad (11)$$

Следует отметить, что на основании Z-Y гибридной матрицы пассивной части электрической сети (при смешанном типе станционных узлов) можно получить системы нелинейных алгебраических уравнений для расчета установившегося режима электроэнергетической системы.

Умножая уравнения (6) и (7) соответственно на  $\hat{I}_m$  и  $\hat{I}_k$ , а уравнение (8) на  $\hat{U}_j$ , получим

$$\begin{aligned}\hat{S}_m &= \dot{U}_m \hat{I}_m = P_m + jQ_m, \\ \hat{S}_k &= \dot{U}_k \hat{I}_k = P_k + jQ_k, \\ \hat{S}_j &= \dot{I}_j \hat{U}_j = P_j - jQ_j.\end{aligned}\quad (12)$$

Переходя к комплексным узловым мощностям, матричное уравнение (1) примет следующий вид:

$$\begin{bmatrix} \hat{S}_m \\ \hat{S}_k \\ \hat{S}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{S}_{Em} \\ \hat{S}_{Ek} \\ \hat{S}_{Ej} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \sum_{n=1}^{\Gamma} Y_{m,n} \dot{U}_n \dot{U}_m & \sum_{\ell=\Gamma+1}^{\Gamma} Y_{m,\ell} \dot{U}_\ell \dot{U}_m & 0 \\ \sum_{n=1}^{\Gamma} Y_{k,n} \dot{U}_n \dot{U}_k & \sum_{\ell=\Gamma+1}^{\Gamma} Y_{k,\ell} \dot{U}_\ell \dot{U}_k & 0 \\ 0 & 0 & \sum_{j=\Gamma+1}^H Z_{i,j} \dot{I}_j \hat{I}_i \end{bmatrix} \quad (13)$$

где

$$\hat{S}_m = -(Y_{m,n} + Y_{m,\ell}) \dot{U}_0 \hat{U}_m, \quad (14)$$

$$\hat{S}_k = -(Y_{k,n} + Y_{k,\ell}) \dot{U}_0 \hat{U}_k, \quad (15)$$

$$\hat{S}_j = (1 - (B_{i,n} + B_{i,\ell})) \dot{U}_0 \hat{I}_i. \quad (16)$$

После установления аналитических выражений соответствующих систем нелинейных алгебраических уравнений установившегося режима электроэнергетической системы можно перейти к их решению. Нетрудно заметить, что в результате были получены две системы уравнений для Z(Y) блока, когда электрические станции одновременно могут быть как типа P-Q, так и типа P-U:

$$\begin{cases} \Phi_{pm}(U_n, \Psi_{Un}; \Psi_{U\ell}) = 0, \\ \Phi_{qm}(U_n, \Psi_{Un}; \Psi_{U\ell}) = 0, \\ \Phi_{pk}(U_n, \Psi_{Un}; \Psi_{U\ell}) = 0, \end{cases} \quad (17)$$

а также для Y(Z) блока, когда нагрузочные узлы могут быть типа P-Q:

$$\begin{cases} \Phi_{pi}(I'_j, I''_j) = 0, \\ \Phi_{qi}(I'_j, I''_j) = 0. \end{cases} \quad (18)$$

Учитывая полученные выражения систем нелинейных алгебраических уравнений установившегося режима электроэнергетической системы при смешанном типе станционных узлов, можно прийти к следующему выводу, что их решение возможно любым методом.

### Литература

1. Хачатрян В. С., Бадалян Н. П., Тамразян М. Г., Гулян А. Г. Решение систем гибридных нелинейных алгебраических уравнений установившегося режима ЭЭС при смешанном типе станционных узлов // Изв. НАН РА и ГИУА. Сер. ТН.-2001.- Т 55, N 2.-С. 210-217.
2. Хачатрян В.С., Бадалян Н.П., Хачатрян К.В., Маркрян К.К. Расчет установившегося режима ЭЭС, когда станционные узлы типа P-U превращаются в нагрузочные узлы типа P-Q // Изв. НАН РА и ГИУА. Сер. ТН.- 2001.- Т 54, N3.- С. 41-46.
3. Тамразян М.Г. Построение Z-Y математической модели установившегося режима ЭЭС при смешанном типе станционных узлов // Вестник МАНЭБ.-2005.-Том 10,N5.- С. 44-46.

### ԷԼԵԿՏՐԱԳՆՈՐՂԱՆ ԳԾԵՐԻ ՆՈՐ ՄԱԹԵՄԱՏԻԿԱԿԱՆ ՍՈՂԵԼԻ ԿԱՌՈՒՅՈՒՄ 4. Առաքելյան

Էլեկտրահաղորդման գծերը էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ամենակարևոր կառուցվածքային էլեմենտներից է: Համակարգի մյուս էլեմենտների համեմատությամբ՝ գծերատորներ, տրանսֆորմատորներ, այն բնութագրվում է մի էական առանձնահատկությամբ: Այդ առանձնահատկությունը նրանում է, որ էլեկտրահաղորդման գծերը ներկայացվում է ալիքային պարամետրերով:

Չետազոտության նպատակն է հաշվի առնել էներգետիկական համակարգի զարգացման աստիճանը և համակարգչային տեխնոլոգիաների լայն հմտարվությունները:

1. Վերագնահատել բաշխիչ և սնման էլեկտրական ցանցերի հաշվարկման մեթոդները:

2. Վերագնահատել էլեկտրաէներգետիկական համակարգերի ռեժիմների մոդելավորումը:

3. Սողելավորել միջպետական էլեկտրահաղորդման ռեժիմը:

Առաջարկվող մոդելի առավելություններն են.

- էլեկտրահաղորդման գծի նոր մոդելի կառուցումը:
- էլեկտրահաղորդման գծի առաջնային և երկրորդային պարամետրերի առանձնացումը:
- էլեկտրահաղորդման գծի թողարկման ընդունակության գնահատումը:
- Օրագրային հեշտ իրացումը:

Էլեկտրական ցանցերի հաշվարկներում լայնորեն տարածված է էլեկտրահաղորդման գծի  $\Pi$  - մոդելը [1]:

$$\underline{U}_1 = \left( 1 + \frac{Z_q * Y_q}{2} \right) * \underline{U}_2 + \sqrt{3} * Z_q * \underline{I}_2 \quad (1)$$

$$\underline{I}_1 = \left( \frac{Y_q}{4} + \frac{Z_q * Y_q^2}{4} \right) * \frac{\underline{U}_2}{\sqrt{3}} + \left( 1 + \frac{Z_q * Y_q}{2} \right) * \underline{I}_2 \quad (2)$$

Կատարենք հետևյալ նշանակումները.

$$K_{\Pi} = 1 + \frac{Z_q * Y_q}{2} \quad (3)$$

$$K_{\Pi}^Z = \sqrt{3} * Z_q \quad (4)$$

$$K_{\Pi}^Y = \frac{1}{\sqrt{3}} * \left( Y_q + \frac{Z_q * Y_q^2}{4} \right) \quad (5)$$

Հաշվի առնելով (3) – (5) նշանակումները, (1) և (2) բանաձևերը կընդունեն հետևյալ տեսքերը.

$$U_1 = K_{\Pi} * U_2 + K_{\Pi}^Z * I_2 \quad (6)$$

$$I_1 = K_{\Pi}^Y * U_2 + K_{\Pi} * I_2 \quad (7)$$

Ինչպես հայտնի է, էլեկտրահաղորդման գծի մերկայացվում է նաև քառաբևեռակ-մոդելով [1].

$$U_1 = ch\gamma_0 * l * U_2 + \sqrt{3} * W_{\Pi} * sh\gamma_0 * l * I_2 \quad (8)$$

$$I_1 = \frac{sh\gamma_0 * l}{\sqrt{3} * W_{\Pi}} * U_2 + ch\gamma_0 * l * I_2 \quad (9)$$

(8) և (9) արտահայտությունները մերկայացնենք հետևյալ տեսքով [2].

$$U_1 = K_A * U_2 + \sqrt{3} * W_{\Pi} * K_B * I_2 \quad (10)$$

$$I_1 = \frac{K_C}{\sqrt{3} * W_{\Pi}} * U_2 + K_D * I_2 \quad (11)$$

որտեղ  $K_A, K_B, K_C, K_D$  -ն կոմպլեքս գործակիցներ են:

Կատարենք հետևյալ նշանակումները.

$$K_M = K_A = K_D \quad (12)$$

$$K_B = K_C \quad (13)$$

$$K_M^Z = \sqrt{3} * W_{\Pi} * K_B \quad (14)$$

$$K_M^Y = \frac{K_B}{\sqrt{3} * W_{\Pi}} \quad (15)$$

Հաշվի առնելով (12) - (15) նշանակումները, (10) և (11) հավասարումները ընդունում են հետևյալ տեսքերը.

$$U_1 = K_M * U_2 + K_M^Z * I_2 \quad (16)$$

$$I_1 = K_M^Y * U_2 + K_M * I_2 \quad (17)$$

(16) և (17) արտահայտությունները մերկայացնում են գծի նոր "M" մոդելի հավասարումները: Սողելի գործակիցների արտահայտություններն են.

$$K_{Ma} = ch\alpha_0 * l * \cos\beta_0 * l \quad (18)$$

$$K_{Mr} = sh\alpha_0 * l * \sin\beta_0 * l \quad (19)$$

$$K_{Ma}^Z = -\sqrt{3} * B_a \quad (20)$$

$$K_{Mr}^Z = -\sqrt{3} * B_r \quad (21)$$

$$K_{Ma}^Y = \frac{B_a}{\sqrt{3} * W_{\Pi}^2} \quad (22)$$

$$K_{Mr}^Y = \frac{B_r}{\sqrt{3} * W_{\Pi}^2} \quad (23)$$

Էլեկտրահաղորդման գծի ալիքային պարամետրերն որոշվում են [3]-ում ներկայացված մեթոդներով:

Հետազոտություններն իրականացվել են Հայաստան-Իրան (Ահար) 220ԿՎ լարման էլեկտրահաղորդման գծի նկատմամբ և արդյունքները ներկայացվում են հետևյալ աղյուսակներով.

Աղյուսակ 1

Էլեկտրահաղորդման գծի "Կ"- մոդելի պարամետրեր					
Սողել \ Գործակից	$K_{\Pi a}$	$K_{\Pi r}$	$K_{\Pi a}^Z$ [ՕՄ]	$K_{\Pi r}^Z$ [ՕՄ]	$K_{\Pi r}^Y$ $10^{-4}$ [ՍՄ]
"Կ"	0.9941	0.0009	11.2491	72.2053	1.6173

Աղյուսակ 2

Էլեկտրահաղորդման գծի "M"- մոդելի պարամետրեր					
Սողել \ Գործակից	$K_{Ma}$	$K_{Mr}$	$K_{Ma}^Z$ [ՕՄ]	$K_{Mr}^Z$ [ՕՄ]	$K_{Mr}^Y$ $10^{-4}$ [ՍՄ]
"M"	0.9941	0.0009	11.2063	72.1001	1.6197

Եզրակացություն.

1. Կառուցված էլեկտրահաղորդման գծի նոր "Ց"-մոդելը համարժեք է գծի "Կ" մոդելին:

2. Էլեկտրահաղորդման գծի նոր մոդելը հնարավորություն է ընձեռում մոդելավորել էլեկտրական ցանցի ցանկացած ռեժիմ:

3. Էլեկտրահաղորդման գծի նոր մոդելը հնարավորություն է տալիս գնահատել ցանցերի թողարկման ընդունակությունը և լուծել էներգախնայողության խնդիրներ:

4. Կազմված համակարգչային C++ ծրագիրը ապահովում է կիրառության լայն սահմաններ և հաշվարկների բարձր ճշտություն:

Գրականություն

1. ԹավրՍՏԶ Թ. Ը., ՀոՋՏՏԶ Շ. Կ. ԺնՖվՌԿ ֆսպՍՑՐՏտարԿՊՈՒփԻՐ տարԿԿԿվվՏՀՏ Ռ տՏրՑՏՎվՏՀՏ ՑՏՍՈ. -Շ.: նվարչՏՈՑՏՎՈՂՈՑ, 1985. -272ր.
2. Առաքելյան Վ., Խանձրաձյան Ս. Միջպետական էլեկտրահաղորդման գծերի հզորությունների կորուստների հաշվարկման նոր մեթոդների մաթեմատիկական մոդել.-Երևան: ՀՊՃՀ, Տարեկան գիտաժողովի նյութերի ժողովածու: -2004. -Էջ. 191-193:
3. Առաքելյան Վ. Պ. Էլեկտրական ցանցեր /գործնական աշխատանքներ / - Երևան. ՀՊՃՀ, 1999. -22 էջ:

ԱՐԴՅՈՒՆԱՐԱՐ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ, ՆԵՐԱՌՅԱԼ ԱՍԻՆԵՐՈՆ ՌԵԺԻՍՆԵՐԻ  
ՀԱՇՎԱՐԿԻ ՄԵԹՈԴՆԵՐԸ ԲԱՐԴ ԷՆԵՐԳԱՅԱՍԱԿԱՐԳԵՐԻ ՀԱՄԱՐ

Է. Սարգսյան, Ս Հովհաննիսյան

Ասինքրոն ռեժիմների հաշվարկի համար անհրաժեշտ մեթոդները կիրառելու նպատակով, նախ, պետք է կատարել էներգահամակարգի գործոնների վերլուծություն, որոնք ազդում են ամբողջ երկարատև անցողիկ պրոցեսի վրա:

- Այդ գործոնների թվում են՝
1. Սինքրոն գեներատորի ստատորի և ռոտորի կոնտուրներում հոսող էլեկտրամագնիսական պրոցեսները, որոնք կապված են հոսքակցունների փոփոխության հետ;
  2. Սինքրոն գեներատորի սեփական, փոխադարձ և սինքրոն մոմենտների փոփոխությունը;
  3. Էլեկտրական կայաններում արագությամբ;
  4. ան կարգավորման, գրգռման և տեխնոլոգիական պրոցեսների հաշվարկը;
  5. Բեռերի համազույցներում անցողիկ պրոցեսների դիտարկումը;
  6. Համակարգում հաճախականության փոփոխությունը;
  7. Համակարգի ավտոմատիկայի աշխատանքը և այլն:

Վերը նշված գործոններից յուրաքանչյուրը կարող է էական ազդեցություն բողմել ոչ միայն ամբողջ երկարատև անցողիկ պրոցեսի վրա, այլ նաև նրա առանձին էտապների (փուլերի) վրա:

Տարբերում են հետևյալ ռեժիմները՝

1. Սինքրոնացված կայունացված;
2. Սինքրոն անցողիկ;
3. Ոչ սինքրոն անցողիկ (ասինքրոն);
4. Ասինքրոն կայունացված;
5. Հետվթարային կայունացված ռեժիմներ:

Երկարատև էլեկտրամագնիսական անցողիկ պրոցեսի դիտարկման ժամանակ կարող են տեղ գտնել ինչպես բոլոր ռեժիմները, այնպես էլ այդ ռեժիմների մի մասը: Այսպես օրինակ, կախված վթարի ժամրությունից, հնարավոր է սինքրոն անցողիկ ռեժիմը ավարտվել հետվթարային կայունացված ռեժիմով:

Էներգահամակարգի կայունացված ռեժիմը բնութագրվում է պարամետրերի շատ դանդաղ և անկանոն փոքր փոփոխություններով:

Հանկարծակի մեծ գրգռումների (գայրացումների) դեպքում սկսվում են մեծ տատանումներ, իսկ վթարի խորացման կամ երկարատևության դեպքում, կարող է տեղ գտնել էներգահամակարգի կայունության խախտումը: Սինքրոն անցողիկ պրոցեսը բնութագրվում է համակարգի մեկ հաճախականության աշխատանքով (մեկ աստիճանով): Էներգահամակարգում պրոցեսի բնույթը, այդ դեպքում, տատանողական է:

Հետագայում, կախված վթարի տեսակից, նրա խորությունից, տևողությունից և զարգացումից, առաջացած տատանումները, ինչպես նաև ռեզոնանսային երևույթները, կարող են հարուցել ասինքրոն ռեժիմներ (ԱՌ): Երկարատև կամ մեծ տատանումները, իրենց հերթին, կարող են բերել սինքրոնիզմի խախտմանը, ավտոմատիկայի և ռելեական պաշտպանության սարքերի կեղծ (սխալ) աշխատանքին, կասկադային վթարների զարգացմանը:

Էլեկտրամեխանիկական անցողիկ պրոցեսների բնույթը բարդ սխեմայում էականորեն տարբերվում է հասարակ սխեմաների պրոցեսներից: Բարդ սխեմայում,

գլխավորապես, վթարի խորացումը, երբ մի գծով ԱՌ է, ապա ինչ որ պատճառով այն կարող է բերել կայունության խախտմանը մեկ ուրիշ սինքրոն աշխատող տեղամասում, այսինքն՝ բերել լրացուցիչ կայունության խախտմանը:

Համակարգում լրացուցիչ կայունության խախտման հետ է կապված նրանում մի քանի ոչ սինքրոն հաճախականությունների առաջացումը: Բնութագրող դեպք է եռահաճախային համակարգը: Գործնականում, հազվադեպ դեպքերում, երեք ոչ սինքրոն հաճախականությունների առաջացումներից հետո, առանց սպասարկող անձնակազմի միջամտության, համակարգի բոլոր երեք մասերի նորից սինքրոնիզացումը, այսինքն, ռեսինքրոնիզացիան կատարվում է ավտոմատ կերպով:

Համակարգի մի մասի փոխազդեցության պատճառով՝ մյուս մասի վրա, ռեսինքրոնիզացիայի պայմանը երեք և ավելի ոչ սինքրոն հաճախականությունների դեպքում բավականին վատ է, քան երկու հաճախականությունների դեպքում: Եռահաճախականային համակարգի հաջող ռեսինքրոնիզացիայի պայմանի ամենալավ եղանակը (մեթոդը) համարվում է ոչ սինքրոն աշխատող մասերից մեկի անջատումը ամբողջ համակարգից: Այդ դեպքում համակարգի մնացած երկու ոչ սինքրոն մասերը կարող են արագ սինքրոնիզացվել:

Կայունացված ԱՌ-ը կարող է առաջանալ համակարգում հատուկ միջոցառումների բացակայության դեպքում: Այդ տեսակի ԱՌ-ի բնութագրող պայման է համակարգերի մասերի միջև միջին սահքի հաստատուն լինելը: Հետվթարային կայունացված սինքրոն ռեժիմը բնութագրվում է նրանով, որ համակարգը աշխատում է որոշ վատացված բնութագրերով՝ համեմատած նորմալ ռեժիմի հետ:

Ամբողջ ԱՌ-ի պրոցեսի վրա մեծ ազդեցություն է թողնում նաև գեներատորի և առաջնային շարժիչների (տուրբինների) կարգավորման համակարգի աշխատանքը: Այդ համակարգի խմբերին են դասվում առաջնային և երկրորդային կարգավորիչները:

Հաճախականության փոփոխման ավտոմատ սարքը (ՀՓԱՍ (АРЧВ-автоматическое регулирование частоты вращения)), որը ունի առաջնային շարժիչը (տուրբինան), էական ազդեցություն է թողնում ոչ միայն ԱՌ-ի տևողության, այլ նաև սինքրոնիզմի մեջ գտնվելու պրոցեսի վրա: Այդպիսի սարքի առկայության դեպքում (АРЧВ) սինքրոնիզացիան կարող է կատարվել այն պահին, երբ ԱՌ-ի դեպքում սահքի միջին առժեքը փոքր է դառնում սահքի թույլատրելի արժեքից, որը համարվում է նորից սինքրոնիզացիայի կամ ռեսինքրոնիզացիայի համար բավարար պայման:

Եզրակացություն: Ասինքրոն ռեժիմում յուրաքանչյուր համակարգ բնութագրվում է երկհաճախականային սխեմայով: Եռահաճախականային կամ ավելի՝ բազմահաճախականային համակարգերի դեպքում հարկավոր է էներգահամակարգը տրոհել մասերի, կոմպենսացնելով իրենց բալանսը գեներացիայով և բեռով և հետո, թողնելով մեկ զույգ երկհաճախականային մաս, ավտոմատիկայի միջոցով սինքրոնիզացնել ենթահամակարգը: Այսպես շարունակելով հասնել ամբողջ համակարգի սինքրոնիզացմանը:

Գրականություն

1. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1978.-414с.
2. Портной М. Г., Рабинович Р. С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. – М.: Энергия, 1978.-352 с.
3. Веников В. А., Погосян Т. А., Саркисян Э. А. Способ анализа результирующей устойчивости и методы его расчета. – Минск //Энергетика, 1985.№9. -С. 3-8.

**ԱՄԻՆՔՐՈՆ ՌԵԺԻՄՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿԸ ԾՇՉՐԻՏ ՄԱԹԵՄԱՏԻԿԱԿԱՆ ՍՈՂԵԼՈՎ**  
**Ս. Յովհաննիսյան**

Մաթեմատիկական մոդելավորման դեպքում ասինքրոն ռեժիմները (ԱՌ) պետք է ներկայացվեն սինքրոն գեներատորի ռոտորի և ստատորի հոսանքների փոփոխություններով, իսկ վերջիններս կախված են վթարի խորությունից և տևողությունից: Մաթեմատիկական մոդելները կարող են տարբեր լինել, կախված գեներատորային հանգույցից և վթարի տեղի հեռավորությունից: Օրինակ, գեներատորը կարող է ներկայացվել հաստատուն էլշուով, ներքին դիմադրությունից հետո, այսինքն, եթե այն էլեկտրական տեսանկյունից բավականին հեռացված են վթարի տեղից: Իսկ երբ գեներատորը մոտ է վթարի տեղին, կամ վթարը կատարվել է գեներատորի սեղմակներին, ապա պետք է փոխվի մաթեմատիկական մոդելը և ավելի մանրամասն դիտարկվի էլեկտրամագնիսական անցողիկ պրոցեսները ոչ միայն ռոտորի կոնտուրներում, այլ նաև դեմֆերային (հանդարտիչ) կոնտուրներում:

Յուրաքանչյուր գեներատորի ռոտորի շարժման հավասարումը բնութագրվում է հետևյալ ոչ գծային դիֆերենցիալ հավասարումներով.

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0 (P_{in} - P_{up} - P_{wup})}{1 - s/\omega_0},$$

որտեղ  $T_j$ -ն՝ գեներատորների մշտական իներցիան [ՍՎտ\*վ],  $\delta$ -ն՝ գեներատորի ռոտորի պտտման անկյունը հաշվարկային կետի նկատմամբ [ռադ],  $s$ -ը՝ գեներատորների սահքը [ռադ/վ] կամ [%],  $P_{in}$ -ն՝ տուրբինի հզորությունը [ՍՎտ]:

Գեներատորի ակտիվ հզորության սինքրոն բաղադրիչները որոշվում են հետևյալ արտահայտությամբ.

$$P_{up_i} = E_i^2 Y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{j=1}^n E_i E_j Y_{ij} \sin(\alpha_{ij} - \varphi_{ij}),$$

որտեղ  $E$ -ն՝ էլշուի գործող արժեքը,  $Y$ -ը՝ սեփական և փոխադարձ հաղորդականություն,  $\alpha$ -ն՝ լարման և էլշուի ֆազի շեղման անկյունը,  $\varphi$ -ն՝ կոմպլեքս դիմադրությունների լրացուցիչ անկյունները:

Հաշվարկների առաջին փուլում յուրաքանչյուր գեներատորի կողմից ծախսվում է ասինքրոն ակնթարթային հզորություն, որը որոշվում է հետևյալ արտահայտությամբ.

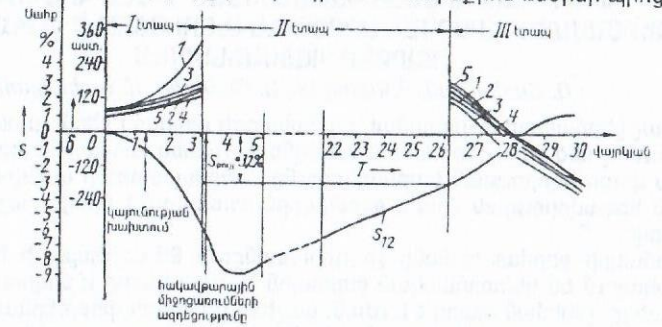
$$P_{wup} = \{P_{wup(\theta)}[1 + K \sin(\Theta - \alpha)] + P_{wup(\delta)}[1 + L \sin(\Theta - \beta)] + P_{wup(\gamma)}[1 - M \sin(\Theta - \gamma)]\},$$

$$\text{որտեղ } K = \sqrt{1 + (sT_d')^2}; \quad L = \sqrt{1 + (sT_d'')^2}; \quad M = \sqrt{1 + (sT_q'')^2};$$

$$\alpha = \arctg \frac{1}{sT_d'}; \quad \beta = \arctg \frac{1}{sT_d''}; \quad \gamma = \arctg \frac{1}{sT_q''}; \quad \Theta = 2\delta_0 - 2st.$$

որտեղ  $P_{wup(\theta)}$ -ը,  $P_{wup(\delta)}$ -ը,  $P_{wup(\gamma)}$ -ը՝ միջին ասինքրոն հզորություններ են, որոնք հարուցվում են, համապատասխանաբար, զրգոման փաթույթից և

դեմպֆերային (հանդարտիչ) կոնտուրներից,  $T_d', T_d'', T_q''$ -ները՝ սինքրոն գեներատորի տարբեր կոնտուրների ժամանակի հաստատուններն են: Այ. 1-ում պատկերված կորերը բնութագրում են ասինքրոն ռեժիմի պրոցեսը:



Այսպիսով, հավաքական միջոցառումների ազդեցությունը

երկմեքենայական սխեմային անցնելիս յուրաքանչյուր ենթահամակարգի էվոլյուցիային սահքը որոշվում է.

$$s_{1(2)} \text{ էվլվ} = \frac{\sum_{i=1}^n s_i T_{ji}}{\sum_{i=1}^n T_{ji}},$$

Այդ դեպքում երկու ասինքրոն պտտվող մասերի միջև սահքի գործող արժեքը կլինի.

$$s_{12} = s_{1\text{էվլվ}} - s_{2\text{էվլվ}}, \quad \text{կամ } s_{12} = \omega_1 - \omega_2,$$

որտեղ  $\omega_1$ -ը և  $\omega_2$ -ը՝ համապատասխանաբար, առաջին և երկրորդ համակարգերի անկյունային արագություններն են:

**Եզրակացություն**

1. Բարդ էներգահամակարգերի արդյունարար կայունության (կամ ԱՌ) հետազոտման և համակարգի հաշվարկի համար նպատակահարմար է կիրառել տապային (փուլային) հաշվարկի ալգորիթմը:
2. Արդյունարար կայունության հաշվարկը նպատակահարմար է կատարել թվային ինտեգրման ոչ բացահայտ մեթոդներով կամ բացահայտ ու ոչ բացահայտ կոմբինացված մեթոդների կիրառմամբ՝ ամենևին չկորցնելով հաշվարկի ճշտության աստիճանի մեջ:

**Գրականություն**

1. Веников В. А., Погосян Т. А., Саркисян Э. А. Анализ расчетов электромеханических переходных процессов при потере возбуждения генератора // Изв. АН. СССР. Энергетика и транспорт. -1988. -С. 174-177.
2. Саркисян Э. А. Анализ кратковременных асинхронных режимов при потере возбуждения турбогенераторов // Энергетика и транспорт. -М., 1990. -Т.36, N4. -С. 40-45.
3. Веников В. А Погосян Т. А Саркисян Э. А. Способ анализа результирующей устойчивости и методы его расчета. -Минск //Энергетика, 1985.-N9.-С. 3-8.