



---

# ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ԷՆԵՐԳԵՏԻԿ ԱՆԿԱՆՈՒԹՅԱՆ ՃԱՆԱՊԱՐՀԱՅԻՆ ՔԱՐՏԵԶ

# ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ԷՆԵՐԳԵՏԻԿ ԱՆԿԱԽՈՒԹՅԱՆ ՃԱՆԱՊԱՐՀԱՅԻՆ ՔԱՐՏԵԶ

ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՔԱՅԼԵՐ ԵՎ ՈՒՂԵՆԻՃԵՐ  
(ԱՄՓՈՓԱԳԻՐ)

Հեղինակներ՝ Տիգրան Գևորգյան, Արամ Հարությունյան, Արմեն Դանիելյան, Ռեծիս Դանիելյան,  
Գառնիկ Բայան, Սուրեն Շատվորյան (թիմի ղեկավար)

Սույն հրապարակման մեջ արտահայտած տեսակետները, մտքերն ու կարծիքները պատկանում են բացառապես հեղինակներին և չեն արտացոլում Հայաստանի գիտության և տեխնոլոգիաների հիմնադրամի քաղաքականությունն ու դիրքորոշումը:

## **Բովանդակություն**

1. ՏԵՍԼԱԿԱՆ
2. ՎԵՐԱԿԱՆԳՎՈՂ ԷԼԵՐԳԻԱՅԻ ՆԵՐՈՒԺԸ
3. ԸԱԷՄ ԿԱՌՈՒԿԱՑՔԸ ԵՎ ԷԼԵՐԳԵՏԻԿ ԱՆԿԱԽՈՒԹՅԱՆ ՄԱԿԱՐԴԱԿԸ
4. ՃԱՆԱՊԱՐՅԱՅԻՆ ՔԱՐՏԵՁ
5. ԱՄՓՈՓՈՒՄ ԵՎ ԱՌԱՋԱՐԿՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐ

# 1. Տեսլական

Էներգետիկ անկախությունը պետական ինքնիշխանության կարևոր բաղադրիչն է և, հետևաբար, սոցիալ-տնտեսական առաջընթացի անհրաժեշտ պայմաններից մեկը: Արեգակնային և հողմային էներգիայի հարուստ ռեսուրսները թույլ են տալիս զարգացնել Էլեկտրաէներգիայի մեծածավալ արտադրություն և դրանով՝ նպաստել Էներգետիկ անկախությանը: Հայաստանի Հանրապետության Էներգետիկայի ոլորտի զարգացման խնդիրները, այդ թվում՝ Էներգետիկ անկախության հիմնախնդիրները, մշտապես եղել են մանրամասն ուսումնասիրության առարկա: Այս ուսումնասիրությունը նվիրված է Հայաստանի Հանրապետության Էներգետիկ անկախության զարգացման ուղիների բացահայտմանը:

Հայտնի է, որ վերականգնվող էներգիայի աղբյուրների մեծ մասնաբաժինը Էներգահամակարգում առաջացնում է կայունության, անվտանգության և հուսալիության հետ կապված խնդիրներ, որոնց հասցեագրումը պարտադրում է գործի դնել լրացուցիչ միջոցներ: Ընդ որում, այս խնդիրների լուծումը Հայկական Էներգահամակարգում կարող է երաշխավորվել բազիսային հզորությունների՝ ջերմային և ատոմային Էլեկտրակայանների, ինչպես նաև վերջիններիս աջակցող էներգիայի պահեստավորման տեխնոլոգիաները, ինչպիսիք են՝ հիդրոկուտակիչ Էլեկտրակայանները և քիմիական կուտակիչները: Բացի այդ, որոշիչ նշանակություն կունենա միջհամակարգային կապերի ուժեղացումը, ժամանակակից ցանցային տեխնոլոգիաների կիրառումը, միկրո ցանցերի լայնածավալ զարգացումը, շուկայի կառավարման նորագույն գործիքների ու քաղաքականության ներմուծումը, որոնք, ի թիվս այլ բազմաթիվ պահանջների, անհրաժեշտ նախապայման են հանդիսանում Էներգահամակարգում վերականգնվող էներգիայի հարուստ պաշարները առավելագույնս արդյունավետ գործի դնելու համար:

Ուսումնասիրությունները ցույց են տալիս, որ մինչև 2040 թվականը Էլեկտրաէներգետիկական ներքին պահանջարկի համար գազի զրոյականացման սցենարը իրականացվում է համակարգում ատոմակայանի առկայությամբ, որի շնորհիվ պետք է ապահովվի համակարգի կայունությունը: Մինևույն ժամանակ բնական գազին վերապահվում է զուտ պահուստային նշանակություն՝ արտակարգ իրավիճակների, ատոմակայանի վերալիցքավորման, և այլ դեպքերի համար:

Տրանսպորտի ոլորտում բնական գազը կպահպանի իր նշանակությունը, թեև հանրային և մասնավոր տրանսպորտի Էլեկտրիֆիկացման արդյունքում հեղուկ վառելիքի և գազի պահանջարկը աստիճանաբար կնվազի: Ջեռուցման նպատակով բնական գազը կպահպանի իր նշանակությունը, սակայն ոլորտում այլընտրանքների՝ Էլեկտրաէներգիայի, ջերմային պոմպերի, արևային տաքացուցիչների, կենսագազի և այլն կիրառման աճը զգալիորեն կնվազեցնի բնական գազի մասնաբաժինը: Էլեկտրաէներգիայի աճող պահանջարկը ջեռուցման և տրանսպորտի ոլորտում կբավարարվի ածխածնային գազի ցածր մակարդակ պարունակող էներգիայի աղբյուրների հաշվին, ինչպիսիք են միջուկային, հիդրո, քամու, արևի, կենսագազի և այլն:

Էներգիայի ապակենտրոնացված արտադրությունը՝ ինքնավար միևնույն և միկրո ցանցերի և այլ բաշխված էներգաարտադրության համակարգերի ինտեգրումը վերջնական սապառողների հետ (օրինակ՝ Էլեկտրական մեքենաների լիցքավորիչները), կնպաստի Էլեկտրական ցանցերի բեռնաթափմանը, հետևաբար՝ ցանցում ռեժիմների կայունությանը և անվտանգության ապահովմանը:

Ընդհանուր առմամբ, մենք պատկերացնում ենք մի ամբողջական համակարգ, որտեղ բոլոր տեսակի օգուտները և ծախսերը, օրինակ՝ բնապահպանական և էներգահամակարգի կառավարման ծախսերը, կլինեն հաշվառված և արդարացիորեն բախշված բոլոր մասնակիցների միջև: Այսպիսի մոտեցմամբ ինստիտուցիոնալ լուծումները առաջնային և կարևորագույն նշանակություն կունենան գեներացնող հզորությունների ընդլայնման և բազմազանեցման համար:

Օրենսդրական առաջնահերթ լուծումներ է պահանջում նաև շահագործումից դուրս բերվող սարքավորումների՝ արևային վահանակների, էլեկտրական մեքենաների մարտկոցների և լիցքավորող կայանների և այլն վերամշակման և վնասագերծման գործընթացը:

Չայաստանի էլեկտրաէներգետիկական համակարգի՝ մինչև 2040/2050թթ. զարգացման մոդելավորումը իրականացվել է՝ հաշվի առնելով վերը նշված բոլոր նկատառումները:

## 2. ՎԵՐԱԿԱՆԳՎՈՂ ԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՆԵՐՈՒԺԸ

### Արևային Էներգիայի պաշարներ

Հայաստանում առկա է արևային Էներգիայի զգալի ներուժ: Արեգակնային Էներգիայի միջին տարեկան հոսքը հորիզոնական մակերեսի մեկ քառակուսի մետրի վրա կազմում է մոտ 1700 կՎտժ (Եվրոպայում՝ միջինը 1000 կՎտժ): Հայաստանի տարածքի մեկ քառորդը օժտված է 1850 կՎտժ/մ<sup>2</sup> արևային Էներգիայի պաշարներով: Հայաստանի Հանրապետության տարածքում արևային ճառագայթման միջին տարեկան ընդհանուր ցուցանիշը (տարվա ընթացքում հորիզոնական միավոր մակերեսին ընկնող ճառագայթումը) տատանվում է 140-ից 155 կկալ/սմ<sup>2</sup> տիրույթում:

Գնահատվել է արևային ջրատաքացուցիչ (ԱՁՏ) և ֆոտովոլտային (ՖՎ) համակարգերի ազգային Էներգետիկ անկախության բարելավման տեխնիկական ներուժը՝ վերջնական սպառման և առաջնային Էներգիայի կրճատման տեսանկյունից:

Արևային ջերմային տեխնոլոգիաները զգալի ներուժ ունեն Հայաստանում ԷլեկտրաԷներգիան և բնական գազը փոխարինելու համար:

Այս ծախսարդյունավետ տեխնոլոգիան մինչև 2041 թվականը 400 000 տանիքում ԱՁՏ-ների<sup>1</sup> արագացված տեղակայման արդյունքում ունակ է տարեկան փոխարինել մոտ 153,7 միլիոն խորանարդ մետր բնական գազ և խնայել 360 519.6 ՄՎտժ ԷլեկտրաԷներգիա, որը սպառվում է ջրատաքացման կարիքներով : Մինչև 2050 թվական այդ ծավալները կկազմեն 230.6 միլիոն մ<sup>3</sup> բնական գազ և 540 779.5 ՄՎտժ ԷլեկտրաԷներգիա:

Արևային ջերմային Էներգիայի օգտագործման փորձը ցույց է տալիս, որ չափազանց կարևոր է արդյունավետ ինստիտուցիոնալ մեխանիզմների և աջակցող քաղաքականության իրականացումը: Պետությունը կարող է ապահովել այս ծախսարդյունավետ ջրատաքացուցիչ համակարգերի օրենսդրական միջոցներով.

- զարգացնելով արևային ջերմային համակարգերի տեղական արդյունաբերությունը,
- սահմանելով բնակելի ոլորտում արևային համակարգերի կիրառմամբ պարտադրված Էներգախնայողության նորմեր,
- սահմանելով ջրատաքացման համար արևային Էներգիայի պարտադիր օգտագործմանն ուղղված նոր կանոնակարգեր սպառողների համար:

Արևային ՖՎ տեխնոլոգիաների նույն արագությամբ տարածման սուսկ բնակելի առանձնատների<sup>2</sup> տարեկան արտադրությունը կկազմի 2.16 ԳՎտժ, ինչը համարժեք է 204.6 մլն մ<sup>3</sup> բնական գազի (10.55 կՎտժ/մ<sup>3</sup> փոխակերպմամբ): Եթե տեղադրման տեմպերը պահպանվեն հետագայում, ապա 25-րդ տարվա վերջում ՖՎ համակարգերի քանակը կհասնի 560.000-ի, ընդհանուր տեղադրված հզորությունը՝ 2075.8 ՄՎտ և տարեկան արտադրանքը՝ 3.02 ԳՎտժ ԷլեկտրաԷներգիա, ինչը համարժեք է 296.7 միլիոն մ<sup>3</sup> բնական գազի:

<sup>1</sup> Ընդունվել է պայմանական ԱՁՏ համակարգ 300 լիտր տարողությամբ և 80 % արդյունավետությամբ, որի մեկ տարվա կտրվածքով միջին օրական արտադրությունը կազմում է 15.4 կՎտժ ջերմային Էներգիա:

<sup>2</sup> 400.000 տանիքների տեղադրման դեպքում միջինում 3.56 կՎտ հզորությամբ ՖՎ համակարգերի

Մինչև 2040 թվականն այս նպատակը իրատեսական է, սակայն անհրաժեշտ է գործի դնել նպատակաուղղված պետական քաղաքականություն, որում կներառվեն խրախուսման, սպառողների շահերից բխող ծրագրեր, պատշաճ տեխնիկական կարգավորումներ, շուկայական մեխանիզմների խթանման և սոցիալական աջակցության հետ առնչվող հարցեր:

Բացի այդ, արևային ՖՎ-ին համակարգերը կարող են իդեալական լուծումներ առաջարկել միկրոցանցերի և, մասնավորապես, գյուղատնտեսական միկրոցանցերի զարգացման համար՝ հնարավորություն տալով իրականացնել բաշխված էլեկտրաէներգիայի արտադրություն, սպառում և պահեստավորում, որի արդյունքում բացառվում է ցանցի ռեժիմների վրա փոփոխական աղբյուրների առկայության հետ կապված ազդեցությունները:

### Յոթմային էներգիայի պաշարները

Քամու գլոբալ առկայությունը (ՔԳԱ), որը մշակվել է 2015 թվականին Դանիայի Տեխնիկական համալսարանի կողմից, թույլ է տալիս գնահատել Յայաստանի հողմային էներգիայի ներուժը: Մեր ուսումնասիրությունը թույլ է տալիս եզրակացնել, որ Յայաստանի հողմային պաշարները թերագնահատված են: Այս փաստը սկզբունքորեն փոխում է Յայաստանում հողմային էներգիայի հեռանկարային զարգացման ընդհանուր տեսլականը:

ՔԳԱ-ի՝ այս անվճար առցանց գործիքի միջոցով կարելի է իրականացնել մի շարք ճշգրիտ ուսումնասիրություններ և ձևավորել հողմային էներգիայի արտադրության ճշգրիտ կանխատեսումներ՝ ընդհանուր ներուժի և կոնկրետ հողմակայանների համար՝ նախքան տեղում չափումներ կատարելը:

Յայաստանի տարածքում լավագույն ներուժ ունեցող յուրաքանչյուր հողմակի կամ հողմակայանի Արդյունավետության Հիմական Գործակիցը (ԱՅԳ) գերազանցում է 66 %-ը, ինչը նշանակում է մոտ 6000 ժամ/տարի: Արտադրության ընդհանուր տևողությունը կազմում է ավելի, քան 33% (մոտ 3000 ժամ/տարի):

Ներկայումս, հողմային էներգետիկայի մասնաբաժինը կազմում է էլեկտրաէներգիայի արտադրության ոչ ավել, քան 0.5%-ը: Մեր կարծիքով, ներդրումների աջակցման մեխանիզմների կիրառման դեպքում այն ողջամտորեն կարող է բավարարել Յայաստանի էլեկտրաէներգիայի ներքին պահանջարկի 10%-ը:

### Կենսազագ

Կենսազագը, չնայած զգալի էներգետիկ ներուժի, մեծ հաշվով մնում է անտեսված որպես էներգետիկ պաշար, չնայած, որ յուրացման դեպքում այն կարող է զգալի ներդրում ունենալ երկրի էներգետիկ անկախության բարձրացման գործում: Անտեսված լինելու պատճառներից է՝ նախնական կապիտալ ծախսը: Սուբսիդավորման բարենպաստ քաղաքականության դեպքում, օրինակ՝ ցածր տոկոսադրույքով վարկերի տրամադրմամբ կամ ֆինանսական այլ նորարարական մեխանիզմների կիրառությամբ հնարավոր է հիմնովին փոխել իրավիճակը:

Կենսագազը կարող է օգտագործվել նույն նպատակներով, ինչ բնական գազը, ներառյալ՝ ջեռուցումը, էլեկտրաէներգիայի արտադրությունը և վերամշակումից հետո որպես ավտոմեքենայի վառելիք: Կենսագազը ստացվում է տարբեր կենսաթափոններից՝ գյուղատնտեսական (գոմաղբ, բույսերի մնացորդներ), արդյունաբերական (կոյուղաջրի տիղմ, սննդի արտադրության թափոններ, սպանդանոցներից գոյացող թափոններ) և կենցաղային թափոններից:

Չայաստանում գործում են անասնապահական շուրջ 170 հազար անհատական և կոլեկտիվ տնտեսություններ: Եթե կենսագազի արտադրությանը ներգաված \$երմերային տնտեսությունների քանակը տասը տարվա ընթացքում հասնի 2880-ի շուրջ 155000 հԵԱ գլխաքանակով, ապա կենսագազի արտադրության ծավալը համեմատելի կլինի մոտ 70 միլիոն խորանարդ մետր ներկրվող բնական գազի հետ: Բարձր տնտեսական արդյունավետության մասին վկայում է ներդրումների վերադարձի ժամկետը՝ 3-ից 4 տարի:

Կենսագազի արդյունաբերական արտադրության մեկ այլ հիմնական աղբյուր են հանդիսանում կենցաղային կոշտ թափոնների (ԿԿԹ) հեռացման վայրերը: Չայաստանում ԿԿԹ-ից էներգիայի արտադրության միջին տարեկան ծավալն այսօր գնահատվում է 1600 մետրիկ տոննա/օր:

Չայաստանում կենսագազի արդյութրությունը հաջողությամբ զարգացնելու համար աջակցող ինստիտուցիոնալ քաղաքականության հետ մեկտեղ անհրաժեշտ է իրականացնել աշխատուժի պատրաստման ծրագրեր: Քաղաքականությունը պետք է ներառի, բայց չսահմանափակվի հետևյալ խնդիրներով.

- կենսագազի տեխնոլոգիաների քարոզչություն,
- որոշակի մեծություն ունեցող անասնապահական տնտեսությունների համար գոմաղբի պարտադիր \$երմենտացիայի սահմանում,
- գոմաղբից էներգիայի արտադրությունը խթանող նպատակաուղղված քաղաքականության իրականացում՝ փոքրածավալ \$երմենտացիայի \$ինանսավորման համար հատուկ սխեմաների կիրառում, որոնք կապահովեն \$երմերների էներգետիկ անկախության և անվտանգության ավելի բարձր աստիճան, սննդի պատրաստման և ջեռուցման համար պինդ վառելիքի օգտագործման նվազեցում, անտառահատումների կրճատում,
- փոքրածավալ \$երմենտացիայի գործարկման, պահպանման և անվտանգության ուսուցման հնարավորություն:

### Կենսազանգված

Չայաստանում 1990 թվականների կեսերին իրականացված հետազոտությունների արդյունքում, հաշվի առնելով էներգետիկ մշակաբույսերի, ինչպիսիք են արագ աճող ծառերի աճեցման հնարավորությունը և գյուղատնտեսական գործունեության մնացորդների հարակից հասանելիությունը, ընտրվել են երեք հարթակներ: Չայաստանի հարավ-արևմուտքում՝ Արարատյան դաշտավայրում, կարող է արտադրվել բավականաչափ կենսազանգված 25-35 ՄՎտ հզորությամբ կաթսաներում այրելու համար: Կենսազանգվածի մոտ 63%-ը կարելի է ստանալ հատուկ մշակաբույսերից չօգտագործվող կամ որակազրկված գյուղատնտեսական հողերից, և լրացուցիչ՝ գյուղատնտեսական գործունեության մնացորդներից: Երկրորդ հարթակում, որը գտնվում է Չայաստանի



կենտրոնական շրջանում՝ Սևանա լճի ավազանում, կարող է արտադրել բավականաչափ կենսազանգված 35 ՄՎտ հզորությամբ տեղակայանքի համար Յրագրան քաղաքում, ընդ որում կենսազանգվածի 58 %-ը կստացվի այդ նպատակով աճեցված ծառատեսակներից, իսկ մնացած մասը՝ առկա տնկարկներից: Երրորդ հարթակը գտնվում է Հայաստանի հյուսիս-արևելքում, որը բնութագրվում է բնութան ավելի ցուրտ պայմաններով: Անտառային մնացորդները և Էներգետիկ մշակաբույսերը կկարողանան ծածկել կենսազանգվածի պահանջարկի ընդամենը 10%-ը: Այս տեղանքից ստացված կենսազանգվածը բավարար կլինի ապահովելու Վանաձորում 20 ՄՎտ հզորությամբ համակարգի մատակարարումը:

Կարճաժամկետ ապագայում նպատակահարմար է զարգացնել ռոտացիայի կարճ շրջան ունեցող Էներգետիկ մշակաբույսերի լայնածավալ տնկարկներ՝ հիմնականում վառելիքայտի և երկրորդ հերթին՝ Էլեկտրաէներգիայի արտադրության պահանջարկը ապահովելու համար: Ջերմոցային գազերի արտանետումների և ածխածնային վառելիքների օգտագործման ծավալների նվազեցմանն ուղղված միջոցառումները նույնպես կարող են հանդիսանալ այս ծրագրի անբաժանելի մաս և պետք է հաշվի առնվեն առաջարկվող ներդրումային սխեմայի տնտեսական հիմնավորման ժամանակ:

### Կենսաէթանոլ

Արդյունաբերական ծավալով կենսաէթանոլի օգտագործման տեխնիկատնտեսական նախնական ուսումնասիրության հիմնական դրույթներն են.

- Հետազոտական մանդատով սահմանվել է խառնուրդի 10 տոկոսանոց չափաբաժին որպես խթան Հայաստանում կենսաէթանոլի նոր արդյունաբերության զարգացման համար

- Կենսաէթանոլի արտադրության առավել հարմար հումքի տեսակներն են՝ գետնախնձորը, անասնակեր եգիպտացորենը, քաղցր սորգոն և եղերգը:

- Կենսաէթանոլի նոր արդյունաբերության զարգացման համար նախընտրելի է տարբեր վայրերում մեկնարկել մի քանի (2-3) փոքր վերամշակող օբյեկտներ:

- Կենսաէթանոլը որպես վերականգնվող Էներգիայի պաշար դասակարգելու և ճանաչելու համար անհրաժեշտ է լայնորեն վերանայել ինստիտուցիոնալ, իրավական և կարգավորող դաշտը:

Չնայած մեկ լիտր կենսաէթանոլը պարունակում է մոտավորապես 30% ավելի քիչ Էներգիա, քան բենզինը, բիոէթանոլն ունի ավելի բարձր օկտանային թիվ, ինչը այն դարձնում է արժեքավոր բաղադրիչ ավելի թանկ միջին և պրեմիում բենզինի հետ խառնուրդներում: Տեղական արտադրության կենսաէթանոլը չի ենթարկվի ներմուծման հարկի:

Հայաստանի կախվածությունը ներմուծվող բենզինից և դրանով պայմանավորված բենզինի բարձր գինը նպաստում է կենսաէթանոլի տեղական արտադրության հնարավորությունների իրացմանը:

### Հիդրոէներգետիկա

Հիդրոէներգետիկայի ոլորտում Հայաստանի Հանրապետության պետական քաղաքականությունն ու ռազմավարական նպատակները սամանված են այս ոլորտի համար ընդունված նորմատիվ դաշտով և ռազմավարական զարգացման ծրագրերով: Նոր ՀԷԿ-երի զարգացման հնարավորությունները հիմնականում արտացոլված են 2016 թվականի դեկտեմբերի 29-ին ընդունված ՀՀ հիդրոէներգետիկայի զարգացման դրույթներում: Գործող ՓՀԷԿ-երի արտադրողականության բարձրացման մարտահրավերը կապված է միջազգային տեխնիկական և բնապահպանական ստանդարտներին համապատասխանեցման հետ:

Նախատեսվում է ՓՀԷԿ-երի քանակի հետագա աճ: Սակայն այս աճի արագությունը աստիճանաբար կնվազի տնտեսապես մատչելի հիդրոէներգետիկ պաշարների սպառման և բնապահպանական պահանջների խստացման պատճառով:

Էներգետիկայի ոլորտի զարգացման ծրագրի համաձայն՝ նախատեսվում է հիդրոկուտակիչ էլեկտրոտակայանի (ՀԿԷԿ) գործարկումը: ՀԿԷԿ-երը, որպես կանոն, չեն դիտարկվում որպես վերականգնվող էներգիայի աղբյուր, սակայն հանդիսանում են արդյունավետ գործիք բեռնվածքի կորի հարթեցման համար:

### 3. ԸԱԷՄ ԿԱՌՈՒՑՎԱՑՔԸ ԵՎ ԷՆԵՐԳԵՏԻԿ ԱՆԿԱԽՈՒԹՅԱՆ ՄԱԿԱՐԴԱԿԸ ԸՍՏ ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ

Հայաստանի Հանրապետության Էներգետիկ անկախության մակարդակը գնահատվել է 2030, 2040 և 2050 թվականների համար իրականացված կանխատեսումների հիման վրա:

Ուսումնասիրությունը հիմնվել է տարբեր հուսալի աղբյուրների տվյալների և կանխատեսումների վրա, այդ թվում՝ երկրի ակնկալվող տնտեսական զարգացումը, Նոր արտադրական հզորությունների գործարկումը, սպառման տարբեր ոլորտներում (ներառյալ՝ արդյունաբերությունը, գյուղատնտեսությունը, սպասարկումը, բնակելի հատվածը, տրանսպորտը, ոչ Էներգետիկ նպատակով սպառումը) պահանջարկի փոփոխության միտումները, Էներգետիկ ոլորտի զարգացման ծրագրերը և այլն: Հիմնվելով մանրակրկիտ ուսումնասիրության արդյունքների վրա՝ ձևավորվել են Հայաստանի Հանրապետության վառելիքի և Էներգիայի զարգացման հաշվեկշիռների երեք տարբեր սցենարներ: Այս երեք սցենարները՝ Բազայինը, Արագացվածը և Ազդեսիվը, միմյանցից տարբերվում են ցուցանիշներով, որոնց մանրամասն նկարագիրը բերված է ճանապարհային քարտեզի ամբողջական տարբերակում:

Էներգետիկ հաշվեկշիռի հիմնական ցուցանիշներից մեկը առաջնային Էներգիայի աղբյուրների մատակարարումն է (ԱԷՄ): Հաշվարկները իրանացվել են Էներգիայի պաշարների անվանական մեծությունների նորմալացված միավորների փոխակերպման եղանակով: Միջազգային Էներգետիկ գործակալության (ՄԷԳ) ստանդարտների համաձայն, որպես պայմանական միավոր օգտագործվում է տոննա նավթային համաժեքը (տնհ), հաշվարկված կոնկրետ Էներգետիկ պաշարի ջերմարտադրության գործակցի հիման վրա:

Բազային սցենարը ընդգրկում է հաղորդման ցանցի զարգացման բոլոր կողմերը՝ Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի 2040թ. անվտանգությունը, պաշտպանվածությունը և հուսալիությունը: Այն մշակվել է Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի աշխատանքային ռեժիմների ճշգրիտ մոդելավորման և պլանավորման հիման վրա՝ հաշվի առնելով տարբեր գործոններ, ինչպիսիք են Էներգետիկ համակարգի շահագործման հուսալիության և անվտանգության չափորոշիչները, վառելիքի և Էներգիայի հաշվեկշիռների մշակման սկզբունքները, Էներգետիկ պաշարների բազմազանեցումը և Էներգետիկ ոլորտի անվտանգությանը և անկախությանը ներկայացվող պահանջները: Թեև որպես հիմնական թիրախ սահմանվել է 2040 թվականը, ուսումնասիրությունը դիտարկել է մինչև 2050 թ. զարգացման հեռանկարները՝ հաշվի առնելով ընդհանուր Էլեկտրական ցանցերում հողմային և արևային Էլեկտրակայանների ինտեգրման և ընդլայնման հնարավորությունները:

Արագացված սցենարով ենթադրվում է, որ բազային սցենարի 2050թ. նպատակները կիրականցվեն 2040թ., որի իրագործումը մեծապես կախված է կիրառվելիք տեխնոլոգիաների տնտեսական մատչելիությունից և զարգացման աստիճանից: Տեխնոլոգիական և տնտեսական զարգացման ներկայիս միտումները ցույց են տալիս, որ Արագացված սցենարի իրագործելիությունը համեմատաբար մեծ հավանականություն ունի: Արագացված սցենարի համար նույնպես իրականացվել է հաղորդման համակարգի պլանավորում՝ հաշվի առնելով բոլոր հիմնական ասպեկտները՝ Էլեկտրաէներգետիկ համակարգի աշխատանքային ռեժիմների ճշգրիտ մոդելավորման և պլանավորման միջոցով, այն նույն սկզբունքներով, ինչ բազային սցենարի համար: Հիմնական

տարբերությունն այն է, որ Արագացված սցենարով առաջարկված պլանի փոփոխման հավանականությունը ավելի մեծ է, քան Բազային սցենարում: Այս դեպքում կպահանջվի հաղորդման համակարգի պլանի վերանայում:

Ազրեսիվ սցենարը ենթադրում է Արագացված սցենարի համեմատ քամու և արևային էներգիայի էապես ավելի բարձր ինտեգրում:

- արևային \$Կ տեղակայանքներում մոտ 2.5 անգամ ավելի շատ արտադրություն,
- ջրատաքացուցիչ արևային տեղակայանքներում՝ մոտ 1.5 անգամ ավելի շատ,
- հողմային էլեկտրակայաններում՝ մոտ 1.4 անգամ ավելի շատ:

Այս սցենարի հիմնավորումը պահանջում է իրականացնել ավելի խորը հետազոտություն, որը, ի թիվս այլոց, պետք է հաշվի առնի բաշխիչ և հաղորդման ցանցերի էական հզորացման անհրաժեշտությունը, պահեստավորման տեխնոլոգիաների ստեղծումը, ինչպիսիք են հաղորդման համակարգերում հիդրոկուտակիչ կայանները, կամ ներցանցային և արտացանցային ինքնավար արևային ֆոտովոլտային տեղակայանքների ցածր լարման ցանցերում լիթիում-իոնային մարտկոցների օգտագործումը, կամ դրանց համատեղ տարբերակների իրականացումը:

Ազրեսիվ սցենարով բաշխման և հաղորդման ցանցերի խորացված պլանավորում չի իրականացվել, ինչպես դա արվել է Բազային և Արագացված սցենարների համար: Դա պայմանավորված է Ազրեսիվ սցենարի գնահատման համար անհրաժեշտ վերևում արդեն նշված գործոնների առաջացման ժամկետների և պայմանների անորոշությամբ: Հաղորդման համակարգի պլանավորման հետ կապված մոդելավորման, հաշվարկների և արդյունքների մանրամասները նկարագրված են ճանապարհային քարտեզի հիմնական մասում:

Ստորև բերված աղյուսակներում ներկայացված են անվանական միավորներով արտահայտված հիմնական վառելիքաէներգետիկ պաշարների 2040 թ. կանխատեսվող հաշվեկշիռները:

## 2040 թ. էլեկտրաէներգիայի հաշվեկշիռ, մլն կՎտժ

N	Բազային	Արագացված	Ազրեսիվ
1. Ներմուծում	0.0	0.0	0.0
2. Արտահանում	-6556.4	0.0	0.0
3. Պահուստների փոփոխություն	0.0	-992.7	0.0
4. Ատոմային էլեկտրակայաններ (ՋԷԱ*)	6320.0	6320.0	6320.0
5. Ջերմային էլեկտրակայաններ (ՋԷԱ)	4733.0	0.0	0.0
6. Ջերմային և էլեկտրական էներգիաների համակցված արտադրություն (ՋՁԱ)	13.3	13.3	13.3
7. Փոխակերպման այլ եղանակներ	0.0	0.0	0.0
8. Հիդրոէլեկտրակայաններ (ՋԷԱ)	1396.0	1396.0	1396.0
9. Փոքր հիդրոէլեկտրակայաններ (ՋԷԱ)	820.0	820.0	820.0
10. Հողմային էլեկտրակայաններ (ՋԷԱ)	1340.0	1340.0	1900.0
11. Արևային էլեկտրակայաններ (ՋԷԱ)	1901.0	2605.0	6544.8
12. Ոլորտի սեփական կարիքներ	-863.3	-705.2	-930.2
13. Հաղորդման և բաշխման կորուստներ	-580.0	-580.0	-580.0
14. Արդյունաբերություն	-3361.8	-3361.8	-3361.8

N	Բազային	Արագացված	Ազդեսիվ
15. Տրանսպորտ	-104.6	-757.1	-1895.5
16. Տնային տնտեսություններ	-2775.7	-3617.4	-7301.5
17. Գյուղատնտեսություն	-102.0	-107.2	-185.8
18. Սպասարկում	-2179.5	-2373.0	-2739.3
<b>Ընդամենը արտադրություն</b>	<b>16523.3</b>	<b>12494.3</b>	<b>16994.1</b>
<b>Ընդամենը սպառում</b>	<b>-16523.3</b>	<b>-12494.3</b>	<b>-16994.1</b>

\* ՉԷԷԱ՝ հիմնականում էլեկտրաէներգիայի արտադրություն

### 2040 թ. բնական գազի հաշվեկշիռ, մլն մ<sup>3</sup>

N	Բազային	Արագացված	Ազդեսիվ
1. Ներմուծում	3128.6	1610.3	1084.6
2. Արտահանում	0	0.0	0.0
3. Պահուստների փոփոխություն	0	0.0	0.0
4. Ատոմային էլեկտրակայաններ (ՉԷԷԱ)	0.0	0.0	0.0
5. Ջերմային էլեկտրակայաններ (ՉԷԷԱ)	-972.0	0.0	0.0
6. Ջերմային և էլեկտրական էներգիաների համակցված արտադրություն (ՉՋԱ)	-3.8	-3.8	-3.8
7. Հիդրոէլեկտրակայաններ (ՉԷԷԱ)	0	0.0	0.0
8. Փոքր հիդրոէլեկտրակայաններ (ՉԷԷԱ)	0	0.0	0.0
9. Հողմային էլեկտրակայաններ (ՉԷԷԱ)	0	0.0	0.0
10. Արևային էլեկտրակայաններ (ՉԷԷԱ)	0	0.0	0.0
11. Փոխակերպման այլ եղանակներ	0	0.0	0.0
12. Ոլորտի սեփական կարիքներ	-5.9	-5.9	-6.4
13. Հաղորդման և բաշխման կորուստներ	-83.3	-83.3	-124.0
14. Արդյունաբերություն	-399.6	-399.6	-399.6
15. Տրանսպորտ	-633.5	-443.5	-172.6
16. Տնային տնտեսություններ	-668.9	-465.0	-143.0
17. Գյուղատնտեսություն	-131.0	-131.0	-166.0
18. Սպասարկում	-230.7	-78.2	-69.2
<b>Ընդամենը արտադրություն</b>	<b>3128.6</b>	<b>1610.3</b>	<b>1084.6</b>
<b>Ընդամենը սպառում</b>	<b>-3128.6</b>	<b>-1610.3</b>	<b>-1084.6</b>

### 2040 թ. շարժիչային բեռների հաշվեկշիռ, տ

N	Բազային	Արագացված	Ազդեսիվ
1. Ներմուծում	200900.9	160842.7	111879.3
2. Արտահանում			0.0
3. Պահուստների փոփոխություն			0.0
4. Ոլորտի սեփական կարիքներ			
5. Հաղորդման և բաշխման կորուստներ			
6. Ոչ էներգետիկ նպատակով սպառում	-20.1	-20.1	-20.1

7.	Արդյունաբերություն	-79.1	-79.1	-79.1
8.	Տրանսպորտ	-200288.7	-160230.4	-111267.0
9.	Տնային տնտեսություններ	-513.0	-513.0	-513.0
10.	Գյուղատնտեսություն			0.0
11.	Սպասարկում			0.0
	<b>Ընդամենը արտադրություն</b>	<b>200900.9</b>	<b>160842.7</b>	<b>111879.3</b>
	<b>Ընդամենը սպառում</b>	<b>-200900.9</b>	<b>-160842.7</b>	<b>-111879.3</b>

**2040 թ. դիզեյային վառելիքի հաշվեկշիռ, տ**

N	Բազային	Արագացված	Ազդեսիվ
1. Ներմուծում	177993.4	147395.0	113529.4
2. Արտահանում	0.0	0.0	0.0
3. Պահուստների փոփոխություն			0.0
4. Ոլորտի սեփական կարիքներ			
5. Հաղորդման և բաշխման կորուստներ			
6. Ոչ էներգետիկ նպատակով սպառում	-1735.4	-1735.4	-1735.4
7. Արդյունաբերություն	-15226.3	-15028.2	-15028.3
8. Տրանսպորտ	-143338.4	-114670.7	-86003.0
9. Տնային տնտեսություններ	-366.7	-366.7	-366.7
10. Գյուղատնտեսություն	-17326.6	-15593.9	-10396.0
11. Սպասարկում			0.0
<b>Ընդամենը արտադրություն</b>	<b>177993.4</b>	<b>147395.0</b>	<b>113529.4</b>
<b>Ընդամենը սպառում</b>	<b>-177993.4</b>	<b>-147395.0</b>	<b>-113529.4</b>

Յուրաքանչյուր սցենարում էներգետիկ անկախության մակարդակը գնահատելու համար որոշվել են ընդամենը առաջնային էներգիայի մատակարարման (ԸԱԷՄ) քանակները և հաշվարկվել են էներգետիկ անկախության գործակիցները (ԷԱԳ): Համեմատական վերլուծության նպատակով բերված են նաև 2020 թվականի՝ Պատմական ցուցանիշները՝ հաշվարկված ՀՀ վիճակագրական կոմիտեի կողմից հրապարակված պաշտոնական տվյալների հիման վրա: Այս ցուցանիշները՝ արտահայտված պայմանական միավորներով, 2040թ. համար ներկայացված են ստորև աղյուսակում:

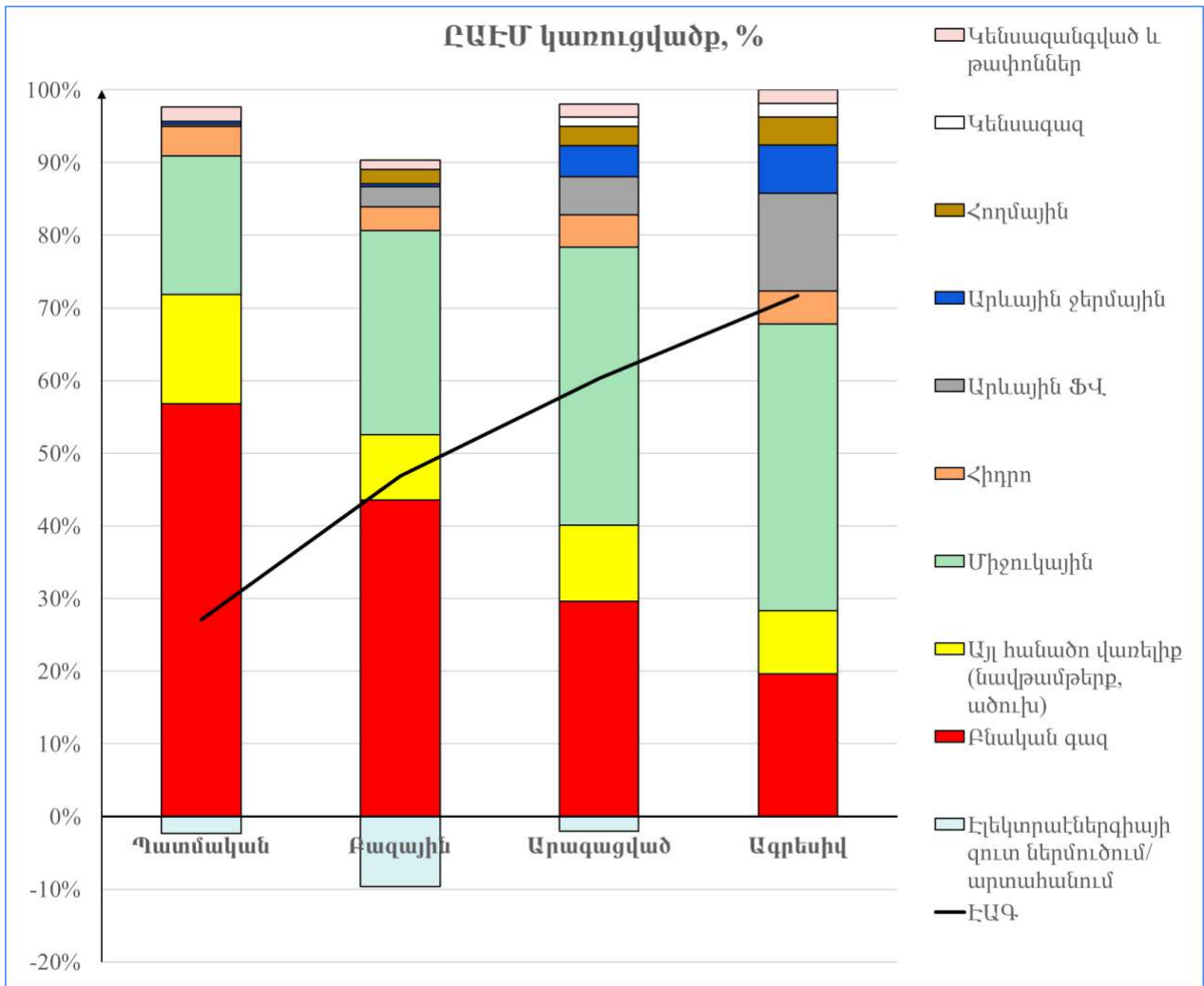
**ԸԱԷՄ կառուցվածքը պայմանական միավորներով և ԷԱԳ ըստ սցենարների, 2040**

Ընդամենը Առաջնային Էներգիայի Մատակարարում, (ԸԱԷՄ), կտ նհ	Էլեկտրաէներգիայի ուտոնեում/արտահանում	Բնական գազ	Այլ հանածո վառելիք (նավթ, ածուխ)	Միջուկային	Հիդրո	Արևային	Ջերմային	Կենսազգաց	Կենսազգաց	Կենսազգաց	ԸՆԴԱՄԵՆԸ	ԷԱԳ, %
Պատմական	-87.1	2141.2	568.1	718.2	152.9	11.7	14.3	0.2	75.9	3595.4	27.1	
Բազային	-563.7	2554.9	524.4	1646.7	190.5	163.5	23.9	115.2	75.9	4731.3	46.8	
Արագացված	-85.4	1276.3	450.6	1646.7	190.5	224.0	183.8	115.2	55.3	4132.9	60.3	
Ագրեսիվ	0	818.2	364	1646.7	190.5	562.8	275.7	163.4	78.6	4175.8	71.7	

Ստորև բերված պատկերում ներկայացած են 2040թ. ԸԱԷՄ կառուցվածքը տոկոսային արտահայտությամբ և Էներգետիկ անկախության գործակից (ԷԱԳ) արժեքները ըստ դիտարկված սցենարների:

**ԸԱԷՄ կառուցվածքը %-ով և ԷԱԳ ըստ սցենարների, 2040թ.**



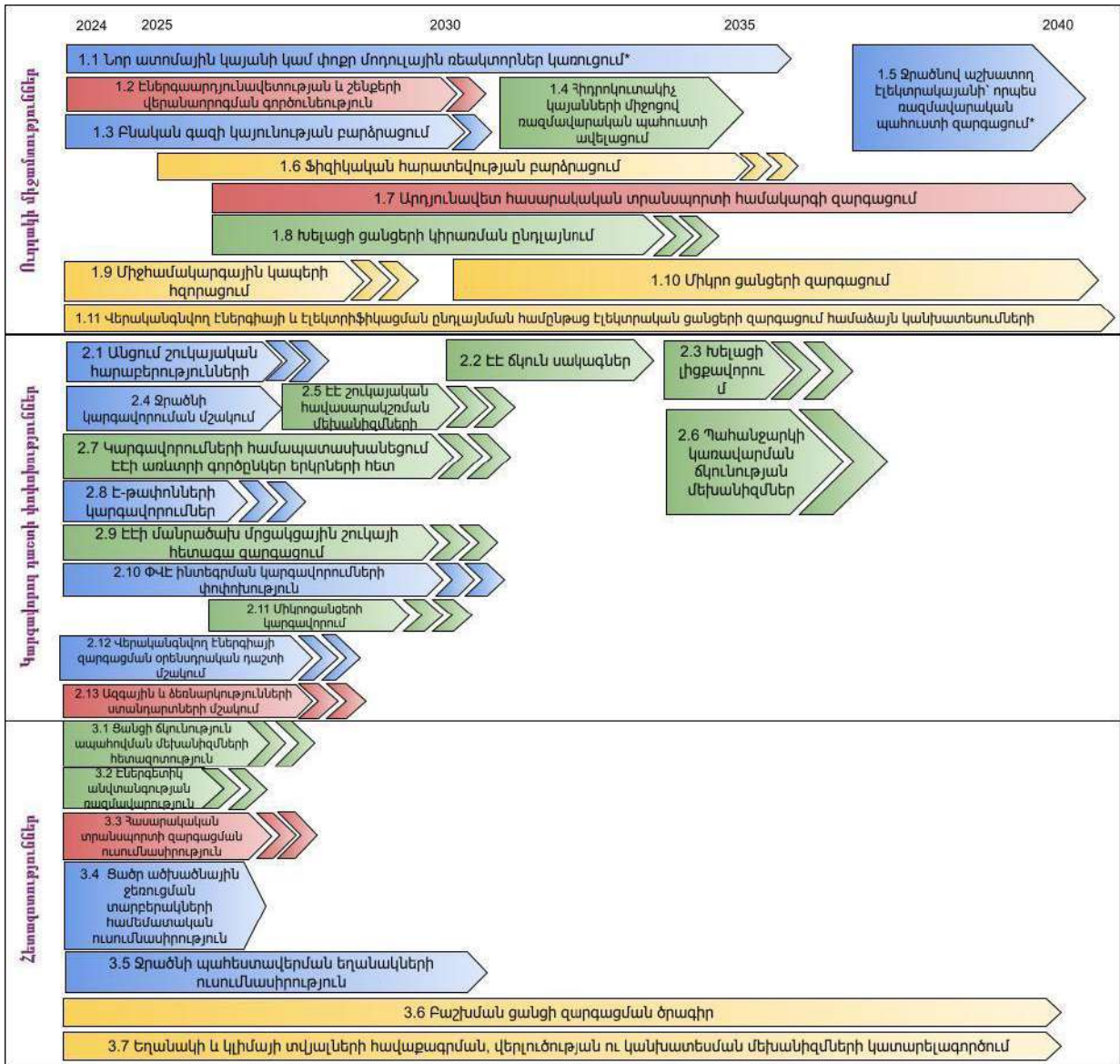


Չարկ է նշել, որ վերը ներկայացված թվերն ամբողջությամբ չեն արտացոլում և, հավանաբար, թերագնահատում են ճանապարհային քարտեզում առաջարկվող քայլերի հնարավոր ազդեցությունը: Սույն ճանապարհային քարտեզում ներկայացված որոշ քայլերի, ինչպիսիք են հասարակական տրանսպորտում տեղի ունեցող փոփոխությունների նոր միտումները, երկրաջերմային էներգիայի զարգացումը, էներգաարդյունավետության միջոցառումները և այլն, քանակական ազդեցությունները որոշվել են որակական վերլուծությունների հիման վրա և պահանջում են առանձին ուսումնասիրություն, քանի որ դրանց ազդեցությունը կարող է լինել ավելի նշանակալից:

### 3. ՃԱՆԱՊԱՐՅԱՅԻՆ ՔԱՐՏԵԶ

Ստորև բերված գծապատկերում ներկայացված են ճանապարհային քարտեզում առաջարկվող այն գործողությունները, որոնք պետք է ձեռնարկվեն մինչև 2040 թվականը՝ Էներգետիկ անկախության հնարավորինս բարձր մակարդակների հասնելու համար:

Առաջարկվող գործողությունները խմբավորված են երեք կատեգորիայի: Ուղղակի միջամտությունները ենթադրում են գործողություններ, որոնք պետք է ուղղակիորեն ձեռնարկվեն կենտրոնացված որոշումների կայացմամբ՝ ներկայանալով որպես շուկայից դուրս մեխանիզմներ: Կարգավորող բարեփոխումները ենթադրում են գործողություններ, որոնց նպատակն է այնպիսի շուկաների և ծառայությունների խթանում կամ ստեղծում, որոնք կարևոր նշանակություն կունենան Էներգետիկ անկախության հնարավորինս բարձր մակարդակի հասցնելու համար: Դա, իր հերթին, կհանգեցնի վերականգնվող Էներգիայի արտադրության, ցածր ածխածնային տեխնոլոգիաների և այլ փոփոխությունների զարգացման ավելի բարձր տեմպերի՝ հիմնված հիմնականում շուկայական մեխանիզմների վրա:



Վերջապես, հետազոտական գործողությունները պետք ուղված լինեն մի շարք ուսումնասիրությունների և իմիտացիոն մոդելավորման իրականացմանը, որոնք հիմք կհանդիսանան կարգավորող մեխանիզմների ստեղծմանը և ներդրումների ներգրավմանն ուղղված որոշումների կայացման համար:

Առաջարկվող գործողությունների իրականացումը հաջորդական է և ունի որոշակի նախադրյալներ՝ ներկայացված քայլերի տեսքով (տե՛ս գծապատկերը): Դրանք ուրվագծված են ստորև բերված յուրաքանչյուր փուլի ավելի մանրամասն նկարագրության մեջ:

Քայլերը, որպես այդպիսին, անկախ են սցենարներից, սակայն որոշ առաջարկվող գործողություններ պայմանավորված են տեխնոլոգիական զարգացումներով: Դրանք նշված են աստղանիշով և նկագրված են ենթակետերի վերջում:

Բացի խմբավորելուց, քայլերը գունավորվում են ըստ Ըներգետիկայի այն ոլորտի, որին դրանք հիմնականում ուղղված են: Այս գունավորվումը կատարվել է հետևյալ սկզբունքով.

- կապույտ գույնով նշված քայլերը վերաբերում են մատակարարման ոլորտին,
- կարմիր գույնով նշված քայլերը հիմնականում վերաբերվում են սպառման ոլորտին,
- դեղին գույնով նշված քայլերը վերաբերում են հաղորդման ցանցի ենթակառուցվածքին,
- կանաչ գույնով նշված քայլերը վերաբերում են էներգետիկ ենթակառուցվածքների շահագործման և կարգավորման հարցերին:

## **Ուղղակի միջամտություններ**

### 1.1 Նոր ատոմային կայանի կամ փոքր մոդուլային ռեակտորների կառուցում (2024 - 2036)

#### *Նախապայմաններ՝ չկան*

Այս քայլը ենթադրում է միջուկային էներգիայի համապատասխան տեխնոլոգիայի և մատակարարի ընտրություն, Մեծամորի ԱԷԿ-ին փոխարինող միջուկային նոր կայանի կառուցում և մինչև 2036թ. շահագործման հանձնում: Արդյունքում կապահովվի բազային էներգիայի հուսալի հասանելիություն ողջ ժամանակահատվածի համար:

### 1.2 Էներգաարդյունավետության և շենքերի վերանաորոգման գործունեություն (2024 – 2030)

#### *Նախապայմաններ՝ չկան*

Սա ենթադրում է Էներգաարդյունավետության ոլորտում (ինչպես առաջնային էներգիայի մատակարարման, այնպես էլ սպառման ոլորտում) ծրագրերի և գործողությունների իրականացում՝ համաձայն հաստատված նորմատիվ փաստաթղթերի, ինչպիսին, օրինակ, 2022-2030թթ. Էներգախնայողության և վերականգնող էներգիայի ազգային ծրագիրն է: Ակնկալվում է էներգիայի սպառման և էներգամատակարարման կորուստների նվազում:

### 1.3 Բնական գազի կայունության բարձրացում (2024 – 2030)

#### *Նախապայմաններ՝ չկան*

Այս քայլը ենթադրում է բնական գազի առկա մատակարարների պահպանում, ինչպես նաև գազի ազգային սպառումը ապահովելու նպատակով ռազմավարական պլանավորում և միջկառավարական համաձայնագրերի առկայություն: Այն ներառում է նաև Աբովյանի ստորգետնյա բնական գազի պահուստարանի ընդլայնում՝ բնական գազի ռազմավարական պահուստ ապահովելու նպատակով:

Արդյունքում կապահովվի բնական գազի մատակարարման հուսալիություն:

### 1.4 Հիդրոկուտակիչ կայանների միջոցով ռազմավարական պահուստի ավելացում (2031 – 2035)

*Նախապայմաններ՝ տես 3.1. Ցանցի ճկունության ապահովման մեխանիզմների հետազոտություն*

Էլեկտրական ցանցի օրեկան հաշվեկշռման նպատակով հիդրակուտակիչ Էլեկտրատեղակայանքի կառուցում (մինչև 450 ՄՎտ հզորությամբ)՝ որպես ոչ շուկայական մեխանիզմ:

Արդյունքում կապահովվի Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կայունությունը և վերականգնվող արտադրության ինտեգրման աստիճանի բարձրացումը:

1.5 Ջրածնով աշխատող Էլեկտրակայանի՝ որպես ռազմավարական պահուստի զարգացում\* (2037 – 2050)

*Նախապայմաններ՝ տես 2.4 Ջրածնային լուծումների կարգավորման զարգացում, 3.1 Ցանցի ճկունության ապահովման մեխանիզմների հետազոտություն, 3.5 Հայաստանում ջրածնի պահուստավորման տարբերակների ուսումնասիրում*

Իբրև ռազմավարական պահուստ ջրածնային հիմքով աշխատող Էլեկտրակայանի զարգացում (հնարավոր է գոյություն ունեցող համակցված ցիկլով աշխատող գազատուրբինային կայանի վերակառուցման միջոցով), որը կաշխատի որպես շուկայականից դուրս մեխանիզմ՝ Էլեկտրաէներգետիկական համակարգում դեֆիցիտի առաջացման դեպքում: Արդյունքում կապահովվի Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կայունության բարձրացում և տեղական աղբյուրների երկարաժամկետ պահեստի առկայություն:

\*Ջրածնային տեխնոլոգիաների զարգացվածության մակարդակը, պահեստարանների առկայությունը, և ջրածնի տեղական արտադրության հնարավորինս ցածր արժեք:

1.6 Ֆիզիկական հարատեվության բարձրացում (2025 – 2035)

*Նախապայմաններ՝ տես 3.2 Էներգետիկ անվտանգության ռազմավարության մշակում*

Լրացուցիչ միջոցառումների իրականացում՝ Էներգետիկ ենթակառուցվածքները ֆիզիկական վնասվածքներից պաշտպանելու համար:

1.7 Արդյունավետ հասարակական տրանսպորտի համակարգի զարգացում (2024 – 2040)

*Նախապայմաններ՝ տես 3.3 Հասարակական տրանսպորտի տարբերակների ուսումնասիրում*

Ազգային մակարդակում արդյունավետ հասարակական տրանսպորտի համակարգի ներդրում, որտեղ նախապատվությունը կտվի Էլեկտրաֆիկացմանը կամ այլ տեղական պաշարների (օրինակ՝ կենսաէթանոլի) օգտագործմանը: Այս քայլի արդյունքում կնվազի տրանսպորտային համակարգի կախվածությունը ներմուծվող հանածո վառելիքից:

1.8 Խելացի գանգերի կիրառման ընդլայնում (2025 – 2035)

*Նախապայմաններ՝ տես 3.2 Էներգետիկ անվտանգության ռազմավարության մշակում*

Ենթադրում է մի շարք խելացի լուծումների իրականացում՝ Էլեկտրական ցանցի վերահսկումը և կառավարումը բարելավելու նպատակով: Այս քայլի իրականացումը թույլ կտա, ի թիվս այլոց, բարձրացնել հոսքաբաշխման արդյունավետությունը, ցանցի կայունությունը, փոփոխական վերականգնվող արտադրության ինտեգրումը, կայունացված ռեժիմների կառավարումը: Քայլը ներառում է կիրբերանվտանգության

կենտրոնի ստեղծում՝ էլեկտրական ցանցերի և թվային շուկաների աշխատանքի ստուգման և մշտադիտարկման նպատակով:

1.9 Միջհամակարգային կապերի հզորացում (2024 – 2028)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Իրանի և Վրաստանի, ինչպես նաև հեռանկարում ԵՄ-ի հետ առևտուր իրականացնելու նպատակով էլեկտրաէներգիայի փողոսները ապահովող լրացուցիչ հզորությունների կառուցում: Այս քայլի իրականացումը թույլ կտա բարձրացնել էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կայունությունը և փոփոխական վերականգնվող արտադրության ինտեգրման մակարդակը:

1.10 Միկրո ցանցերի զարգացում (2030 – 2040)

*Նախապայմաններ՝ տես 1.8 Խելացի ցանցերի կիրառման ընդլայնում, 2.10 ՓՎԷ արտադրողներին ցանցին ինտեգրելու նպատակով կարգավորումների փոփոխություն, 2.11 Միկրոցանցի կարգավորումներ*

Մեկուսացված էներգիայի համակարգերը չպետք է ամբողջությամբ հենվեն փոփոխական վերականգնվող էներգիայի աղբյուրների վրա, ինչպիսիք են արևային ՖՎ և քամու էներգիաները: Դրանց մասնաբաժինը պետք է պահպանվի արտադրության մինչև 15% մակարդակի վրա՝ համակարգի անվտանգության և կայունության ապահովման նպատակով: Հետևաբար, փոփոխական վերականգնվող էներգիայի պաշարների, ինչպիսիք են արևային ՖՎ և քամու էներգիաները, առավելագույն օգտագործման լուծումը դրանց ինքնավար միև- և միկրոցանցեր ներթափանցելն է: Միկրոցանցերի զարգացումը կթեթևացնի կենտրոնական ցանցի սթրեյնը և կապահովի էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կայունությունը: Այս քայլի իրականացումը կնպաստի էներգահամակարգի կենսունակության մակարդակի բարձրացմանը և էներգիայի բաշխված ու տեղական արտադրության ընդլայնմանը, ինչպես նաև կենտրոնական ցանցից սպառողների կախվածության նվազեցմանը: Այս քայլը կիրականացվի վերը նշված նախապայմաններին զուգահեռ:

1.11 Վերականգնվող էներգիայի և էլեկտրիֆիկացման ընդլայնման համընթաց էլեկտրական ցանցերի զարգացում համաձայն կանխատեսումների (2024-2040)

*Նախապայմաններ՝ տես 3.6 Բաշխման ցանցի զարգացման ծրագիր, 3.7 Եղանակի և կլիմայի տվյալների հավաքագրում և վերլուծություն, գոյություն ունեցող կանխատեսման մեխանիզմների կատարելագործում*

Էլեկտրական ցանցի ուժեղացումը և ընդլայնումը թույլ է տալիս ապահովել փոփոխական էներգիայի արտադրության ավելի մեծ ինտեգրումը, ինչպես նաև էլեկտրաէներգիայի հավելյալ հոսքերի իրականացումը, ինչը կառաջանա էլեկտրաէներգիա սպառողների, օրինակ՝ տրանսպորտի և ջեռուցման էլեկտրիֆիկացման, աճի և ընդլայնման արդյունքում:

**Կարգավորող դաշտի բարեփոխումներ**

2.1 Անցում դեպի շուկայական հարաբերություններ Էներգետիկայի ոլորտում (2024 – 2026)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Հանաձայն USAID կողմից մշակված առաջարկությունների, նոր արտադրական հզորությունների մուտքը կիրականացվի մրցութայինից դեպի շուկայական հարաբերություններ աստիճանաբար անցման եղանակով: Այս քայլի արդյունքում կիրականացվի փոփոխական վերականգնվող արտադրության ավելի արդյունավետ ինտեգրումը:

2.2 Էլեկտրաէներգիայի ճկուն սակագներ (2030- 2033)

*Նախապայմաններ՝ տես 1.8 խելացի ցանցերի կիրառման ընդլայնում*

Կենցաղային և առևտրային սպառողների համար Էլեկտրաէներգիայի ճկուն գնագոյացման կիրառում, որը ավելի լավ կարտացոլի Էլեկտրաէներգիայի արտադրության փաստացի ծախսերը՝ պայմանավորված օրական և սեզոնային տատանումներով: Այս քայլի իրականացման արդյունքում կապահովվի Էլեկտրաէներգիայի սպառման արդյունավետության և հոսքաբաշխման կառավարման բարձրացում:

2.3 Խելացի լիցքավորում (2033 – 2035)

*Նախապայմաններ՝ տես 1.8 խելացի ցանցերի կիրառման ընդլայնում, 2.2 Էլեկտրաէներգիայի սպառման ճկուն սակագներ*

Խելացի լիցքավորումը ենթադրում է Էլեկտրական տրանսպորտի ոլորտի համար համապատասխան դաշտի ստեղծում և ծրագրերի իրականացում՝ Էլեկտրաէներգետիկական համակարգերի ռեժիմներում հնարավորինս մեծ քանակով Էլեկտրական մեքենաների ինտեգրումը հեշտացնելու նպատակով: Էլեկտրական մեքենաների քանակի ավելացման արդյունքում կապահովվի համակարգի կենսունակության բարձրացումը:

2.4 Ջրածնի կարգավորումների մշակում (2024 – 2026)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Ջրածնի օգտագործման և պահեստավորման խրախուսման նպատակով ազգային ստանդարտների և կարգավորումների մշակում:

2.5 Էլեկտրաէներգիայի շուկայի հավասարակշռման մեխանիզմներ (2026 – 2030)

*Նախապայմաններ՝ տես 3.1 Ցանցի ճկունություն ապահովման մեխանիզմների հետազոտություն*

Ենթադրում է օժանդակ և հավասարակշռման ծառայություններ մատուցող միջոցների շուկայի ստեղծում՝ Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ճկունության բարձրացման և պահուստների ստեղծման նպատակով: Արդյունքում կապահովվի հոսքաբաշխման կառավարելիության, համակարգի կայունության, փոփոխական վերականգնվող արտադրության ծավալների և պահուստների հասանելիության բարձրացում:

2.6 Պահանջարկի կառավարման ճկունության մեխանիզմներ (2033 – 2036)

*Նախապայմանները՝ տես 1.8 խելացի ցանցերի կիրառման ընդլայնում, 2.2 էլեկտրաէներգիայի սպառման ճկուն սակագներ, 2.5 էլեկտրաէներգիայի հավասարակշռման միջոցների շուկա*

Ենթադրում է պահանջարկի կառավարման միջոցների շուկայի զարգացում՝ օժանդակ և հավասարակշռման ծառայությունների մատուցում, սպառման կողմում ճկունության բարձրացում: Արդյունքում ակնկալվում է հոսքաբաշխման կառավարելիության, համակարգի կայունության, փոփոխական վերականգնող արտադրության ծավալների և պահուստների հասանելիության բարձրացում:

*2.7 Կարգավորումների համապատասխանեցում էլեկտրաէներգիայի առևտրի գործընկերությունների հետ (2024 – 2030)*

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Ենթադրում է էլեկտրաէներգիայի առևտրում ընդգրկված գործընկերությունների հետ կարգավորումների համապատասխանեցում և համակարգերի սինքրոնացում (ներառյալ օր-ամառ շուկաները)՝ ֆինանսական և տեխնիկական կորուստների նվազեցման նպատակով: Քայլի իրականացման արդյունքում ակնկալվում է էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կայունության, ինչպես նաև փոփոխական վերականգնող արտադրության ինտեգրման մակարդակի բարձրացում:

*2.8 Շահագրոծումից դուրս բերված սարքավորումներին առնչվող թափոնների կարգավորումներ (2024 – 2026)*

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Ենթադրում է շահագրոծումից դուրս բերված սարքավորումների հետ առնչվող թափոնների կառավարման նպատակով կարգավորվող դաշտի մշակում, ինչը, մասնավորապես, վերաբերվում է, բայց չի սահմանափակվում քիմիական մարտկոցների և արևային վահանակների վերամշակմամբ և հեռացմամբ: Այս քայլի իրականացման արդյունքում կմշակվեն ավելի մեղմ բնապահպանական սահմանափակումներ, որոնք կապված են էներգիայի արտադրության և պահեստավորման պայմանների զարգացման հետ:

*2.9 Էլեկտրաէներգետիկայի մանրածախ մրցակցային շուկայի հետագա զարգացում (2024 – 2030)*

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Ենթադրում է էլեկտրաէներգետիկայի ոլորտում մանրածախ մրցակցության ընդլայնում, հատկապես խոշոր արդյունաբերական սպառողների համար, ինչը կհանգեցնի էլեկտրաէներգիայի ավելի արդյունավետ սպառմանը: Արդյունքում կապահովվի ազատականացված մեխանիզմների կիրառմամբ վաճառվող էլեկտրաէներգիայի մասնաբաժնի ավելացում:

*2.10 ՓՎԷ ինտեգրման կարգավորումների փոփոխություն (2024 – 2030)*

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Վերականգնող աղբյուրների ծախսերի և օգուտների ավելի ցայտուն արտացոլման նպատակով կարգավորումների կիրառում, որոնք ներառում են, օրինակ՝ գոտիական կամ



հանգուցային գնագոյացում, բաշխված արտադրության եղանակի կիրառմամբ ավելի արդյունավետ առևտրի իրականացում և «կանաչ» սակագներից դեպի «կանաչ» հավելվածարների անցում: Քայլի իրականացման արդյունքում կբարձրանա ՓԿԵ ինտեգրման մակարդակը:

### 2.11 Միկրոցանցերի կարգավորում (2026 – 2028)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Միկրոցանցերի կառավարման և առևտրի կարգավորման ստանդարտների մշակում:

### 2.12 Վերականգնվող էներգիայի աղբյուրների հետագա զարգացման օրենսդրական դաշտի մշակում (2024 – 2027)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Ենթադրում է վերականգնվող էներգիայի ոլորտին վերաբերող գործող կանոնակարգի համապատասխանեցումը ԵՄ դիրեկտիվներին, ներառյալ՝ կենսագազի, արևային ջրատաքացման, ինքնավար կայաններում էլեկտրաէներգիայի արտադրության ոլորտները: Ֆինանսական և տեխնիկական աջակցության շրջանակի ընդլայնման արդյունքում կստեղծվեն խթաններ տեղական էներգիայի արտադրության արագ զարգացման և, որպես հետևանք, էներգետիկ անկախության մակարդակի բարձրացման համար:

### 2.13 Ազգային և ձեռնարկությունների ստանդարտների մշակում (2024 – 2027)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Ենթադրում է տեխնիկական և ճարտարագիտական ազգային և ձեռնարկությունների ստանդարտների մշակում, օրինակ՝ ՖՎ համակարգերում օգտագործվող ինվերտորների, վերահսկման և սովյալների հավաքագրման սարքավորումների, ՖՎ վահանակների համար:

## **Ջեոազոտություններ**

### 3.1 Զանցի ճկունության ապահովման մեխանիզմների հետազոտություն (2024 – 2026)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Ենթադրվում է ցանցի կառավարման ճկունության բարելավման և տարբեր տեսակի ճկուն ծառայությունների մատակարարման արդյունքում ակնկալվող տնտեսական օգուտների գնահատմանն ուղղված հետազոտության իրականացում՝ հավասարակշռման և օժանդակ ծառայությունների մատակարարման շուկայի նախագծման հիմք ստեղծելու նպատակով:

### 3.2 Էներգետիկ անվտանգության ռազմավարության մշակում (2024 – 2025)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Արտաքին սպառնալիքների և հարձակումների դեմ էներգետիկ ենթակառուցվածքի կիբեր և ֆիզիկական դիմակայունության ռազմավարության մշակում:

3.3 Հասարակական տրանսպորտի զարգացման հնարավոր ուղղությունների ուսումնասիրություն (2024–2026)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Ենթադրվում է իրականացնել հետազոտություն՝ քաղաքային և տարածաշրջանային ուղևորություններ իրականացնող հասարակական տրանսպորտ տեղական Էներգիայի օգտագործման հնարավորությունների գնահատման նպատակով:

3.4 Ցածր ածխածնային ջեռուցման տարբերակների համեմատական ուսումնասիրություն (2024–2026)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Հայաստանի տարբեր մարզերում և քաղաքներում բնական գազի միջոցով արտադրվող ջերմային Էներգիայի տարբեր այլ եղանակների կիրառմամբ կրճատման տեխնիկատեսական համեմատական գնահատում՝ հաշվի առած Էլեկտրաֆիկացման, կենսագազի, կենտրոնացած ջեռուցման, արևային ջեռուցման, ջրածնային և այլ տեղական պաշարների մրցունակությունը և օգտագործման իրագործելիությունը:

3.5 Ջրածնի պահեստավերման եղանակների ուսումնասիրություն (2024 – 2030)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Գործողությունը ենթադրում է ջրածնի երկարաժամկետ պահեստարանների ստեղծման հնարավորության տեխնիկական ուսումնասիրություն, որը հաշվի կառնի Հայաստանում ամոնիակի և երկրաբանական առանձնահատկությունների միջոցով պահեստավորման տարբերակները:

3.6 Բաշխման ցանցի զարգացման ծրագիր (սկսած 2024թ.-ից)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Էլեկտրական ցանցերի ընդլայնման և հզորացման նպատակով բաշխման ցանցի զարգացման ծրագրի մշակում:

3.7 Եղանակի և կլիմայի տվյալների հավաքագրման, վերլուծության ու կանխատեսման մեխանիզմների կատարելագործում (2024 – 2040)

*Նախապայմաններ՝ չկան*

Կլիմայական և եղանակային տվյալների, վերջիններիս՝ Էներգիայի գեներացման և սպառման վրա ունեցած ազդեցության վերաբերյալ տեղեկատվության շարունակական հավաքագրում, ինչպես նաև կանխատեսումների ճշգրտության բարելավում:

Տեղեկատվության թարմացման նպատակով վերոնշյալ նպատակները յուրաքանչյուր երկու տարին մեկ ունեն վերանայման կարիք տվյալների մշտադիտարկման և վերլուծություն միջոցով:

## 5. ԵԶՐԱԿԱՑՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐ ԵՎ ԱՌԱՋԱՐԿՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐ

### 4.1 Էներգահամակարգ

Էներգիայի առաջնային աղբյուրների բազմազանեցումը և փոխանակելիությունը Հայաստանի Հանրապետության Էներգետիկայի զարգացման քաղաքականության հիմնադրույթներից է: Այս քաղաքականությամբ նախատեսվում է նոր արտադրական հզորություններ զարգացնել վերականգնվող Էներգիայի աղբյուրների հիման վրա: Այս նպատակների իրագործումը պահանջում է առաջնային ուշադրությունը կենտրոնացնել ստորև բերված նպատակների իրականացման ուղղությամբ.

- հարևան երկրների, մասնավորապես՝ Իրանի և Վրաստանի հետ միջհամակարգային կապերի զարգացումը,

- ատոմակայանի շահագործման շարունակականությունը, քանի որ դա որոշիչ նշանակություն ունի ցանցի հուսալիության և անվտանգության ապահովման և համակարգի բազիսային բեռը ծածկելու համար.

- բնական գազով աշխատող ջերմաէլեկտրակայանների պահպանումը որպես բազային բեռնվածքում գործող կայանների այլընտրանք, ինչպիսիք են ատոմակայանները, և որպես պահուստային հզորության ապահովում ատոմակայանների վերալիցքավորման կամ տեխնիկական դադարի դեպքում,

- վերականգնվող Էներգիայի աղբյուրների վրա հիմնված նոր հզորությունների ինտեգրում.

- հիդրոակումուլացիոն կայանների ստեղծում՝ բարձրացնելու Էներգահամակարգի հուսալիությունն ու անվտանգությունը՝ վերականգնվող Էներգիայի նոր հզորությունների լայնածավալ ինտեգրման համար,

- լիթիում-իոնային մարտկոցների կամ ցանկացած այլ համադրելի տեխնոլոգիաների վրա հիմնված պահեստավորման համակարգերի ինտեգրում: Սա նպատակահարմար է հիմնականում ինքնավար արևային կայանների ցածր լարման ցանցերի միացման կետերի համար: Միջին և բարձր լարման ցանցերի համար անհրաժեշտ են ուսումնասիրություններ՝ միացման կետերի ընտրության, համակարգերի քանակի և դրանց պահեստավորման ծավալները և Էլեկտրական հզորությունը որոշելու համար.

- ինտեգրել խելացի ցանցային տեխնոլոգիաներ՝ բաշխիչ և հաղորդման ցանցերի բոլոր լարման մակարդակների համար:

Վերոնշյալ հիմնական ուղղությունների համաժամանակյա զարգացումն անհրաժեշտ է Էներգետիկ անկախության շոշափելի բարձրացման համար և ապահովելու Էներգետիկ ոլորտի հուսալիությունն ու անվտանգությունը:

### 4.2 Խելացի ցանցեր

Խելացի Էներգիան և ժամանակակից այլ լուծումները տեխնոլոգիական առաջնահերթություն են Հայաստանի Էներգետիկ անկախության համար: Խելացի ցանցը

ունակ է կարգավորելու հարափոփոխ վերականգնվող էներգիայի աղբյուրների մեծ մասը և բարձրացնելու էներգետիկ անկախության և անվտանգության հասանելի մակարդակը: Այնուամենայնիվ, խելացի համակարգերի ինտեգրումը էներգահամակարգում կապված է ինստիտուցիոնալ բարդությունների և ներդրումային ծախսերի հետ:

Որոշ հատվածներում անհրաժեշտ կլինի գնալ փոխզիջումների: Բնակելի սպառողների համար իրական ժամանակում գնագոյացումը տեսականորեն կարող է լինել լավագույն լուծում, սակայն այդ լուծումը պահանջում է ավելի խոշոր ենթակառուցվածք և կարգավորող շրջանակ, քան ավելի պարզ մոտեցումները, օրինակ՝ կրիտիկական գնագոյացման տարբերակում:

Հարափոփոխ վերականգնվող էներգիայի անորոշության նվազեցումը և հաղորդման գծերի նորարարական աշխատանքը (օրինակ՝ գծերի դինամիկ վարկանշումը) "ցածր կախված պտուղներ" են, մինչդեռ ագրեգատորները կարող են զգալի դեր խաղալ ապագայում: Որոշ մոտեցումներ պահանջում են շուկայի առավել ազատականացում և արդյունավետ կարգավորում: Տարբեր լուծումներ համադրելով կարելի է ստանալ պատկերացում Հայաստանի էներգետիկ անկախության համատեքստում ծախսերի և օգուտների մասին: Ազատականացված շուկաների և արդյունավետ կարգավորման բացակայության պարագայում, առաջին հերթին առաջադիմություն է ակնկալվում համակարգի օպերատորի մակարդակում, մինչդեռ ինստիտուցիոնալ զարգացման և ազատականացման առաջնահերթությունը գերադասելի է միջնաժամկետ և երկարաժամկետ հեռանկարում:

### 4.3 Միջուկային էներգիա

Հայաստանի էներգետիկ համակարգում ատոմային էներգիան միակ այլընտրանքն է, որ ի վիճակի է հիմնովին փոխարինել բնական գազով աշխատող բազիսային հզորությունները: Հետևաբար՝ Մեծամորի փոխարեն նոր ատոմակայանի կառուցումը կարևոր քայլ կլինի Հայաստանի էներգետիկ անկախության համար: Երկու հիմնական թեկնածու տեխնոլոգիաներն են՝ սովորական մեծ ռեակտորները, որը փորձարկված հասուն տեխնոլոգիա է, և փոքր մոդուլային ռեակտորները, որոնք Հայաստանի էներգիայի պահանջարկի և իրենց ճկունության իմաստով ավելի հարմար կարող են լինել, սակայն դրանց իրական կիրառությունը և շահագործման փորձը առայժմ լայնորեն հասանելի չեն:

### 4.4 Ջրածին

Ջրածնի զարգացման հեռանկարները էներգետիկ անկախության համատեքստում անորոշ են՝ կախված լինելով հետևյալ սահմանափակումներից.

1. Ջրածնի տեղական արտադրության ծախսերը՝ համեմատած հարևան այլ ռեզիդենտների հետ,
2. Ջրածնի արտադրության փոխարեն էլեկտրաէներգիայի արտահանման համեմատական արժեքը,

3. Նույնիսկ առանց վերը նշված երկու կետը հաշվի առնելու, ջրածնի կիրառման մրցունակությունը ցածր ածխածնային այլընտրանքային լուծումների համեմատ շատ դեպքերում ավելի ցածր է:

Անգամ համաշխարհային շուկայի զարգացման պարագայում՝ Հայաստանում ջրածինը գուցե լինի հիմնականում ներկրվող վառելիք, ինչպես այժմ բնական գազն է: Այդ դեպքում տեղական արտադրության համար տնտեսական խթանները կմնան ցածր և կսահմանափակվեն ջրածնի հատուկ կիրառություններով: Նշված պայմաններում հավանական չէ, որ ջրածնի լայնածավալ զարգացումը էական ազդեցություն ունենա Հայաստանի էներգետիկ անկախության վրա՝ բացառությամբ առաջնային էներգիայի մատակարարների դիվերսիֆիկացման: Էներգետիկ անկախության մակարդակի բարձրացմանը նպաստող ամենից հավանական տարբերակը կարող է համարվել ջրածնով գործող էներգետիկ համակարգերի ռազմավարական պաշարի առկայությունը:

## 4.5 Պահեստավորման տեխնոլոգիաներ

Հայաստանի ուշադրությունը պետք է հիմնականում կենտրոնանա պոմպային հիդրոկուտակային պահեստավորման զարգացման վրա, ինչը կարևոր է երկարաժամկետ պահեստավորման նպատակների համար: Միջնաժամկետ պահպանման առումով (1-6 ժամ) պետք է նկատի ունենալ քիմիական մարտկոցների օգտագործման տարբերակը: Այդպիսի մարտկոցները կարող են օգտագործել հիմնականում ցերեկային ավելցուկային արտադրությունը երեկոյան պիկ ժամերի պահանջարկը բավարարելու և ողջ օրվա ընթացքում տատանումները արդյունավետորեն կառավարելու նպատակով:

Թեև թռչող անիվները կարող են դիտարկվել հաճախականության առաջնային արձագանքման նպատակով, դրանց պահպանության տևողությունը սահմանափակ է, ինչը պահանջում է ճշգրիտ կանխատեսում:

Հայաստանում սեղմված օդի պահեստավորման հնարավորությունների ուսումնասիրությունը պետք է իրականացվի առանձին, քանի որ այն ունի տեղակայման հատուկ պահանջներ:

Ծախսերի հետ կապված կարևոր է նշել, որ թռչող անիվները, պոմպային հիդրոէներգիայի պահեստավորումը և սեղմված օդի պահեստները չեն խոստանում ծախսերի զգալի կրճատում, քանի որ դրանք արդեն հասուն տեխնոլոգիաներ են: Էական ազդեցություն կունենան քիմիական մարտկոցները:

Դրա համար կարևոր է

ա) ապահովել այնպիսի խթաններ և շուկայական մեխանիզմներ, որոնց շնորհիվ պահեստավորման տեխնոլոգիաները կմտնեն շուկա՝ լինելով տնտեսապես օգտավետ,

բ) Համակարգի օպերատորի մակարդակով ունենալ հստակ որոշումներ կայացնելու համակարգ, որոշելու, թե ո՞ր պահին է պետք պահեստավորման համակարգում ներդրումներ կատարել ցանցի կառավարման համար՝ ելնելով ծախսերից և պահանջարկից:

Վերոնշյալ երկու գործոններ կփոխազդեն. շուկայական պատշաճ մեխանիզմի միջոցով կարելի է խթանել պահեստավորման բավականաչափ տեղակայանքներ՝ նվազեցնելով

համակարգի օպերատորի միջամտության անհրաժեշտությունը: Կարևոր է պահեստավորման համար եկամտի բազմաթիվ աղբյուրների ապահովումը (լավ մշակված օժանդակ ծառայությունների, մեծածախ շուկայի և էներգետիկ արբիտրաժի միջոցով), քանի որ կապիտալ ծախսերը մնում են բարձր:

#### 4.6 Հասարակական տրանսպորտ

Անցումը դեպի ցածր ածխածնային հասարակական տրանսպորտը հանածո վառելիքից կախվածությունը նվազեցնելու միջոց է և, միևնույն ժամանակ, կարևոր գործոն է տրանսպորտի ոլորտի լայնածավալ ապաածխաթթվացման համար, հատկապես երբ խոսքը վերաբերում է մայրաքաղաքի և միջքաղաքային ճանապարհորդություններին: Հասարակական տրանսպորտը շատ դեպքերում կարող է ավելի էժան և արդյունավետ այլընտրանք ապահովել ցածր ածխածնային անցումների համար՝ համեմատած մասնավոր տրանսպորտային միջոցների նույն պահանջարկի պահպանման հետ՝ փորձելով դրանք էլեկտրիֆիկացնել: Հանրային տրանսպորտի զարգացած համակարգը նաև ապահովում է հավելյալ դիմակայություն՝ բնական գազի մատակարարման խաթարման պարագայում:

#### 4.7 Կենտրոնացված ջերմամատակարարում

Թեև համակցված ՋԷ-ի վերականգնման ծավալը Հայաստանում գնահատվում է 120-140 ՄՎտ (300-350 ՄՎտ հզորությամբ պիկ կաթսաների հետ միասին), կենտրոնական ջեռուցման վերականգնման տնտեսական արդյունավետությունը մնում է հարցականի տակ: Հայաստանի էներգետիկ կախվածությունը նվազեցնելու համար կենտրոնացված ջերմամատակարարման պահանջարկը ճիշտ գնահատելու համար անհրաժեշտ է գնահատել հետևյալ հարցերը.

1. Կենտրոնացված ջեռուցման ենթակառուցվածքների ներկա վիճակը և վերականգնման հավանականությունը:
  - ա. Գոյություն ունեցող շենքերի մեծածավալ ֆոնդում կենտրոնացված ջերմամատակարարման իրականացման/վերականգնման կանոնակարգման հիմքերը:
2. Գոյություն ունեցող շենքերի համար նոր ջերմամատակարարման կայանի կառուցման հնարավորությունը:
  - ա. Ցածր ածխածնային ռեսուրսները (կենսազանգված, թափոններ, ջերմային պոմպեր) հասանելի են կենտրոնական ջեռուցման համար:
3. Ջերմամատակարարման տարբերակների համեմատական տնտեսական վերլուծություն, ներառյալ՝ անհատական կաթսաներ, կենտրոնական ջեռուցում/կաթսայատներ և էլեկտրական ջեռուցում:

## 4.8 Շուկայի ազատականացում և տնտեսություն

Ավելի բարձր էներգետիկ անկախության հասնելու համար պահանջվում է վերականգնվող էներգիայի արտադրության կազմակերպում: Վերականգնվող էներգիայի արդյունավետ ինտեգրումը հնարավոր է ազատականացված շուկաներում՝ արդյունավետ շուկայական և համակարգային ծառայությունների գնումների դեպքում, որոնք կարևոր են արևային և հողմային էներգիայի ընդհատվող և արտադրության անորոշության պատճառով: Այնուամենայնիվ, Յայաստանի ներքին շուկան (հատկապես մեծ ատոմակայանի դեպքում) կարող է չափազանց փոքր լինել ազատականացման համար, և այդպիսով կարող է ազատականացվել տարածաշրջանային շուկայի հետ միասին, այսինքն՝ Վրաստանը և, հնարավոր է, ԵՄ-ն՝ Վրաստանի միջոցով: Ի վերջո, փոխզիջում կառաջանա տնտեսական արդյունավետության և էներգետիկ անկախության միջև:

## 4.9 Միջազգային փորձ

Միջազգային փորձը Յայաստանին ընդօրինակելու հնարավորություններ է տալիս: Յաշվետվությունը ներկայացրել է բազմաթիվ տեխնոլոգիական և կարգավորող լուծումներ, որտեղ ընտրվել և վերլուծվել են չորս երկրներ, որոնց նմանություններն ու տարբերությունները Յայաստանի հետ շեշտված են: Նպատակն էր մշակել որոշակի մոդել՝ հիմնված այս չորս երկրների հավաքական փորձի վրա: Դրանցից ոչ մեկն ամբողջությամբ նման չէ Յայաստանին կամ ներկայացնում է իդեալական օրինակ, սակայն հավաքական դասերը կարելի է հակիրճ ամփոփել հետևյալ կերպ.

Յայաստանը պետք է կարևորի փոխկապակցվածությունները: Դա ոչ միայն հնարավորություն է տալիս ինտեգրել հարափոփոխ վերականգնվող էներգիայի ավելի մեծ հզորություններ, այլև ներկայացնում է, որ մեկուսացման միջոցով լիարժեք էներգետիկ անկախություն հնարավոր չէ ապահովել: Օրինակ՝ Իսրայելը, չնայած ունի գազի մեծ պաշարներ, այնուամենայնիվ, մշտապես փոխկապակցվածություններ է որոնում: Մյուս կողմից, Իռլանդիան բախվել է մարտահրավերների՝ իր աշխարհագրական մեկուսացման պատճառով: Յետևաբար, առաջնային ուշադրությունը պետք է կենտրոնացվի ավելի բարձր փոխկապակցվածությունների ստեղծման և ցանցի կայունության ձեռքբերման վրա, հատկապես այն համակարգերում, որտեղ հարափոփոխ վերականգնվող էներգիայի արտադրությունը ընդհանուր արտադրության զգալի մասն է կազմում:

Կարգավորման պատշաճ զարգացումը վճռորոշ դեր է խաղում: Դա կարևոր է օժանդակ ծառայությունների արդյունավետ գնումների, սուբսիդավորման օպտիմալացման համար՝ համակարգի արդյունավետությունը բարձրացնելու և հարևան երկրների հետ կարգավորող ներդաշնակեցման հասնելու համար: Կարգավորող դաշտը պետք է դյուրացնի տարատեսակ տեխնոլոգիաների մուտքը շուկա, հատկապես, երբ գործ ունենք հարափոփոխ վերականգնվող էներգիայի արտադրության բարձր մասնաբաժինների հետ: Անկախության տեսականորեն հասանելի մակարդակին չի հաջողվի հասնել առանց համապատասխան օրենսդրական փոփոխությունների, կամ դա ավելի թանկ կարժենա:

Էներգետիկ անվտանգության և անկախության բարձր մակարդակների ձեռքբերումը, ի վերջո, հանգեցնում է հասարակության համար ավելի մեծ ֆինանսական բեռի առաջացմանը, մասնավորապես՝ սպառողների՝ հարկատուների վրա: Այս ավելացած ծախսերը կհանգեցնեն այնպիսի թանկ միջոցառումների, ինչպիսիք են ատոմակայանների

կառուցումը, փոխկապակցման բարելավումը, պահեստային ենթակառուցվածքների ստեղծումը և այլն: Հասարակությունը պետք է հավանություն տա ընտրված ռազմավարությանը, հետևաբար առավելությունները պետք է արդյունավետորեն ընդգծվեն և հաղորդվեն, հատկապես եթե դրանք ներառում են ապագա ռիսկերի նվազեցում՝ ի տարբերություն ընթացիկ խնդիրների լուծմանը:





# ARMENIA'S ENERGY INDEPENDENCE ROADMAP

## MAJOR STEPS AND MILESTONES (SUMMARY)

Developed by: Tigran Gnuni, Aram Harutyunyan, Armen Danielyan,  
Régis Danielian, Garnik Balyan, Suren Shatvoryan (Team Leader)

The views, thoughts, and opinions expressed in this publication are solely those of the authors and do not necessarily reflect the official policy or position of the Foundation for Armenian Science and Technology (FAST).

## Table of Contents

1. VISION .....	2
2. RENEWABLE ENERGY POTENTIAL .....	3
3. TPES STRUCTURE AND LEVELS OF ENERGY INDEPENDENCE BY SCENARIOS	7
4. ROADMAP .....	12
Direct Interventions .....	13
Regulatory Changes .....	15
Topics for Further Studies .....	16
5. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS .....	18
4.1 Power System .....	18
4.2 Smart Grid .....	19
4.3 Nuclear Power .....	19
4.4 Hydrogen .....	20
4.5 Storage Technologies .....	20
4.6 Public Transportation .....	21
4.7 District Heating .....	21
4.8 Market Liberalization and Economics .....	21
4.9 International Experience .....	21

# 1. VISION

Energy independence is a fundamental component of state sovereignty and is a necessary condition for the socioeconomic advancement of the country. Abundant solar and wind energy resources allow large-scale electricity generation and thereby contribute to energy independence. Over the years, studies of the development of the energy sector in Armenia have proposed various strategies that include ways to strengthen energy independence. The given research has a goal to investigate the potential for enhancing energy independence.

The increasing share of renewable energy sources in the energy system raises issues related to stability, security, and reliability, which require the implementation of additional measures to address these challenges. The reliable and safe functioning of the power system, along with the management of emerging stability challenges, necessitates the presence of sufficient baseload capacities. These capacities are thermal and nuclear power plants, aided by power storage technologies such as pumped hydropower accumulation and chemical battery storage. Moreover, strong interconnection with neighboring power grids, utilizations of off-grid solutions, cutting-edge market management tools and policies, and contemporary grid technologies are essential for the adoption of the country's abundant renewable energy potential. By meeting the above mentioned critical conditions, the power system will operate in a stable and secure mode and be resilient even under unpredictable circumstances.

The scenario for decoupling domestic electricity demand from gas-powered generation under normal operating conditions by 2040 envisions that nuclear energy should be the basis for power system stability. Natural gas will remain only as a reserve source, in such cases as emergencies, refueling of the nuclear power plant, etc.

In the transportation industry, the use of natural gas will remain significant. However, with the rise of electrified public and private transportation, the demand for natural gas and petroleum products gradually decreases. Similarly, fossil fuels will remain essential for the heating industry. However, alternative sources such as electrical heating, heat pumps, solar thermal energy, and biogas will substitute significant shares of natural gas. The increased demand for electricity in heating and transport will be covered by various low-carbon energy sources, such as nuclear, hydropower, wind, solar, biogas, etc.

Decentralized energy generation, extensive development of autonomous grids (mini- and microgrids), and other distributed generation systems integrated with end-users such as electric vehicle chargers, will reduce the load on central grids and thereby contribute to the stability of operational regimes and energy security.

In a more general sense, we envision a system where costs and benefits, including environmental costs, grid management costs, as well as associated benefits are fully accounted for and appropriately balanced between all participants. Enabling proper institutional arrangements should facilitate the expansion and diversification of domestic generation capacities. Specific legislation, including addressing end-of-life disposal management (e.g. for solar panels, chemical batteries for electric vehicles, and charger depots), should be developed.

The power system's development until 2040/2050 was modeled taking into account all of the above factors.

## 2. RENEWABLE ENERGY POTENTIAL

### Solar energy

Armenia has significant solar energy potential: average annual solar energy flow per square meter of horizontal surface is around 1700 kWh (the European average is 1000 kWh). One-fourth of Armenia is endowed with solar energy resources of 1850 kWh/m<sup>2</sup>. Under different conditions, the average annual incident total solar radiation (i.e., radiation integrated during the year per unit of horizontal surface) on the territory of Armenia ranges from 140 to 155 kcal/cm<sup>2</sup>.

The study evaluated the potential of solar water heating (SWH) and photovoltaic systems (PV) to contribute to national energy independence through end-use and primary energy reduction.

Solar thermal technologies in Armenia have enormous potential to substitute electricity and natural gas. This cost-effective technology with a penetration rate of 400 000 rooftop SWHs<sup>1</sup> by 2041 has the potential to replace about 153.7 million m<sup>3</sup> of natural gas and save 360 519.6 MWh of electricity annually by 2041 covering water heating demand, and by 2050 - 230.6 million m<sup>3</sup> of natural gas and 540 779.5 MWh of electricity.

The success of solar thermal energy utilization on a global scale has demonstrated that the implementation of an effective institutional framework and supportive policies is crucial. Legislation plays a pivotal role in facilitating the rapid growth of this renewable energy source:

- development of a local industry for manufacturing cost-effective solar thermal systems;
- setting mandatory targets on energy saving in the residential sector through the utilization of solar technologies;
- issuing new regulations for hot water consumers regarding the mandatory use of solar energy.

Solar PV technology, with the same penetration rate as residential rooftop installation alone,<sup>2</sup> will generate 2.16 GWh annually, which is equivalent to 204.6 million m<sup>3</sup> of natural gas (in terms of energy value 10.55 kWh per m<sup>3</sup>). If the penetration rate continues further for 25 years, 560 000 solar PV systems will be installed, reaching yearly generation of 3.02 GWh, equivalent to 296.7 million m<sup>3</sup> of natural gas.

To achieve this realistic target by 2040, a targeted state policy, including incentives, consumer benefit programs, proper technical regulation, the use of market incentive mechanisms, and social and financial aspects, is necessary to implement.

Besides, solar PV provides an ideal solution for establishing microgrids in general, and agricultural microgrids in particular, enabling distributed electricity generation, consumption, and storage without the impact of variability on grid modes.

---

<sup>1</sup> A conditional SWH system with a 300-liter storage tank with assumed 80 % efficiency generating daily, averaged over a year, 15.4 kWh of thermal energy to supply hot water is considered.

<sup>2</sup> 400000 individual family houses equipped with 3.56 kW solar PV systems

## Wind energy

The Global Wind Atlas (GWA), produced by the Technical University of Denmark since 2015, allows us to assess the wind energy potential of Armenia.

Using the GWA, we have concluded that Armenia's wind resources are largely underestimated. This radically changes the global vision of wind energy prospects in Armenia. Thanks to this tool, precise study cases can be considered, giving accurate predictions of global and local wind generation potential, before in situ measurements for siting.

The Key Performance Indicator (KPI) for each wind turbine or farm, selected from the best potential spots across Armenia, reaches more than 66%. This means that they will produce energy for more than 66% of the time over a year (approximately 6,000 hours per year). Full production capacity will be reached for more than 33% of the time (about 3,000 hours per year). A realistic and cautious KPI would then reach 60%, with 30% of full capacity utilization.

The government of Armenia should be aware of the specific areas that can accommodate wind energy production while taking into account all necessary parameters, such as protected areas, windy spots, relative intermittence, grid proximity, etc. This will help to maximize energy production with the highest efficiency.

At present, wind energy represents less than 0.5% of electricity production, including due to maintenance problems. We believe that with appropriate investment support mechanisms in place, Armenia could reasonably meet up to 10% of its electricity needs from wind power alone.

## Biogas

Biogas remains a neglected, untapped energy resource, although it has serious potential to contribute to Armenia's energy independence. The main issue is the initial capital costs. Some form of subsidy, such as low-interest loans or other innovative financial mechanisms, must be adopted.

Biogas can be used for the same purposes as natural gas, including heating, electricity generation, and, after being upgraded, as a fuel for vehicles. Biogas can be obtained from a wide range of different feedstocks: agricultural waste (livestock manure, plant residues), industrial waste (sewage sludge, food industry waste, slaughterhouse waste), and household waste.

There are about 170,000 farmers and collective farms engaged in cattle breeding in Armenia. If the biogas farm penetration rate over ten years reaches 2,880 farms with total livestock of about 155,000 animals, the produced biogas will be comparable to about 70 million m<sup>3</sup> of imported natural gas. The economic feasibility of investment is highly efficient, providing a payback period of 3 to 4 years.

Another major source for biogas extraction is landfill disposals of municipal solid waste (MSW). The average annual generation of MSW in Armenia today is estimated to be 1600 metric tons per day.

For the successful development of the biogas industry in Armenia, institutional support policies along with a trained workforce must be created. Policy development should include, but not be limited to,

- Biogas technology promotion;
- Establishing mandatory requirements for the digestion of slurry for farms over a certain size;
- Implementing targeted policies to incentivize energy generation from livestock manure via such specific financing schemes for microscale digestion aimed at a higher level of energy security and

independence for the farmers, reduced use of solid fuels for domestic cooking and heating, reduced deforestation;

- Making available training for microscale digestion operation, maintenance, and safety checks.

### Biomass

Armenia is poor with natural forests. Wood logs from the existing forests are the only source of firewood in Armenia because there are no large-scale energy crop plantations.

Considering the potential for using energy crops such as fast-growing trees and nearby agricultural residues, three sites for biomass production for energy purposes were identified in Armenia (study conducted in the mid-1990s). In the area of southwest Armenia within the Ararat Valley, sufficient biomass can be generated to fire a 25 to 35 MW boiler. An estimated 63% of biomass can be generated from dedicated crops on unused or degraded agricultural land, the rest coming from agricultural residues. The second site around Lake Sevan in central Armenia can produce enough biomass for a 35 MW facility at Hrazdan with 58% of the biomass coming from dedicated tree crops and much of the rest coming from existing plantations. The third area is in north-eastern Armenia where conditions are colder, forest residues are available, and energy crops would comprise only 10% of the biomass supply. Biomass from this location would be sufficient to supply a 20 MW system in Vanadzor.

In the near term, it is advisable to establish large-scale short-rotation energy crop plantations primarily to support the demand for firewood and secondarily for electricity generation. Measures to reduce greenhouse gas emissions and sequester carbon can be an integral part of this plan as well and should be factored into the overall economics of such a proposed scheme.

### Bio-ethanol

A preliminary feasibility assessment for implementing a commercial-scale bio-ethanol fuels study concluded with the following main findings and recommendations.

- A research mandate specifying 10 percent blending to provide the overall incentive and necessary push for establishing a new bio-ethanol industry in Armenia.
- The most promising bio-ethanol feedstocks that can be produced in large quantities on marginal lands in Armenia in the near midterm include Jerusalem artichokes, cattle corn, sweet sorghum, and possibly chicory.
- The preferred scenario for developing a new bio-ethanol industry in Armenia today is promoting several (2 – 3) smaller bio-ethanol processing facilities in separate locations.
- The findings of an extensive institutional, legal, and regulatory review point to a need for classifying and treating bio-ethanol as a renewable energy resource.

While bio-ethanol contains about 30% less energy per liter than petrol, bio-ethanol has a higher octane number that enhances its value as a blend component for higher priced mid-level and premium petrol. The domestically produced bioethanol will not be subject to the import tax.

Armenia's dependence on imported petrol and the associated high domestic petrol prices helps to create an opportunity for domestically produced bio-ethanol. The proposed bio-ethanol plants would augment the petrol supply by a total of about 10%, which can readily be absorbed by the petrol market.

## Hydropower

The state policy and strategic targets of the Republic of Armenia in the field of hydropower are determined by the regulatory framework and strategic development programs adopted in this area. The development opportunity of new HPPs according to the Hydro Energy Development Concept of RA of 29 December 2016 has mostly been completed. There is a challenge of raising the productivity of the existing SHPPs to correspond to the international technical and environmental standards.

A further increase in the number of small hydropower plants is expected. However, this growth will slow down due to a decrease in the volume of economically attractive hydro resources and stricter environmental requirements.

A pumped storage power plant (PSPP) is envisaged for commissioning by the master plan for the development of the energy system. The PSPP, as a rule, is not considered a renewable energy facility but will become an effective tool for managing the load curve.

### 3. TPES STRUCTURE AND LEVELS OF ENERGY INDEPENDENCE BY SCENARIOS

The energy independence of the Republic of Armenia has been assessed based on various Energy Balance forecast scenarios for 2030, 2040 and 2050.

The study was based on various reliable data sources and forecasts, namely: expected economic development, commissioning of new generating capacities, demand trends in various consumption sectors (including industry, agriculture, services, residential sector, transport, and non-energy consumption), strategic development programs in the energy sector, etc. Based on the results of a thorough study, three different scenarios for the development of the fuel and energy balance of the Republic of Armenia were formed. The scenarios – Baseline, Accelerated, and Aggressive - differ from each other according to the parameters described in detail in the full version of the Roadmap.

One of the initial indicators of the energy balance is the primary energy supply (PES) by type of energy resource. To calculate, the initial data were converted from the named units into normalized units of energy. According to the IEA standard, a tone of oil equivalent (toe) is used as a conventional unit calculated based on the calorific values of a given energy resource.

The Baseline scenario includes all aspects of the transmission plan – safety, security, and reliability of the power system for 2040. It was developed through precise modeling and planning of the electric power system operational regimes while taking into account various factors such as criteria for the reliability and safety of the energy system operation, principles of building fuel and energy balances, diversification of energy resources and requirements for ensuring the security and independence of the energy industry. Despite the main milestone being set for 2040, the study considered prospective developments for 2050, taking into account the opportunities for expanding the integration and penetration of wind and solar power plants into the overall energy system.

The Accelerated scenario takes the goals of the baseline scenario for 2050 and shifts them to 2040, the realization of which mostly depends on the economic affordability and maturity of the technologies to be applied. The existing technological and economic development trends are showcasing a relatively high probability of the Accelerated scenario. For the Accelerated scenario, the transmission plan of the power system also has been performed in all the main aspects through precise modeling and planning of the power system operational regimes on the same principles as for the Baseline scenario. There is only one main difference: the probability of changing plans in the case of the Accelerated scenario is higher than in the Baseline scenario. In this case, a revision of the transmission plan will be necessary.

The Aggressive scenario presupposes considerably higher wind and solar energy integration

- about 2.5 times more production in solar PV installations compared to the accelerated scenario,
- about 1.5 times more in solar water heating installations,
- about 1.4 times more in wind power plants .

Justification for this scenario requires more in-depth research, which should, among other things, take into account the need to significantly strengthen distribution and transmission networks, create storage technologies such as pumped storage solutions for transmission systems, or use Li-Ion batteries for on-grid and off-grid solar photovoltaic installations in low voltage networks, or their mixed options in general.

An in-depth transmission plan for distribution and transmission networks for the Aggressive scenario was not conducted, as it was done for the Baseline and Accelerated scenarios. This is due to the uncertainty of the timing and occurrence of the various factors that are necessary to consider for the Aggressive



scenario. All in-depth transmission plan modeling, calculations and results are described in detail in the main part of the roadmap.

In the tables below, the 2040 forecasted balances of main energy resources expressed in nominal units are presented.

### Electricity Balance 2040, million kWh

N		Baseline	Accelerated	Aggressive
1.	Import	0.0	0.0	0.0
2.	Export	-6556.4	0.0	0.0
3.	Stock changes	0.0	-992.7	0.0
4.	Nuclear power stations (MA El. Gen.)	6320.0	6320.0	6320.0
5.	Thermal power stations (MA El. Gen.)	4733.0	0.0	0.0
6.	Combined heat and power stations (CHP)	13.3	13.3	13.3
7.	Non-specified transformation output	0.0	0.0	0.0
8.	Hydro power stations (MA El. Gen.)	1396.0	1396.0	1396.0
9.	Small hydro power stations (MA El. Gen.)	820.0	820.0	820.0
10.	Wind power stations (MA El. Gen.)	1340.0	1340.0	1900.0
11.	Solar power stations (MA El. Gen.)	1901.0	2605.0	6544.8
12.	Consumption of the energy branch	-863.3	-705.2	-930.2
13.	Distribution losses	-580.0	-580.0	-580.0
14.	Industry	-3361.8	-3361.8	-3361.8
15.	Transport	-104.6	-757.1	-1895.5
16.	Households	-2775.7	-3617.4	-7301.5
17.	Agriculture	-102.0	-107.2	-185.8
18.	Services	-2179.5	-2373.0	-2739.3
	Total generation	16523.3	12494.3	16994.1
	Total consumption	-16523.3	-12494.3	-16994.1

\* MA El. Gen. means Main Activity Electricity Generation

### Natural Gas Balance 2040, million m<sup>3</sup>.

N		Baseline	Accelerated	Aggressive
1.	Import	3128.6	1610.3	1084.6
2.	Export	0	0.0	0.0
3.	Stock changes	0	0.0	0.0
4.	Nuclear power stations (MA El. Gen.)	0.0	0.0	0.0
5.	Thermal power stations (MA El. Gen.)	-972.0	0.0	0.0
6.	Combined heat and power stations (CHP)	-3.8	-3.8	-3.8
7.	Hydro power stations (MA El. Gen.)	0	0.0	0.0
8.	Small hydro power stations (MA El. Gen.)	0	0.0	0.0
9.	Wind power stations (MA El. Gen.)	0	0.0	0.0
10.	Solar power stations (MA El. Gen.)	0	0.0	0.0
11.	Non-specified transformation output	0	0.0	0.0
12.	Consumption of the energy branch	-5.9	-5.9	-6.4
13.	Distribution losses	-83.3	-83.3	-124.0
14.	Industry	-399.6	-399.6	-399.6
15.	Transport	-633.5	-443.5	-172.6
16.	Households	-668.9	-465.0	-143.0
17.	Agriculture	-131.0	-131.0	-166.0
18.	Services	-230.7	-78.2	-69.2
	<b>Total generation</b>	<b>3128.6</b>	<b>1610.3</b>	<b>1084.6</b>
	<b>Total consumption</b>	<b>-3128.6</b>	<b>-1610.3</b>	<b>-1084.6</b>

### Motor Gasoline Balance 2040, t

N		Baseline	Accelerated	Aggressive
1.	Import	200900.9	160842.7	111879.3
2.	Export			0.0
3.	Stock changes			0.0
4.	Consumption of the energy branch			
5.	Distribution losses			
6.	Final non-energy consumption	-20.1	-20.1	-20.1
7.	Industry	-79.1	-79.1	-79.1
8.	Transport	-200288.7	-160230.4	-111267.0
9.	Households	-513.0	-513.0	-513.0
10.	Agriculture			0.0
11.	Services			0.0
	<b>Total generation</b>	<b>200900.9</b>	<b>160842.7</b>	<b>111879.3</b>
	<b>Total consumption</b>	<b>-200900.9</b>	<b>-160842.7</b>	<b>-111879.3</b>

## Diesel Oil Balance 2040, t

N	Baseline	Accelerated	Aggressive
1. Import	177993.4	147395.0	113529.4
2. Export	0.0	0.0	0.0
3. Stock changes			0.0
4. Consumption of the energy branch			
5. Distribution losses			
6. Final non-energy consumption	-1735.4	-1735.4	-1735.4
7. Industry	-15226.3	-15028.2	-15028.3
8. Transport	-143338.4	-114670.7	-86003.0
9. Households	-366.7	-366.7	-366.7
10. Agriculture	-17326.6	-15593.9	-10396.0
11. Services			0.0
<b>Total generation</b>	<b>177993.4</b>	<b>147395.0</b>	<b>113529.4</b>
<b>Total consumption</b>	<b>-177993.4</b>	<b>-147395.0</b>	<b>-113529.4</b>

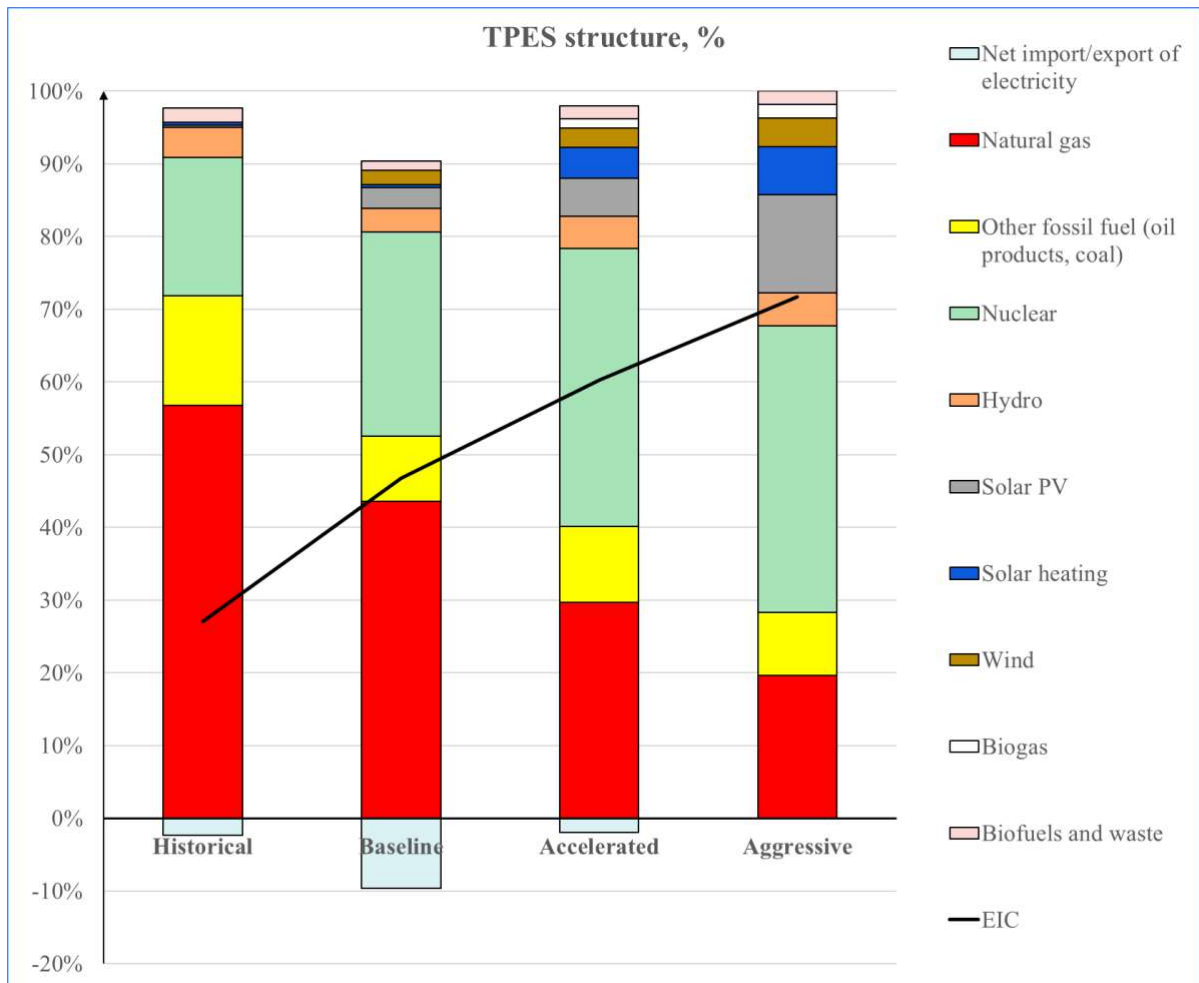
To assess the level of energy independence in each scenario, the values of the total primary energy supply (TPES) were determined, and energy independence coefficients (EIC) were calculated. For comparative analysis, the indicators of 2020 – “Historical” are based on official data published by the RA Statistical Committee. These indicators in conventional units for 2040 are presented in the table below.

TPES structure in conventional units and EIC by scenarios, 2040

	Net import/export of electricity	Natural gas	Other fossil fuel (oil products, coal)	Nuclear	Hydro	Solar PV	Solar heating	Wind	Bio gas	Biofuels and waste	Total	EIC, %
Historical	-87.1	2141.2	568.1	718.2	152.9	11.7	14.3	0.2		75.9	<b>3595.4</b>	<b>27.1</b>
Baseline	-563.7	2554.9	524.4	1646.7	190.5	163.5	23.9	115.2		75.9	<b>4731.3</b>	<b>46.8</b>
Accelerated	-85.4	1276.3	450.6	1646.7	190.5	224.0	183.8	115.2	55.3	75.9	<b>4132.9</b>	<b>60.3</b>
Aggressive	0	818.2	364	1646.7	190.5	562.8	275.7	163.4	78.6	75.9	<b>4175.8</b>	<b>71.7</b>

The chart below shows the structure of TPES for 2040 in percentage and the change in the value of the Energy Independence Coefficient (EIC) depending on the development scenario.

### TPES structure in %-age and EIC by scenarios, 2040

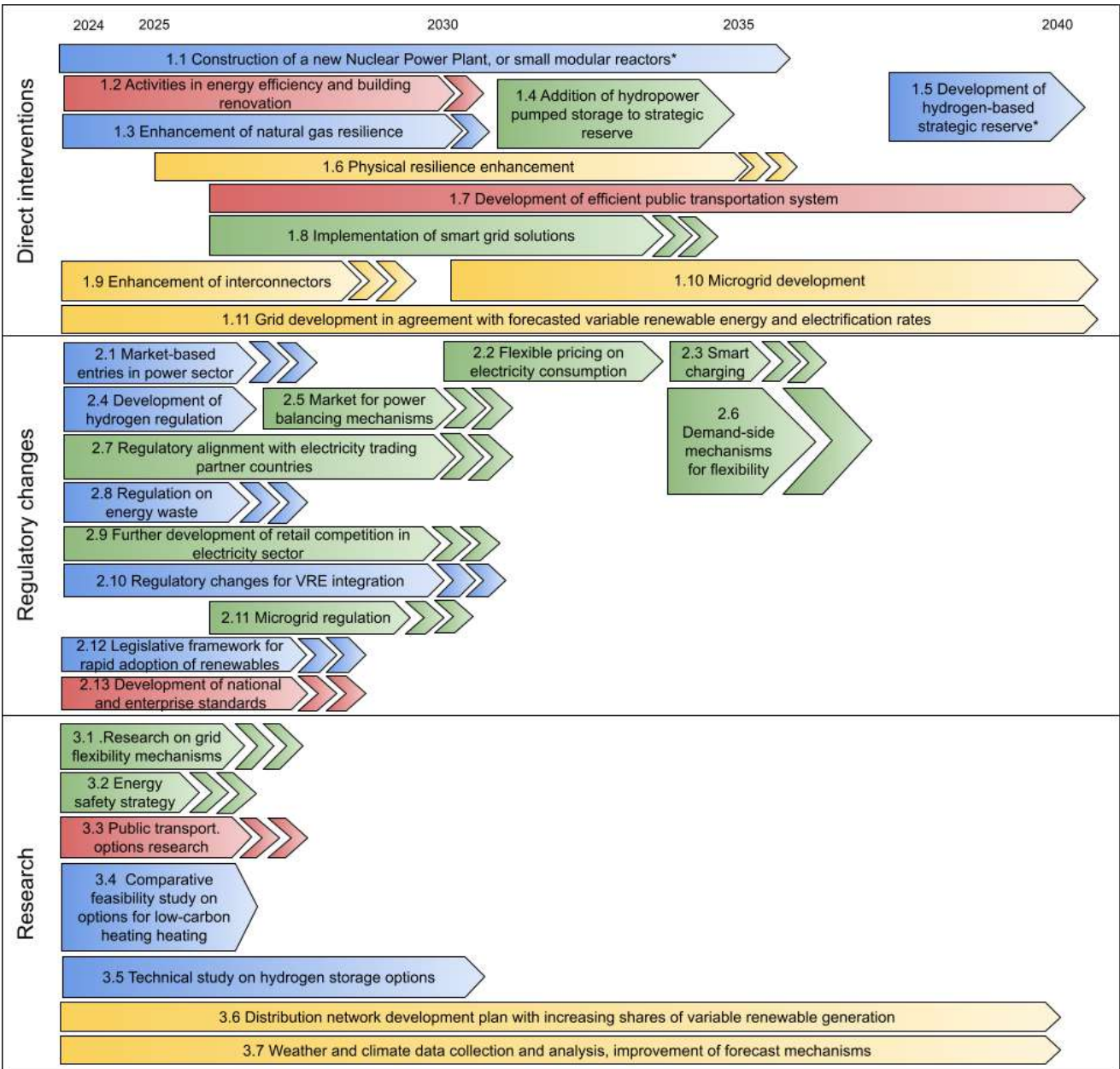


It should be noted that these figures do not fully reflect, and likely underestimate, the potential impact of the steps proposed in the Roadmap. The effect of some steps, such as new trends in public transport, geothermal energy development, energy efficiency interventions, etc., was not quantified within this study and requires a separate analysis, though their impact may be significant.

# 4. ROADMAP

The roadmap below outlines the necessary actions to achieve a higher degree of energy independence by the year 2040.

The advised actions have been grouped into three categories. Direct interventions entail actions to be undertaken directly by centralized decision-making, representing out-of-market mechanisms. These include the construction of strategic reserves, nuclear power, grid enhancement, and so on. Regulatory changes entail actions aiming to incentivize or create certain markets and services that would be critical to achieve the possible higher level of energy independence. These would in turn result in higher rates of development for renewable generation, low-carbon technologies, and other changes that are envisioned to be primarily market-driven. Finally, research activities should be associated with a series of studies, modeling, and simulations that will serve as the basis for the creation of regulatory mechanisms and decision-making aimed at attracting investment.



The implementation of the proposed actions is sequential and has certain prerequisites, presented in the form of steps. A detailed breakdown of each step is presented below.

The steps themselves are independent of scenarios, but some of the suggested actions are driven by technology developments. They are marked with an asterisk and are described at the end of the sub-clauses.

In addition to grouping by categories, the steps are colored according to the domain of energy in which they are primarily aimed at, as follows: blue – refers to the supply aspect; red – primarily indicates the consumption side; yellow – refers to grid transmission infrastructure; green – refer to the operation and regulation of the energy infrastructure.

## Direct Interventions

### 1.1 Construction of a new nuclear power plant, or small modular reactors (2024 - 2036)

*Prerequisites: None*

This step entails the selection of an appropriate nuclear power technology option and provider, construction of new nuclear power capacity to replace the Metsamor NPP, and commissioning by 2036. Provision of reliable power output throughout the year as a result.

### 1.2 Activities in energy efficiency and building renovation (2024 – 2030)

*Prerequisites: None*

These entail the implementation of programs and activities with regard to energy efficiency (primarily on the consumer side), in accordance with a number of nationally adopted legislations, such as the National Program on Energy Saving and Renewable Energy (2022-2030). Reduction in energy consumption rates and losses in energy flows as a result.

### 1.3 Enhancement of natural gas resilience (2024 – 2030)

*Prerequisites: None*

This step entails maintaining of existing natural gas suppliers, as well as strategic planning and intergovernmental agreements to secure national gas consumption. This also includes the expansion of the Abovyan storage facility to provide a strategic reserve of natural gas. Enhanced security of natural gas supply as a result.

### 1.4 Addition of hydropower pumped storage to strategic reserve (2031 – 2035)

*Prerequisites: 3.1 Research on grid flexibility mechanisms*

Construction of pumped hydropower storage facilities (totaling up to 450 MW) to be used in daily balancing of the electrical grid as an out-of-market mechanism. Enhanced power system resilience and higher integration rate of variable renewable generation as a result.

### 1.5 Development of hydrogen-based power strategic reserve\* (2037 – 2050)

*Prerequisites: 2.4 Development of hydrogen regulation, 3.1 Research on grid flexibility mechanisms, 3.5 Study on hydrogen storage options in Armenia*

Development of a hydrogen-based strategic reserve (possibly involving retrofit of an existing CCGT plant) to serve as an out-of-market mechanism for providing back-up to the power system in periods of

scarcity. Enhanced power system resilience and availability of locally sourced long-term storage options as a result.

\*Conditional on development of hydrogen technology, availability of storage facilities, and sufficiently low cost of locally produced hydrogen.

#### 1.6 Physical Resilience Enhancement (2025 – 2035)

Prerequisite: 3.2 Energy safety strategy development

Addition of defense measures to critical energy infrastructure to protect from physical damage.

#### 1.7 Development of efficient public transportation system (2024 – 2040)

Prerequisite: 3.3 Public transportation options research

Implementation of an efficient public transportation system on a national scale, with priority given to electrified or other locally sourced energy-based transportation. This step will reduce the transportation system's critical reliance on imported fuels as a result.

#### 1.8 Implementation of smart grid solutions (2025 – 2035)

Prerequisite: 3.2 Energy safety strategy development

Addition of a range of smart grid solutions to enhance the control and management of the power grid. Higher efficiency of power flow, grid stability, integration of variable renewable generation, and stable-state of operational regimes are some of the major benefits as a result of this step. Includes establishment of a cybersecurity center to test and monitor the cyber safety of the electrical grid and digital markets.

#### 1.9 Enhancement of interconnectors (2024 – 2028)

Prerequisite: none

Construction of additional capacities for power flow trade with Iran and Georgia, potentially also with the EU. The step will enhance power system **stability**, as well as allow for higher integration rates for variable renewable generation as a result.

#### 1.10 Microgrid development (2030 – 2040)

Prerequisites: 1.8 Implementation of smart grid solutions, 2.10 Regulatory changes for VRE integration in the grid, 2.11 Microgrid regulation

Isolated energy systems should not rely too heavily on variable renewable energy sources, such as solar PV and wind energy. Their share should be kept under 15% of the generation to ensure the system's sustainability and security. Therefore, the solution to maximizing the use of variable renewable energy resources, such as solar PV and wind energy, is seen in the enhanced penetration of autonomous mini- and microgrids. Implementation of microgrid solutions will relieve stress from the central grid and provide enhanced **stability** to the power system. This step will provide higher resilience and opportunity to develop distributed and local energy generation, as well as lower dependence of consumers on the central grid.

#### 1.11 Grid development according to the forecasted expansion of variable renewable energy generation and electrification rates of the consumption sector (2024-2040)

Prerequisites: in parallel with 3.6 Distribution network development plan and, 3.7 Weather and climate data collection and analysis, improvement of existing forecast mechanisms.

Expansion and enhancement of the electrical grid allow for higher integration of variable energy generation, as well as additional power flow due to the growth and expansion of electricity consumers, such as electrified transportation and heating.

## Regulatory Changes

### 2.1 Shift to market-based entries in the power sector (2024 – 2026)

Prerequisite: none

In accordance with the recommendation made by the USAID study, a gradual shift from tendering to market-based entries of new power generation capacities. A more efficient integration of variable renewable generation in particular will be an outcome of this step.

### 2.2 Flexible pricing system of electricity consumption (2030- 2033)

Prerequisite: 1.8 Implementation of smart grid solutions

Introduction of a flexible pricing system for residential and commercial consumers of electricity depending on daily and seasonal fluctuations in real costs of power generation. This step will result in higher efficiency of energy consumption and grid flow management.

### 2.3 Smart charging (2033 – 2035)

Prerequisite: 1.8 Implementation of smart grid solutions, 2.2 Flexible tariffs on electricity consumption

Introduction of smart charging framework and programs for electric transportation to facilitate the integration of high numbers of electric vehicles in power system operating regimes. Higher rates of EV integration is achievable, as well as higher system resilience achieved as a result.

### 2.4 Development of hydrogen regulation (2024 – 2026)

Prerequisite: none

Development of national standards and regulations on hydrogen use and storage.

### 2.5 Market for Power Balancing Mechanisms (2026 – 2030)

Prerequisite: 3.1 Research on grid flexibility mechanisms

Introduction of a market for ancillary and balancing services, to incentivize higher flexibility and storage solutions in power systems. Better management of power flows, higher system resilience and rates of variable renewable generation and storage achievable as a result.

### 2.6 Demand-side mechanisms for flexibility (2033 – 2036)

Prerequisite: 1.8 Implementation of smart grid solutions, 2.2 Flexible tariffs on electricity consumption, 2.5 Market for power balancing mechanisms

Introduction of demand-side mechanisms in the markets for ancillary and balancing services, incentivizing higher flexibility on the consumer side. Better management of power flows, higher system stability and rates of variable renewable generation and storage achievable as a result.

### 2.7 Regulatory alignment with electricity trading partner countries (2024 – 2030)

Prerequisite: None



Regulatory alignment and synchronization of electricity flow (including common day-ahead markets) with electricity trading partner countries, to reduce financial and technical losses in the grid. The step will enhance power system stability, as well as allow for higher integration rates for variable renewable generation as a result.

#### 2.8 Regulation on waste associated with end-of-life equipment (2024 – 2026)

Prerequisite: None

Development of a regulatory framework for managing energy-related waste and life cycle treatment of energy infrastructure, in particular, but not limited to, recycling and disposal of chemical batteries and solar panels. Lower environmental constraints on the development of energy generation and storage will be achieved as a result of this step.

#### 2.9 Further development of the retail market in the electricity sector (2024 – 2030)

Prerequisite: None

Expansion of retail competition in the electricity sector, particularly for large industrial consumers, leading to a more efficient consumption of electricity. A higher share of electricity is traded through liberalized mechanisms as a result.

#### 2.10 Regulatory changes for VRE integration (2024 – 2030)

Prerequisite: None

Introduction of regulatory changes to better reflect the costs and benefits of renewable energy sources, such as zonal or nodal pricing, efficient trading through distributed generation, and switch to feed-in premiums from feed-in tariffs. A higher rate of VRE integration is achievable as a result of this step.

#### 2.11 Microgrid regulation (2026 – 2028)

Prerequisite: None

Development of regulatory standards for management and trading within microgrids.

#### 2.12 Development of legislative framework for rapid adoption of renewable energy sources (2024 – 2027)

Prerequisite: None

Alignment of the existing regulation on renewable energy with the EU directives, including in areas of biogas, solar thermal, as well as off-grid power generation. Establishment of a framework for financial and technical support to incentivize rapid development of local energy generation in accordance with its value to energy independence.

#### 2.13 Development of national and enterprise standards (2024 – 2027)

Prerequisite: None

Development of national and enterprise standards on technical and engineering features, such as inverters, control and data acquisition, and photovoltaic panels.

## Further Research

### 3.1 Research on grid flexibility mechanisms (2024 – 2026).

Prerequisite: none

Research on the need for flexibility in grid management and determination of economic value derived from various flexibility services, to form a basis for balancing and ancillary market design.

3.2 Energy safety strategy development (2024 – 2025)

Prerequisite: none

Development of a strategy on cyber and physical resilience of the energy infrastructure against external threats and attacks.

3.3 Public transportation options research (2024 – 2026)

Prerequisite: none

Research on various options of locally sourced energy-based public transportation development for urban and regional travel.

3.4 Comparative study on options for locally sourced heating (2024 – 2026)

Prerequisite: None

A techno-economic comparative assessment of potential options for reducing natural gas-based heating in various regions and cities in Armenia, through comparing local competitiveness and feasibility of electrification, biogas, district heating, solar thermal, hydrogen, etc.

3.5 Study on hydrogen storage options (2024 – 2030)

Prerequisite: none

A technical study on possibilities for long-term hydrogen storage as ammonia and in geological formation in Armenia.

3.6 Distribution network development plan (start at 2024)

Prerequisite: none

Distribution network development plan for the expansion and enhancement of the electrical grid.

3.7 Weather and climate data collection and analysis, improvement of forecast mechanisms (2024 – 2040)

Prerequisite: none

Continuous collection and accumulation of data on weather and climate patterns, their impact on energy generation and consumption, as well as corresponding improvements of forecast technologies and accuracy.

Simulation-based research and calculations of network performance; designing of autonomous and hybrid mini-grids; techno-economic evaluations - these are the most important research areas aimed at increasing the share of renewable energy sources in the near future. In addition to the specific research topics, there is a general objective of adapting the national energy strategy to the rapidly changing fuel and energy market, the penetration of digital technologies, changes in the structure of international transport and energy communications, and regional and global geopolitics. Timely adaptation to changes should ensure stability, security, reliability, and, consequently, energy independence of the country. The above goals require regularly updating the energy independence roadmap using data monitoring and analysis every two years.

## 5. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

### 4.1 Power System

Diversification and interchangeability of the primary energy sources are seen as the main policy toward the development of Armenia's energy independence. This policy envisages the integration of new renewable energy-based capacities. In pursuit of this goal, our primary concentration should be on the following objectives:

- development of interconnections with the power systems of neighboring countries, namely Iran and Georgia;
- maintaining the nuclear power plant's operation is essential for ensuring grid reliability and security and covering the base load of the system;
- maintaining thermal power plants running on natural gas as an alternative to plants located in the load base, such as nuclear power plants, and providing power reserves in the event of refueling or technical shutdown of nuclear power plants;
- integrate new capacities based on renewable energy sources;
- develop pumped storage stations to increase the reliability and security of the energy system with a high degree of integration of new renewable energy capacities;
- integrate lithium-ion battery-based storage stations or any other comparable technology. This is advisable primarily for low-voltage networks at connection points for autonomous solar stations; for medium and high-voltage networks, studies are required to determine the connection points, the number of drives, and the electrical capacity for battery-based storage facilities;
- integrate smart grid technologies for all voltage levels for distribution and transmission networks.

The synchronized development of the above main directions is necessary for a tangible increase in energy independence while ensuring the reliability and safety of the energy industry.

### 4.2 Smart Grid

Smart energy and other modern solutions are a technological priority for Armenia's energy independence. The smart grid has significant potential to handle a large share of variable renewable energy sources and increase the achievable level of energy independence and security; however, this comes with significant institutional complexity and investment costs.

In some places, compromises have to be made. Real-time pricing for residential consumers might be the best solution in theory but requires more extensive infrastructure and regulatory framework than simpler (such as critical-peak pricing) approaches.

Decreasing VRE uncertainty and innovative operation of lines (such as dynamic line rating) are among the low-hanging fruits, while aggregators may play a significant part in the future. Some approaches require a more liberalized market and efficient regulation. A comparison of various solutions provides an idea of the costs and benefits in the context of Armenia's energy independence. In the absence of liberalized

markets and efficient regulation, advances on the system operator's level are expected first, while institutional development and liberalization should be prioritized in the medium to long term.

### 4.3 Nuclear Power

The analysis of nuclear power's role in Armenia's energy sector highlights it as the only baseload alternative to largely replace natural gas power generation. A construction of a new nuclear power plant to replace Metsamor is therefore a crucial step for Armenia's energy independence. The two major candidate technologies are conventional large reactors, with technological maturity and operational experience, as well as up-and-coming small modular reactors, which would be more suitable for Armenia's demand and resilience, but which relatively lack real-world applications and experience.

### 4.4 Hydrogen

Overall, the potential for large-scale development of hydrogen use in Armenia remains uncertain in the long term, though less likely within the timeframe of this roadmap (up to 2040). High capital costs of new hydrogen infrastructure development mean that repurposing the existing lines is the more viable alternative (unless delivery is done on a smaller scale by trucks), but even repurposing costs are significantly high.

The prospects of hydrogen development in the context of energy independence are uncertain and subject to the following constraints:

1. The costs of local hydrogen production relative to other nearby regions;
2. The relative value of exporting Armenia's electricity instead of using it to generate hydrogen;
3. Even disregarding the two points above, the competitiveness of hydrogen applications with alternative low-carbon solutions is low in many cases;

In conclusion, even if the global market develops, hydrogen in Armenia may well be a predominantly imported fuel as natural gas is now, and the economic incentives for local production, in that case, would remain low and confined to niche applications. Under those conditions, large-scale hydrogen development is unlikely to have a significant impact on the energy independence of Armenia, except through diversification of primary energy suppliers. A hydrogen-based strategic reserve for the power systems is deemed as the most likely application that will contribute to energy independence.

### 4.5 Storage Technologies

Armenia's main objective should focus on the advancement of pumped hydropower storage, which is crucial for long-term storage purposes. In terms of mid-term storage (1-6 hours), the utilization of chemical batteries should be taken into account. These batteries can primarily make use of excess daytime generation to meet the evening peak hours' demand and effectively manage fluctuations throughout the day. While flywheels can be considered for primary frequency response, their storage duration is limited, necessitating accurate forecasting. Additionally, exploring opportunities for Compressed Air Storage in Armenia should be done separately, as it requires specific location requirements.

What is important to note regarding costs is that flywheels, pumped hydropower storage, and compressed air storage are not expected to experience significant cost reductions, as these are already mature technologies. The primary factor that will have a significant impact is the chemical batteries.

For this, it is important

- a) to provide proper incentives and market mechanisms, so that storage technologies are deployed economically on the market
- b) to have proper decision-making on the system operator's level, to decide when to invest in storage for grid management, based on costs and demand.

The two factors will interact. A proper market mechanism can incentivize sufficient storage installations, reducing the need for the system operator's intervention. An important aspect is providing multiple sources of revenue (through well-designed ancillary services, wholesale market, and energy arbitrage) for storage because the capital costs remain high.

## 4.6 Public Transportation

The shift to low-carbon public transportation is a way to reduce fossil fuel dependency, and, simultaneously, is an important factor for large-scale decarbonization of the transport sector, particularly when it comes to metropolitan and inter-city travel. Public transportation can in many instances provide a cheaper and more effective alternative for low-carbon transitions, compared to maintaining the same demand for private vehicles while trying to electrify them. A developed public transportation system also provides higher system resilience, in case of natural gas supply disruptions.

## 4.7 District Heating

While the national potential for co-generation DH restoration is estimated at 120-140 MW (together with peak boilers of 300-350 MW), the economic efficiency of district heating restoration remains under question. To properly estimate the potential of district heating in reducing energy dependence of Armenia, the following points need to be evaluated:

1. The current state and the rehabilitation potential for central heating infrastructure.
  - a. Regulatory grounds for district heating implementation/rehabilitation in the existing buildings stock on a large scale.
2. The potential for new installations for the existing building stock.
  - a. Low-carbon resources (biomass, waste, underground heat) available for district heating.
3. A comparative economic analysis of heat supply options, including individual boilers, district heating/boiler houses, and electric heating.

## 4.8 Market Liberalization and Economics

The goal for higher energy independence requires the implementation of renewable energy generation. Efficient integration of variable renewable generation is achievable under liberalized markets, with efficient day-ahead market and system services procurement, which are important for intermittent and uncertain solar and wind power generation. However, the internal market of Armenia (especially with a large nuclear power plant) may be too small for liberalization, and so can be liberalized in tandem with a regional market, i.e. Georgia and possibly the EU, via Georgia. Ultimately, a trade-off between economic efficiency and energy independence will arise.

## 4.9 International Experience

The international experience provides a lot of learning opportunities for Armenia. Many technological and regulatory solutions are noted and described in other parts of the report; here, four countries were selected and analyzed in more depth, and their similarities and differences with Armenia are highlighted. The purpose was to develop a certain “emergent” role model, based on the collective experience of these four countries. None of them is fully similar to Armenia or presents an ideal role model, but the collective lessons can be briefly summarized as follows.

Armenia should place great importance on interconnections. This not only enables the integration of a larger portion of variable renewable energy (VRE) but also signifies that their main objective is not complete energy independence through isolation. For instance, Israel, despite having ample gas reserves to sustain itself for years, still seeks interconnection. On the other hand, Ireland has faced challenges due to its geographical isolation. Therefore, the primary focus is on achieving higher interconnectedness and grid stability, particularly in systems with a significant proportion of VRE generation.

Proper regulatory development plays a crucial role. It is essential for effective procurement of ancillary services, optimizing the subsidization of variable generation to enhance system efficiency, and achieving regulatory harmonization with neighboring countries. The regulatory framework must facilitate the entry of diverse technologies into the market, particularly when dealing with high shares of variable renewable energy (VRE) generation. The theoretically achievable level of independence will not be reached without appropriate legislative changes, or it will come at a higher cost.

Attaining increased levels of energy security and independence ultimately entails a greater financial burden on society, specifically on consumers - the taxpayers. This increased cost will result from expensive measures like constructing nuclear power plants, improving interconnections, establishing storage infrastructures, and so on. The public must endorse the chosen strategy, hence the advantages must be effectively emphasized and communicated, particularly if they involve reducing future risks as opposed to addressing current issues.

