

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ АРМЯНСКОЙ ЭЭС ПРИ ВНЕДРЕНИИ СОЛНЕЧНЫХ И ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА 2030 ГОД

Гнунни Г.Т.¹, Геворгян С.Г.², Ахвердян Г.Г.³ Email: Gnuni17110@scientifictext.ru

¹Гнунни Грант Тигранович - кандидат технических наук, старший научный сотрудник;

²Геворгян Севак Гагикович - кандидат технических наук, научный сотрудник,

Стратегический центр энергетики,

ЗАО «Научно-исследовательский институт энергетики»;

³Ахвердян Геворг Гагикович - инженер,

отдел систем вентиляции и кондиционирования,

ЗАО «Ереванская теплоэлектростанция»,

г. Ереван, Республика Армения

Аннотация: проведены оптимизационные расчеты для определения ожидаемых технических и экономических эффектов от внедрения солнечных и ветровых электростанций в Армянскую ЭЭС для прогнозируемого 2030 года. Осуществлена проверка технической реализуемости экономически целесообразных режимов. Для моделирования режимов Армянской ЭЭС на 2030 г. и реализации оптимизационных расчетов использовался программный пакет GTMax, разработанный в Аргонской Национальной Лаборатории США. В моделях были учтены объемы электроэнергетических потоков с Иранской и Грузинской ЭЭС.

Ключевые слова: солнечная электростанция, ветровая электростанция, возобновляемый источник энергии, развитие энергосистемы, моделирование, экономическая диспетчеризация, переменные затраты.

ESTIMATION OF ECONOMIC EFFICIENCY AND OPERATING MODES OF THE ARMENIAN EPS IN THE IMPLEMENTATION OF SOLAR AND WIND POWER PLANTS IN 2030

Gnuni G.T.¹, Gevorgyan S.G.², Akhverdyan G.G.³

¹Gnuni Grant Tigranovich - PhD in Energy, Senior Researcher;

²Gevorgyan Sevak Gagikovich - PhD in Energy, Researcher,

ENERGY STRATEGIC CENTER,

CJSC "SCIENTIFIC RESEARCH INSTITUTE OF ENERGY";

³Akhverdyan Gevorg Gagikovich - Engineer,

DEPARTMENT OF VENTILATION AND AIR-CONDITIONING SYSTEMS,

CJSC "YEREVAN THERMAL POWER PLANT",

YEREVAN, REPUBLIC OF ARMENIA

Abstract: have been conducted optimization calculations to determine the expected technical and economical effects from the implementation of solar and wind power plants in the Armenian EPS for forecast on 2030. Were implemented verification of the technical feasibility of economically expedient modes. For simulation the Armenian EPS regimes in 2030 and for implementation of optimization calculations, the GTMax software package developed at the Argonne National Laboratory of the USA was used. Models have taken into account the processes of electric power flows from the Iranian and Georgian EES.

Keywords: solar power plant, wind power plant, renewable energy sources, energy system development, modeling, economic dispatching, variable costs.

УДК 621.31

Введение. Целевая функция в модели экономической диспетчеризации режимов ЭЭС, представляет собой суммарные затраты на производство электроэнергии за рассматриваемый период времени [1]. В модель включаются следующие основные ограничения: ограничение по балансу мощностей; ограничение по балансу электроэнергии; ограничения по мощности для различных типов электростанций; ограничения по объемам водохранилищ [1, 2]. Учитываются также ограничения, связанные с особенностями функционирования Армянской ЭЭС, включая: законодательно установленные требования по обязательной покупке всей вырабатываемой электроэнергии на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) [3]; выполнение межгосударственных долгосрочных контрактов по реализации потоков с соседними энергосистемами [4]; обеспечение разумных уровней надежности, безопасности и энергетической независимости и др.

Метод исследования. Для моделирования режимов Армянской ЭЭС на 2030 г. и реализации оптимизационных расчетов использовался программный пакет GTMax, разработанный в Аргонской Национальной Лаборатории США. Программный пакет GTMax позволяет решать задачи оптимизации режимов гидро- и теплогенерации, максимизации доходов энергосистемы, учета прямых контрактов и контрактов с независимыми производителями, расчета стоимости энергии на региональных рынках, вычисления эксплуатационных затрат и доходов производителей, моделирования соглашений по взаимному обмену энергией.

Исходные данные и допущения. При помощи программного пакета GTMax смоделирована Армянская ЭЭС на 2030 г. [5, 6]. В моделях были учтены объемы электроэнергетических перетоков с Иранской и Грузинской ЭЭС с учетом экспортных/импортных возможностей. Отдельными узлами смоделированы имеющиеся электростанции (ЭС) [3, 4, 7, 8] и ЭС, которые предусмотрены до 2030 г. [5, 6], при этом были учтены максимальные и минимальные мощности всех ЭС, а также цены на электроэнергию производимой на соответствующей ЭС.

Объем внутреннего потребления Армении на 2030г. был принят равен 8734 млн кВтч [5]. Цены на электроэнергию, производимой на ЭС взяты из Решения 7 июля 2013 г. комиссии по регулированию общественных услуг РА (1USD =410AMD) [7]. На 2030 г. рассмотрены следующих два сценария:

- Сценарий 1. GTMax модель Армянской ЭЭС при частичном развитии ВИЭ (без солнечных и ветровых ЭС);
- Сценарий 2. GTMax модель Армянской ЭЭС с участием солнечных и ветровых ЭС.

Поскольку в национальной программе развития энергетики Армении принято, что до 2030 года будут введены следующие мощности с использованием ВИЭ (табл. 1 и 4), в данной статье были рассмотрены два сценария. В первом сценарии было рассмотрено частичное развитие ВИЭ, строительство малых ГЭС и геотермальной ЭС. Строительство малых ГЭС обосновано тем, что в Армении наблюдается тенденция развития в данной отрасли, о чем свидетельствует статистика последних лет, а также большой объем выдач лицензий комиссией по регулированию общественных услуг РА [7]. Строительство геотермальной станции в данном сценарии было рассмотрено исходя из того, что геотермальная ЭС имеет стабильный режим работы, а малая мощность ЭС не имеет значительного влияния на Армянскую ЭЭС. Во втором сценарии были дополнительно введены солнечные и ветровые ЭС (СФЭС и ВЭС) с суммарными мощностями соответственно 40 и 50 МВт. Данный подход разбивки был сделан исходя из нестабильных режимов работы СФЭС и ВЭС. Также надо отметить, что цены на строительство СФЭС и ВЭС остаются на высоком уровне, что приводит к высоким тарифам на производимую электроэнергию. Исходя из вышеуказанных пунктов СФЭС и ВЭС, были смоделированы во втором сценарии, чтобы проанализировать режим работы Армянской ЭЭС при внедрении СФЭС и ВЭС, а также рассмотреть экономическую эффективность. Моделирование режимов работы Армянской ЭЭС осуществлено с учетом данных о почасовых графиках нагрузки и отпуска с шин от каждой из ЭС, а также ценовых показателей на 2013г. [7].

Результаты расчетов. Целью проведения расчетов для Сценария 1 является проверка режима работы Армянской ЭЭС на 2030 г.

Для 2030г., исходя из прогнозируемых данных, были смоделированы новая АЭС мощностью 1028 МВт, два новых ПГУ мощностью 220 и 400 МВт, Лори и Шнох ГЭС, геотермальная ЭС, новые малые ГЭС а также были учтены новые возможности объема потока экспортируемой электроэнергии в Иран (пропускная способность линии 1000 МВтч). Также на 2030 г. из эксплуатации были выведены Армянская АЭС и Раздан ТЭС [3, 4, 5, 6, 7, 8].

При моделировании узлы малых и новых малых ГЭС, Шнох и Лори ГЭС, Лори ВЭС и узел внутреннего потребления электроэнергии были смоделированы следующим образом. Для узлов ЭС, и внутреннего потребления взяты соответственно графики нагрузок и график внутреннего потребления из данных SCADA на 2015 г. Имея графики нагрузок малых ГЭС, а так же прогнозируемые объемы выработок электроэнергии новых ГЭС (табл. 1) составляем графики нагрузок новых ГЭС на 2030 г.

Применение данного метода связано с тем, что прогнозируемые ЭС будут построены в тех же регионах, что и старые ЭС. Предполагается, что водные потоки остаются теми же, соответственно графики производимой электроэнергии на новых и старых ЭС будут схожи. При этом узел Ирана для 2030 г. смоделирован в свободном режиме с пропускной способностью линии 1000 МВтч. Объемы электроэнергии для вышеупомянутых узлов для 2030г., приведены в табл. 1 [5].

Таблица 1. Мощность и объем производимой электроэнергии ВИЭ на 2030 г.

Электростанция	Мощность электростанции на 2030 г., МВт	Объем электроэнергии на 2030 г., ГВтч
Новые Малые ГЭС	148.1	544
Шнох ГЭС	70	270

Лори ГЭС	66	208
Геотермальная ЭС	30	194

Результаты расчетов для Сценария 1 приведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты расчетов Сценария 1 по станциям

Электростанция	Мощность, МВт		Объем электроэнергии на 2030г., ГВтч	Цена, \$/МВтч	Перемен. затраты, млн.\$	
	макс.	мин.				
ВВЭР-1000	1028	750	7635	87.12	665.2	
Раздан 5 блок	440	120	0	81.46	0.0	
Ереванская ПГУ	220	80	1320.7	35.76	47.2	
Новая ПГУ-220	220	80	1085.8	110.88	120.4	
Новая ПГУ-400	400	120	1809.3	105.6	191.1	
Севан-Раздан каскад	550	-	470.5	1.89	0.9	
Вротанский каскад	402	-	1115.6	16.67	18.6	
Малые ГЭС	222	-	556.2	49.48	27.5	
Лори ВЭС	2.6	-	3	90.07	0.3	
Новые Малые ГЭС	148	-	542.2	49.48	26.8	
Лори ГЭС	66	-	207.3	56.76	11.8	
Шнох ГЭС	70	-	269.1	51.48	13.9	
Геотермальная ЭС	30	-	193.2	80.52	15.6	
Новые ВЭС	50	-	0	90.07	0	
Солнечные ЭС	40	-	0	100	0	
Иран	Экспорт	-	-	6905.8	0	0
Грузия	Импорт	-	-	0	0	0
	Экспорт	-	-	0	0	0
Всего					1139.1	

В табл. 2 приведены максимальные и минимальные мощности ЭС, объем электроэнергии производимой на каждом узле, цена на производимую электроэнергию, а так же рассчитаны переменные затраты для всех узлов (1139 млн.\$).

Приведем в табл. 3 затраты и удельные цены для производимой электроэнергии по отдельным ЭС.

Таблица 3. Затраты и удельные цены для Сценария 1 по станциям

Электростанция	Тариф на мощность, \$/МВт	Постоян. затраты, 1000\$	Перемен. затраты, млн \$	Полные затраты, Млн \$	Удельная цена на э/э, \$/МВтч
ВВЭР-1000	105910.8	108876.3	665.2	774.0	101.38
Раздан 5 блок	0	0	0	0	0
Ереванская ПГУ	53413.5	11751	47.2	59.0	44.66
Новая ПГУ-220	53413.5	11751	120.4	132.1	121.7
Новая ПГУ-400	53413.5	21365.4	191.1	212.4	117.41
Севан-Раздан каскад	19116.9	10514.3	0.9	11.4	24.24
Вротанский каскад	7638.7	3070.8	18.6	21.7	19.42
Малые ГЭС	0	0	27.5	27.5	49.48
Лори ВЭС	0	0	0.3	0.3	90.07
Новые Малые ГЭС	0	0	26.8	26.8	49.48
Лори ГЭС	0	0	11.8	11.8	56.76
Шнох ГЭС	0	0	13.9	13.9	51.48
Геотермальная ЭС	0	0	15.6	15.6	80.52
Новые ВЭС	0	0	0	0	0
Солнечные ЭС	0	0	0	0	0
Иран	Экспорт	0	0	0	0
Грузия	Импорт	0	0	0	0
	Экспорт	0	0	0	0

Всего		167328.7	1139.1	1306.5	
--------------	--	-----------------	---------------	---------------	--

Полные затраты для Сценария 1 на 2030 г. составили 1307 млн \$

Целью проведения расчетов Сценария 2 является проверка влияния СФЭС и ВЭС на режимы работы Армянской ЭЭС, а также проведения экономического анализа.

Как уже отмечалось выше, в Сценарии 2 были введены прогнозируемые мощности СФЭС и ВЭС на 2030 г. (табл. 4) [5].

Таблица 4. Мощность и объем производимой электроэнергии СФЭС и ВИЭ на 2030 г.

Электростанция	Мощность электростанции на 2030 г., МВт	Объем электроэнергии на 2030 г., ГВтч
Солнечные ЭС	40	83
Новые ВЭС	50	132

Суммарный график выработки для СФЭС и ВЭС представлен на рис. 1.

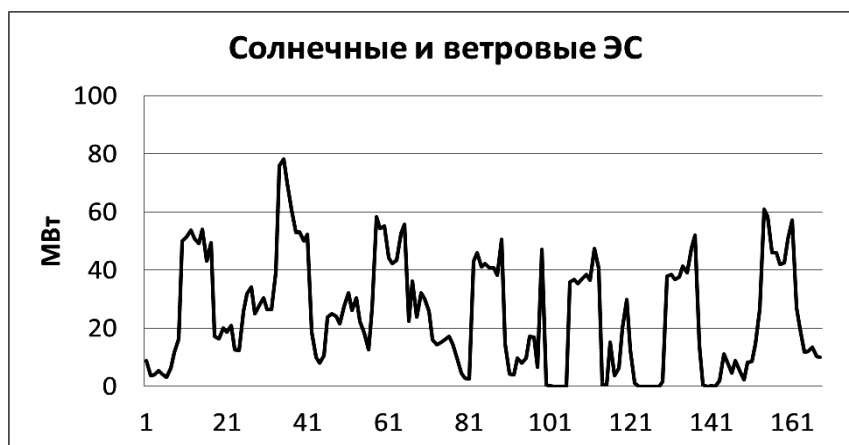


Рис. 1. Суммарная выработка электроэнергии на СФЭС и ВЭС, для 32-ой недели 2030 г.

Результаты расчетов для Сценария 2 приведены в табл. 5.

Таблица 5. Результаты расчетов Сценария 2 по станциям

Электростанция	Мощность, МВт		Объем электроэнергии на 2030г., ГВтч	Цена, \$/МВтч	Перемен. затраты, млн \$	
	макс.	мин.				
ВВЭР-1000	1028	750	7419.7	87.12	646.4	
Раздан 5 блок	440	120	0	81.46	0	
Ереванская ПГУ	220	80	1320.7	35.76	47.2	
Новая ПГУ-220	220	80	1085.8	110.88	120.4	
Новая ПГУ-400	400	120	1809.3	105.6	191.1	
Севан-Раздан каскад	550	-	470.5	1.89	0.9	
Вротанский каскад	402	-	1115.6	16.67	18.6	
Малые ГЭС	222	-	556.2	49.48	27.5	
Лори ВЭС	2.6	-	3	90.07	0.3	
Новые Малые ГЭС	148	-	542.2	49.48	26.8	
Лори ГЭС	66	-	207.3	56.76	11.8	
Шнох ГЭС	70	-	269.1	51.48	13.9	
Геотермальная ЭС	30	-	193.2	80.52	15.6	
Новые ВЭС	50	-	132	90.07	11.9	
Солнечные ЭС	40	-	83.3	100	8.3	
Иран	Экспорт	-	-	6905.8	0	0
Грузия	Импорт	-	-	0	0	0
	Экспорт	-	-	0	0	0
Всего					1140.6	

Суммарные переменные затраты для Сценария 2 составили 1141 млн.\$.
Приведем в табл. 6 затраты и удельные цены для производимой электроэнергии по отдельным ЭС.

Таблица 6. Затраты и удельные цены для Сценария 2 по станциям

Электростанция		Тариф на мощность, \$/МВт	Постоян. затраты, 1000\$	Перемен. затраты, млн.\$	Полные затраты, млн.\$	Удельная цена на э/э, \$/МВтч
ВВЭР-1000		105910.8	108876.3	646.4	755.3	101.79
Раздан 5 блок		0	0	0	0	0
Ереванская ПГУ		53413.5	11751	47.2	59	44.66
Новая ПГУ-220		53413.5	11751	120.4	132.1	121.70
Новая ПГУ-400		53413.5	21365.4	191.1	212.4	117.41
Севан-Раздан каскад		19116.9	10514.3	0.9	11.4	24.24
Вротанский каскад		7638.7	3070.8	18.6	21.7	19.42
Малые ГЭС		0	0	27.5	27.5	49.48
Лори ВЭС		0	0	0.3	0.3	90.07
Новые Малые ГЭС		0	0	26.8	26.8	49.48
Лори ГЭС		0	0	11.8	11.8	56.76
Шнох ГЭС		0	0	13.9	13.9	51.48
Геотермальная ЭС		0	0	15.6	15.6	80.52
Новые ВЭС		0	0	11.9	11.9	90.07
Солнечные ЭС		0	0	8.3	8.3	100
Иран	Экспорт	0	0	0	0	0
Грузия	Импорт	0	0	0	0	0
	Экспорт	0	0	0	0	0
Всего			167328.7	1140.6	1307.9	

Полные затраты для Сценария 2 составили 1308 млн \$.

Сравним Сценарий 1 со Сценарием 2, чтобы определить экономическую эффективность. Приведем в табл. 7 разницу выработок электроэнергии, а также затраты для каждой станции.

Таблица 7. Разница выработок электроэнергии и затрат Сценариев 1 и 2 по станциям

Электростанция		Разница выработки электроэнергии на 2030г. (1 и 2 сценариев), ГВтч	Разница переменных затрат, млн \$	Разница полных затрат, млн \$
ВВЭР-1000		-215.3	-18.8	-18.8
Раздан 5 блок		0	0	0
Ереванская ПГУ		0	0	0
Новая ПГУ-220		0	0	0
Новая ПГУ-400		0	0	0
Севан-Раздан каскад		0	0	0
Вротанский каскад		0	0	0
Малые ГЭС		0	0	0
Лори ВЭС		0	0	0
Новые Малые ГЭС		0	0	0
Лори ГЭС		0	0	0
Шнох ГЭС		0	0	0
Геотермальная ЭС		0	0	0
Новые ВЭС		132	11.9	11.9
Солнечные ЭС		83.3	8.3	8.3
Иран	Экспорт	0	0	0
Грузия	Импорт	0	0	0
	Экспорт	0	0	0
Всего			1.5	1.5

Если сравнить суммарную выработку электроэнергии по станциям Сценария 2 с прогнозируемыми выработками на 2030 г. то можно заметить, что объемы почти совпадают.

Более подробно рассмотрим полученные результаты Сценария 1.. Анализируя графики выработки электроэнергии можно предположить, что при отсутствии СФЭС и ВЭС новая АЭС и Воротанский каскад ГЭС берут на себя функцию покрытия графика нагрузки (рис. 2-4).

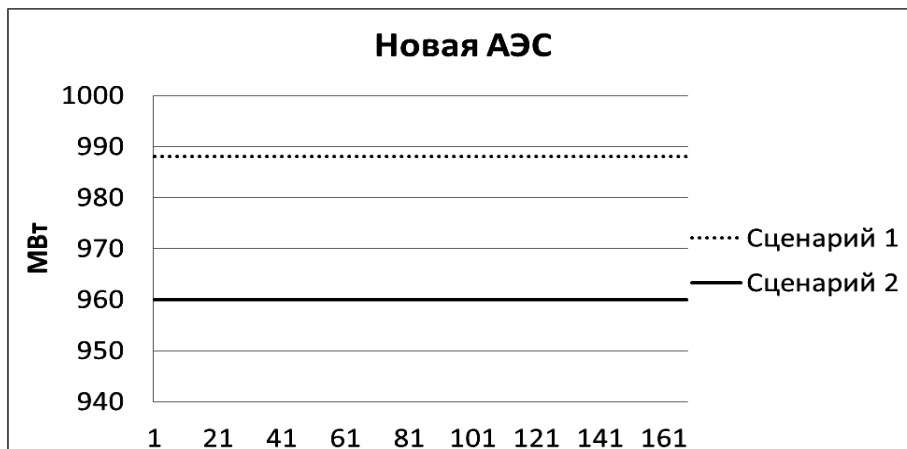


Рис. 2. Выработка электроэнергии на новой АЭС, для 32-ой недели 2030 г.

Как видно из рис. 2 новая АЭС поднимает базисную мощность с 960 МВт до 988 МВт, а Воротанский каскад ГЭС опускает базисную мощность, при этом работая в пиковом и более нестабильном режиме (рис. 3 и 4).



Рис. 3. Выработка электроэнергии на Воротанском каскаде ГЭС, для 32-ой недели 2030 г. (Сценарий 1)



Рис. 4. Выработка электроэнергии на Воротанском каскаде ГЭС, для 32-ой недели 2030 г. (Сценарий 2)

Из табл. 7 также видно, что суммарная выработка на новой АЭС при отсутствии СФЭС и ВЭС поднимается на 215 ГВтч. Несмотря на то, что режимы Воротанского каскада ГЭС изменяются (работает в регулирующем режиме), суммарная выработка на Воротанском каскаде остается неизменной (1115.6 ГВтч).

Из табл. 7 видно, что внедрение СФЭС и ВЭС приводит к увеличению полных затрат для данных ЭС, а также к снижению полных затрат для новой АЭС. Суммарные полные затраты для Армянской ЭЭС увеличиваются на 1.5 млн.\$, а удельная цена на новой АЭС остается практически неизменной.

Выводы

1. Разработана математическая модель оптимизации переменных и постоянных затрат Армянской ЭЭС, учитывающая ряд ограничений, обусловленных требованиями по обеспечению технологического цикла АЭС, гидрологических режимов ГЭС и других условий.

2. По сравнению со Сценарием 1 (СФЭС и ВЭС отсутствуют), полные затраты для Сценария 2 (с участием СФЭС и ВЭС) увеличились на 1.5 млн \$ для рассчитанного 2030 г.. Это объясняется тем, что тарифы электроэнергии на СФЭС и ВЭС пока что остаются на высоком уровне. Так тарифы на СФЭС и ВЭС выше чем на новой АЭС 3-13 \$/МВтч, а по сравнению с Воротанским каскадом они выше в 5-6 раз.

3. Участие СФЭС и ВЭС приводит к разгрузке новой АЭС. Суммарная производимая электроэнергия сокращается на 215 ГВтч, а фиксированная мощность опускается на 28 МВт.

4. Ввод СФЭС и ВЭС в Армянскую ЭЭС влияет на режимы работы Воротанского каскада ГЭС, при этом суммарная выработка электроэнергии на Воротанском каскаде остается неизменной (1115.6 ГВтч). Как видно из рис. 3 и 4 при вводе СФЭС и ВЭС в Армянскую ЭЭС Воротанский каскад ГЭС снижает базисную мощность и работает в пиковом режиме. Это объясняется тем, что Воротан является регулирующим каскадом и неравномерность (сглаживания графика нагрузки) производимой электроэнергии от СФЭС и ВЭС он берет на себя. При этом надо заметить, что Воротанский каскад при наличии солнечных и ветровых ЭС работает в более нестабильном режиме.

5. Как показывают результаты расчетов, все экономически целесообразные режимы технически реализуемы, при условии усиления межсистемных связей Армения-Иран. Импорт/экспорт с Грузинской ЭЭС отсутствует.

6. Из результатов нестабильных режимов Воротанского каскада можно заключить, что Армянская ЭЭС пока не готова к вводу СФЭС и ВЭС больших мощностей. На данном этапе предлагается установка автономных СФЭС и ВЭС малых мощностей с учетом дальнейшего развития Армянской ЭЭС.

Список литературы / References

1. *Мелентьев Л.А.* Оптимизация развития и управления больших систем энергетики: Учеб. пособие для вузов. М.: Высшая школа, 1976. 336 с.
2. *Гнуни Г.Т.* Анализ чувствительности задачи оптимизации режима гидротехнической системы // *Materialy IX mezinardni vedecko – prakticka konference. “Aplikovane vedecke novinky - 2013”.* Praha: Publishing House “Education and Science”, 2013. С. 31-36.
3. Закон РА «Об энергетике». Ереван, 2001 г. 13 с.
4. Министерство Энергетики и Природных Ресурсов Республики Армения. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.minenergy.am/> (дата обращения: 03.10.2016).
5. Направления долгосрочного (до 2036 г.) развития энергетической системы РА / Утверждена решением Правительства РА 2015 г. 58 с.
6. *Гнуни Т.С., Карапогосян Э.А., Гнуни Г.Т.* Анализ развития энергосистемы РА // *Вестник инженерной академии Армении*, 2012. Том 9. № 1. С. 86-91.
7. Комиссия по регулированию общественных услуг РА. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.psrc.am/> (дата обращения: 03.10.2016).