

НИУ «Высшая школа экономики»
Российская Академия Наук
Московская школа управления СКОЛКОВО
Фонд «Сколково»

Материалы IV Международного Конгресса
«Возобновляемая энергетика XXI век:
энергетическая и экономическая эффективность»
5–6 июня 2018, Сколково, Россия

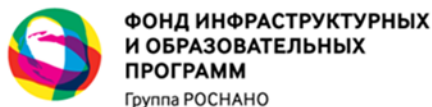


Proceedings of the IV International Congress
Renewable Energy – XXI Century:
Energy & Economic Efficiency
5–6 June, 2018, Skolkovo, Russia

ОРГАНИЗАТОРЫ



СООРГАНИЗАТОРЫ И ПАРТНЕРЫ



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



УДК 620.92 (075.8)
ББК 31.я73

Печатается по решению Организационного и Программного комитетов IV Международного Конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность», 2018.

Редакционно-издательский совет:

Чл.-корр. РАН Филиппов С.П., д.т.н. Попель О.С., к.э.н. Митрова Т.А.,
д.э.н. Медведева Е.А., к.т.н. Ермоленко Г.В., к.ф.-м.н. Дуников Д.О.

Рецензенты:

д.т.н. Попель О.С. - руководитель Научно-исследовательского центра ОИВТ РАН «Физико-технические проблемы энергетики», главный научный сотрудник
к.ф.-м.н. Дуников Д.О. - старший научный сотрудник лаборатории Водородных энергетических технологий Объединенного института высоких температур РАН

Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность, 2018 // Материалы IV Международного конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность», Сколково, 5-6 ИЮНЯ 2018 г./ Под ред. к.ф.-м.н Д.О. Дуникова, д.т.н. О.С. Попеля - Москва: ОИВТ РАН. 2018. - 259 с.

В материалах IV Международного конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность» 2018 опубликованы тезисы участников Конгресса по различным аспектам разработки и практического использования возобновляемых источников энергии.

Для научных работников, аспирантов, студентов энергетических специальностей и широкого круга специалистов, занимающихся проблемами использования возобновляемых источников энергии.

© Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Объединенный институт высоких температур Российской академии наук

© Коллектив авторов

**ОРГАНИЗАТОРЫ КОНГРЕССА
ORGANIZERS**

**НИУ «Высшая школа экономики»
Российская Академия Наук
Московская школа управления СКОЛКОВО
Фонд «Сколково»**

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

Медведева Елена Алексеевна
Руководитель Оргкомитета Конгресса, д.э.н., директор Института энергетики НИУ ВШЭ

Попель Олег Сергеевич
Заместитель Председателя Организационного Комитета, д.т.н, - руководитель Научно-исследовательского центра ОИВТ РАН «Физико-технические проблемы энергетики», главный научный сотрудник

Митрова Татьяна Алексеевна
Директор Энергетического центра Московской школы управления "Сколково"

Перцовский Олег Евгеньевич
Директор по научно-техническому развитию Кластера энергоэффективных технологий Фонда «Сколково»

Посысаев Юрий Юрьевич
Исполнительный директор АНО "Международный центр устойчивого энергетического развития" под эгидой ЮНЕСКО.

Ермоленко Георгий Викторович
Заведующий центром развития возобновляемых источников энергии Института Энергетики НИУ ВШЭ

Дуников Дмитрий Олегович
Старший научный сотрудник Объединенного института высоких температур РАН (ОИВТ РАН)

Ухаль Ирина Александровна
Ответственный секретарь Организационного Комитета, эксперт Института энергетики НИУ ВШЭ

СЕКРЕТАРИАТ КОНГРЕССА

Тел. +7 (916) 756-13-10
e-mail: reencon@hse.ru

ОГЛАВЛЕНИЕ TABLE OF CONTENTS

ОРГАНИЗАТОРЫ КОНГРЕССА ORGANIZERS	4
ОГЛАВЛЕНИЕ TABLE OF CONTENTS	5
ОПТИМИЗАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ НА ПРИМЕРЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ APPLICATION OF HORIZONTAL TELESCOPIC WELLS IN DEVELOPMENT OF GEOTHERMAL DEPOSITS Джаватов Д.К., Азизов А.А., Алхасова Д.А.	10
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ PROMISING TECHNOLOGIES FOR GEOTHERMAL RESOURCES DEVELOPMENT Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Алхасов Б.А., Рамазанов А.Ш., Попель О.С.	16
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЗАПЫЛЕНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ С УЧЕТОМ ПРИРОДНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ МОНГОЛИИ INVESTIGATION OF THE INFLUENCE OF STOCKING ON THE EFFICIENCY OF WORK OF SOLAR MODULES WITH THE ACCOUNT OF THE NATURAL FEATURES OF MONGOLIA Басан Д. , Коломиец Ю.Г., Сулейманов М.Ж.	21
АНОДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ МЕТАЛЛОГИДРИДНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ANODE MATERIALS FOR METAL HYDRIDE FUEL CELLS Борзенко В.И., Казаков А.Н., Дуников Д.О., Блинов Д.В., Романов И.А., Володин А.А.	26
СТОИМОСТЬ СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА В ОБЛАСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА РАЗВИВАЮЩИХСЯ РЫНКАХ COST OF EQUITY FOR RENEWABLE ENERGY COMPANIES IN EMERGING MARKETS Володин Г.И.	45
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ КАК ЯДРО КЛИМАТИЧЕСКОЙ АДАПТАЦИИ И НОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УКЛАДА МЕГАПОЛИСОВ НА ПРИМЕРЕ Г. МОСКВЫ ENERGY SAVING AS A KERNEL OF CLIMATIC ADAPTATION AND A NEW ENERGY MANAGEMENT OF MEGAPOLISES ON THE EXAMPLE OF MOSCOW Гашо Е.Г., Гужов С.В., Кролин А.А.	53
ФАКТОРЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ РОССИИ EFFECTIVE ENERGY TRANSITION IN RUSSIA Гречухина И.А., Лебедева А.С., Кудрявцева О.В.	58
О СОСТАВЛЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ: МЕТОДЫ ОПИСАТЕЛЬНОЙ СТАТИСТИКИ, СРАВНЕНИЕ ТОЧНОСТИ ON THE COMPILATION OF ENERGY BALANCES: METHODS OF DESCRIPTIVE STATISTICS, COMPARISON OF ACCURACY Гужов С.В.	64

МЕТАЛЛОГИДРИДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ METAL HYDRIDE TECHNOLOGIES FOR RENEWABLE ENERGY Блинов Д.В., Борзенко В.И., Дуников Д.О.	72
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И АВТОНОМНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЖИЗНЕОБЕСПЕЧЕНИЯ КАК ФАКТОР ПОСТУРБАНИСТИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ RENEWABLE ENERGY SOURCES AND AUTONOMOUS LIFE-SUPPORT TECHNOLOGIES AS A FACTOR OF THE POST-URBAN TERRITORY DEVELOPMENT Ермишина А.В., Клименко Л.В., Дончевский Г.Н.	78
АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКТОВАНИЯ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОУСТАНОВОК НА ОСНОВЕ ВИЭ ДЛЯ УДАЛЁННЫХ И ТРУДНОДОСТУПНЫХ ОБЪЕКТОВ AUTOMATION OF BATTERY ASSEMBLY TECHNOLOGY AS A METHOD OF INCREASING EFFICIENCY OF RENEWABLE SOURCES OF ENERGY FOR REMOTE AND HARD-TO-ACCESS OBJECTS Антонова М.А., Жилейкина К.О., Птицын М.В.	84
ОЦЕНКА ЗАТРАТ ЭНЕРГИИ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ БИОТОПЛИВА ИЗ МИКРОВОДОРОСЛЕЙ ASSESSMENT OF ENERGY CONSUMPTION FOR OBTAINING BIOFUELS FROM MICROALGAE Киселева С.В., Чернова Н.И.	93
ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ С ГИБРИДНЫМ НАКОПИТЕЛЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ SIMULATION MODEL OF A WIND POWER PLANT WITH A HYBRID STORAGE OF ELECTRIC ENERGY Киселева С.В., Тарасенко А.Б., Игнатьев С.Г., Шакун В.В.	98
ТРЕБОВАНИЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ВИЭ - ИМПЕРАТИВ ПРОДЛЕНИЯ ПРОГРАММЫ ПОДДЕРЖКИ ВИЭ ПОСЛЕ 2024 Г. EXTENSION OF NATIONAL RES SUPPORT PROGRAM BEYOND 2024 IS AN IMPERATIVE TO KEEPING LOCAL CONTENT REQUIREMENTS FOR RES EQUIPMENT Копылов А.Е.	104
ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ УДАЛЕННЫХ ПОСЕЛКОВ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИЭ ENERGY SUPPLY OF REMOTE SETTLEMENTS IN THE MURMANSK REGION USING RENEWABLE ENERGY SOURCES Кузнецов Н.М., Минин В.А.	109
АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И ФАКТОРОВ ВЛИЯЮЩИХ НА СЕБЕСТОИМОСТЬ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ANALYSIS OF THE RENEWABLE ENERGY SOURCES CHARACTERISTICS AND FACTORS AFFECTING THE COST OF ELECTRICITY GENERATION Соснина Е.Н., Солнцев Е.Б., Липужин И.А.	114

- АВТОНОМНАЯ МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА КИЛОВАТТНОГО УРОВНЯ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ И ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ
AUTONOMOUS POWER PLANT OF KILOWATT POWER LEVEL BASED ON RENEWABLE SOURCES AND FUEL CELLS
Григорьев А.С., Григорьев С.А., Мельник Д.А., Лосев О.Г., Вервелакис Г.М., Филимонов М.Н. 121
- О ПОТРЕБНОСТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В РЕГУЛИРУЮЩИХ МОЩНОСТЯХ
ABOUT THE NEEDS OF THE ENERGY SYSTEM IN REGULATING DEVICES FOR ENERGY MANAGEMENT APPLICATIONS
Лушников О.Г. 126
- ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ УДАЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОНОМНЫХ КОМБИНИРОВАННЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ С НАКОПИТЕЛЕМ ЭНЕРГИИ
GAS TRANSPORTATION SYSTEMS' REMOTE OBJECTS ENERGY SUPPLY WITH THE USE OF AUTONOMOUS COMBINED POWER INSTALLATIONS ON RENEWABLE ENERGY SOURCES WITH ENERGY STORAGE SYSTEM
Мингалеева Р.Д., Бессель В.В. 136
- ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОВРЕМЕННЫХ ФИНАНСОВЫХ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ В ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ
EFFICIENCY OF MODERN FINANCIAL METHODS OF RISK MANAGEMENT IN RENEWABLE ENERGY
Нефедова Л.В., Соловьев А.А. 141
- ДВУХКОНТУРНЫЙ НАКОПИТЕЛЬ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ
TWO-COMPONENT ENERGY STORAGE FOR HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEMS
Обухов С.Г., Масолов В.Г. 147
- ПТИЦЫ НА ТЕРРИТОРИЯХ ВЕТРОПАРКОВ: МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ НАБЛЮДЕНИЙ
BIRDS AT THE TERRITORIES OF WIND FARMS: INTERNATIONAL AND RUSSIAN EXPERIENCE OF OBSERVATIONS
Рафикова Ю.Ю., Потанский В.Г. 153
- GEOTHERMAL ENERGY COMPLEX UTILIZATION
Svalova V.B. 160
- МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ТРЕХФАЗНОГО САМОВОЗБУЖДАЮЩЕГОСЯ АСИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ
MODELING OF THE SYSTEM AUTOMATIC VOLTAGE REGULATION OF THREE-PHASE SELF-EXCITED INDUCTION GENERATOR FOR WIND TURBINE
Сангов Х.С., Михеев Д.В. 168
- МОДЕЛИРОВАНИЕ УЯЗВИМОСТЕЙ МОСКВЫ К ПОГОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИМ ФАКТОРАМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЧЕТКОГО ЛОГИЧЕСКОГО ВЫВОДА
MODELING OF MOSCOW CITY VULNERABILITIES TO THE CLIMATE AND WEATHER FACTORS USING FUZZY LOGICAL INFERENCE
Стефанцов А.Г., Борисов В.В., Луферов В.С., Шерстюков Б.Г., Постельник М.И. 178

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЩЕЛОЧНЫХ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ СИСТЕМ В УСТАНОВКАХ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ALKALINE ELECTROCHEMICAL SYSTEMS APPLICATION PROSPECTIVE FOR RENEWABLE-BASED POWER SOURCES	185
Тарасенко А.Б.	
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ГИБРИДНЫХ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ В РОССИЙСКИХ УСЛОВИЯХ OPERATION EFFICIENCY ESTIMATION FOR HYBRID AND ELECTRIC VEHICLES IN RUSSIAN CONDITIONS	189
Тарасенко А.Б.	
ОПТИМИЗИЦИЯ СТРУКТУРЫ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ С УСТАНОВКАМИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ OPTIMIZATION OF DISTRIBUTED ENERGY SYSTEMS WITH RENEWABLE ENERGY UNITS	193
Тягунов М.Г.	
АНАЛИЗ ТАРИФНЫХ МЕХАНИЗМОВ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РОССИИ THE ANALYSIS OF TARIFF INCENTIVE REGULATION OF THE DEVELOPMENT OF DISTRIBUTED GENERATION BASED ON RENEWABLE ENERGY SOURCES IN RUSSIA	196
Файн Б.И.	
ОПТИМИЗАЦИЯ КОМПЛЕКТАЦИИ АККУМУЛИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМАЛЬНОЙ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ ВИЭ OPTIMIZATION OF THE IMPLEMENTATION OF POWER PLANTS ON RENEWABLE ENERGY SOURCES INTO THE ENERGY SYSTEM VIA THE ACCUMULATION	202
Федорчук С.О., Немировский И.А.	
МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МАЛЫХ ПОСЕЛЕНИЙ РЕГИОНА С БОЛЬШОЙ ДОЛЕЙ СЕЛЬСКОГО НАСЕЛЕНИЯ MODERNIZATION OF HEAT SUPPLY SYSTEMS OF SMALL SETTLEMENTS IN THE REGION WITH A LARGE SHARE OF RURAL POPULATION	208
Федянин В.Я., Крюков Д.Н.	
ИССЛЕДОВАНИЕ РИСКА ОТ СТОХАСТИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА ГЕНЕРАЦИИ В ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ THE RESEARCH OF RISK FROM STOCHASTIC CHARACTER GENERATION IN ISOLATED SYSTEMS WITH RENEWABLE SOURCES OF ENERGY	213
Соснина Е.Н., Шалухо А.В.	
КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ ПРИ ГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА COMPETITIVENESS OF SOLAR BATTERIES IN THE HEAT GENERATION	219
Фрид С.Е., Лисицкая Н.В.	
ЭНЕРГЕТИКА КАМЧАТСКОГО КРАЯ: ВОЗМОЖНЫЕ СЦЕНАРИИ KAMCHATKA REGION POWER SYSTEM: POSSIBLE SCENARIOS	223
Шкрадюк И.Э.	

НЕОБХОДИМОСТЬ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА К РАЗВИТИЮ ТРАДИЦИОННОЙ И ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ THE DEVELOPMENT OF TRADITIONAL AND RENEWABLE ENERGY: THE NEED FOR A SYSTEM APPROACH	227
Дильман М.Д.	
ХАНКАЛЬСКАЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СТАНЦИЯ КАК УНИКАЛЬНАЯ НАУЧНАЯ УСТАНОВКА KHANKALA EXPERIMENTAL GEOTHERMAL HEAT PLANT AS A UNIQUE RESEARCH FACILITY	234
Черкасов С.В., Минцаев М.Ш., Шаипов А.А., Фархутдинов А.М.	
ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ, КЛИМАТ, ТЕПЛОВОЙ И УГЛЕРОДНЫЙ СЛЕД БОЛЬШОГО ГОРОДА ENERGY DEMAND, CLIMATE, THERMAL AND CARBON FOOTPRINT OF LARGE CITY	236
Гинзбург А.С.	
RUSSIAN RENEWABLES MARKET: WHAT OPPORTUNITIES FOR WHAT MARKET ENTRY STRATEGY?	241
Tissot D.	
ПОТЕНЦИАЛ ОТХОДОВ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА КАК ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ ДЛЯ МУНИЦИПАЛЬНЫХ РАЙОНОВ POTENTIAL OF AGRICULTURAL WASTE AS A RENEWABLE SOURCE OF ENERGY FOR MUNICIPAL DISTRICTS	244
Андреев Т.И., Киселева С.В., Рафикова Ю.Ю.	
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗДУШНОГО НАГРЕВА В МЕТАЛЛОГИДРИДНЫХ СИСТЕМАХ ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА, КОМБИНИРОВАННЫХ С ТВЕРДОПОЛИМЕТНЫМ ТОПЛИВНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ AIR HEATING IN A METAL HYDRIDE HYDROGEN STORAGE COUPLED WITH A PEM FUEL CELL	250
Борзенко В.И., Еронин А.А.	
АВТОРСКИЙ УКАЗАТЕЛЬ LIST OF AUTHORS	258

ОПТИМИЗАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ НА ПРИМЕРЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ APPLICATION OF HORIZONTAL TELESCOPIC WELLS IN DEVELOPMENT OF GEOTHERMAL DEPOSITS

Джаватов Д.К.^{1,2}, Азизов А.А.¹, Алхасова Д.А.¹

¹ФГБУН Институт проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН, г.Махачкала, Россия

²ФГБОУ ВО Дагестанского государственного университета, г.Махачкала, Россия

Dzhavatov D.K.^{1,2}, Azizov A.A.¹, Alkhasova D.A.¹

¹Institute for Geothermal Research, Dagestan Scientific Centre RAS, Makhachkala, Russia

²Dagestan State University, Makhachkala, Russia

Проведен сравнительный анализ нескольких вариантов горизонтальной телескопической скважины для гипотетического геотермального месторождения. Анализ результатов расчетов показал, что использование телескопической скважины с большим количеством секций позволяет добиться больших значений дебита. Также наблюдается уменьшение гидравлических потерь давления и скорости движения теплоносителя в горизонтальном стволе. Проведены расчеты для определения оптимальной длины секций горизонтальной телескопической скважины, при условии достижения скорости движения теплоносителя максимально допустимого значения. Результаты расчетов показали зависимость количества секций скважины, дебита и гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе от диаметра начальной секции.

A comparative analysis of several variants of a horizontal telescopic well for a hypothetical geothermal deposit was carried out. Analysis of calculation results showed that the use of a telescopic borehole with a large number of sections allows achieving large flow rates. Also, there is a decrease in the hydraulic pressure losses and the velocity of the coolant in the horizontal trunk. Calculations have been performed to determine the optimal length of sections of a horizontal telescopic borehole, provided that the velocity of the coolant reaches the maximum permissible value. The results of the calculations showed the dependence of the number of well sections, flow rate and hydraulic pressure losses in the horizontal barrel on the diameter of the initial section.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, горизонтальная телескопическая скважина, дебит, гидравлические потери, скорость теплоносителя.

Keywords: horizontal well, horizontal telescopic well, flow rate, hydraulic losses, coolant velocity.

Горизонтальные скважины могут быть использованы как при разработке эксплуатационных скважин нефтяных и газовых месторождений, так и для геотермальных месторождений. Наличие накапливающегося теплоносителя по всей длине горизонтального ствола является характерной особенностью горизонтальной скважины [1]. Это позволяет применять разные диаметры в горизонтальном стволе, что в свою очередь приводит к уменьшению значений гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе. Диаметр каждой секции увеличивается от забоя горизонтального участка до вертикального ствола. Таким образом, горизонтальная скважина приобретает вид ступенчатой конструкции, состоящей из нескольких секций (рис. 1). Назовем её горизонтальной телескопической скважиной.

Проведем расчеты для нескольких вариантов горизонтальной телескопической скважины для гипотетического геотермального месторождения: $H = 2500$ м; $h = 20$ м; $k_r = 3 \cdot 10^{-13}$ м²; $k_b = 1 \cdot 10^{-13}$ м²; $a = 1500$ м.:

- - горизонтальная скважина состоит из 3 секций по 500 метров;
- - горизонтальная скважина состоит из 5 секций по 300 метров;
- - горизонтальная скважина состоит из 6 секций по 250 метров.

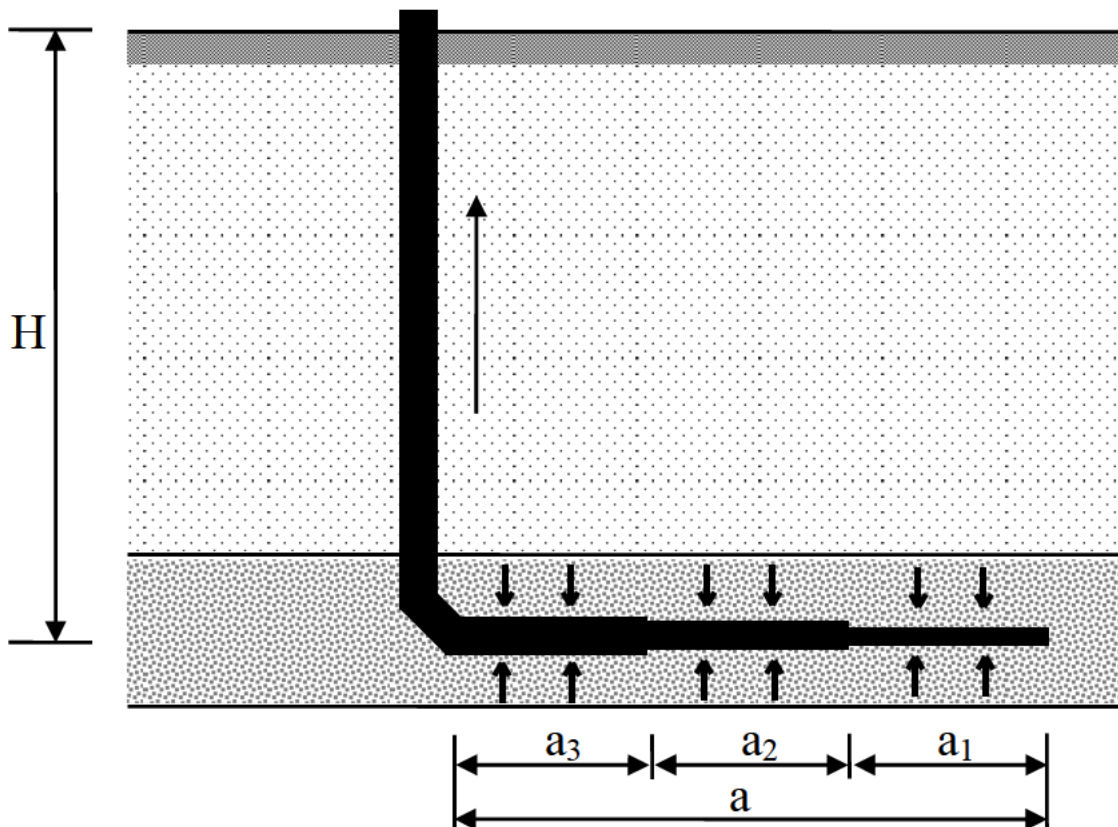


Рис.1. Схема горизонтальной телескопической скважины

Для определения дебита одиночной горизонтальной скважины с учетом гидравлических потерь давления по горизонтальному стволу, воспользуемся формулой [2, 3]:

$$G = \frac{d^5 \cdot \left(\sqrt{F^2 + \frac{4 \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot a}{d^5}} - F \right)}{2 \cdot m_2 \cdot a} \quad (2)$$

$$\text{где } F = \left(\ln \frac{4 \cdot R}{a} + \frac{\beta \cdot h}{a} \cdot \ln \frac{\beta \cdot h}{\pi \cdot d} \right), \quad m_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot \kappa \cdot h \cdot \rho \cdot \Delta P}{\mu \cdot B_0}, \quad m_2 = \frac{4 \cdot \kappa \cdot h \cdot \lambda}{\mu \cdot B_0 \cdot \pi}$$

В табл.1 показаны результаты расчетов для нескольких вариантов горизонтальной телескопической скважины. Использование горизонтальной телескопической скважины с большим количеством секций является оправданным, т.к. позволяет добиться больших значений дебита. Помимо увеличения дебита, наблюдается уменьшение гидравлических потерь давления и скорости движения теплоносителя в горизонтальном стволе.

Таблица 1. Результаты расчета дебита, скорости течения теплоносителя и гидравлических потерь давления для горизонтальной телескопической скважины

Диаметр ствола, м	Длина секции, м	Массовый дебит, кг/с	Скорость движения теплоносителя, м/с	Потери давления, МПа
Вариант 1				
0,157	500	64,4	3,53	0,140
0,1719	500	132,2	6,04	0,516
0,1987	500	203,8	6,97	0,949
Вариант 2				
0,157	300	50,059	2,74	0,051
0,1719	300	101,243	4,63	0,183
0,1987	300	153,676	5,26	0,331
0,2245	300	206,831	5,54	0,476
0,2527	300	260,523	5,51	0,603
Вариант 3				
0,157	250	45,5	2,50	0,035
0,1719	250	91,9	4,20	0,126
0,1987	250	139,1	4,76	0,227
0,2245	250	186,9	5,01	0,325
0,2527	250	235,1	4,97	0,412
0,2763	250	283,6	5,02	0,492

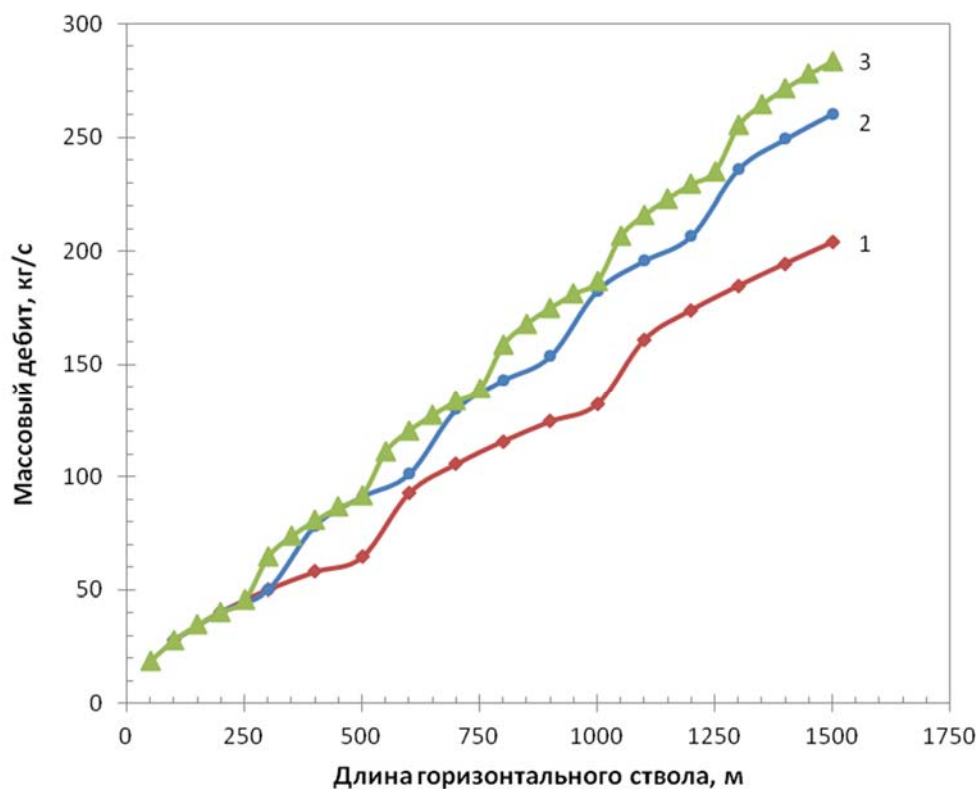


Рис.2. Массовый дебит в горизонтальном стволе (1 - 3 секции по 500 метров; 2 - 5 секций по 300 метров; 3 - 6 секций по 250 метров;)

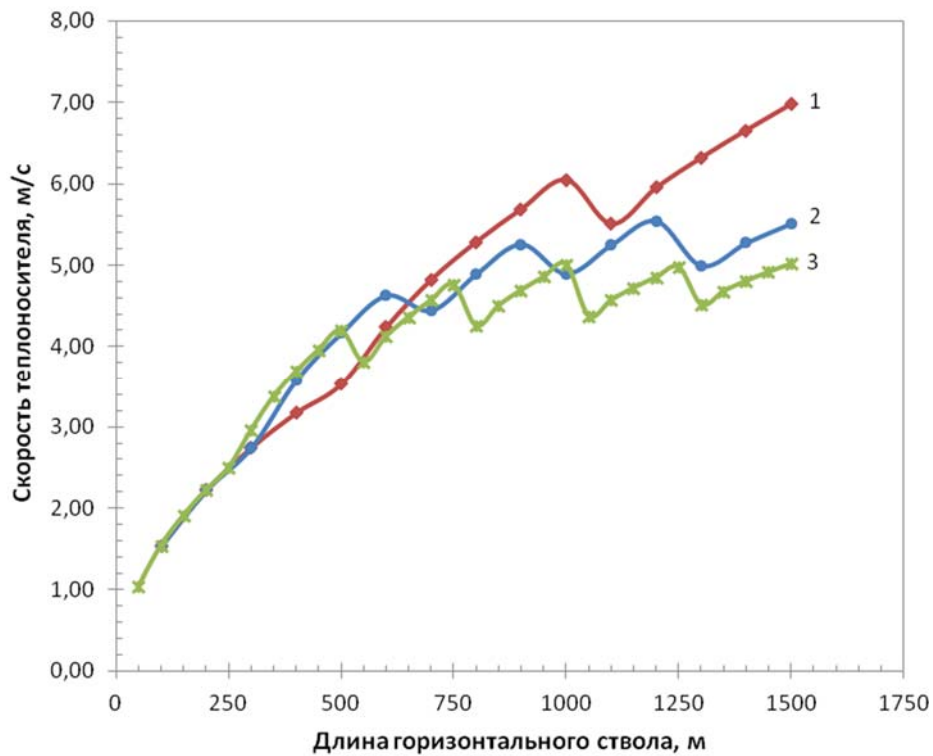


Рис.3. Изменение скорости теплоносителя в горизонтальном стволе (1 - 3 секции по 500 метров; 2 - 5 секций по 300 метров; 3 - 6 секций по 250 метров;)

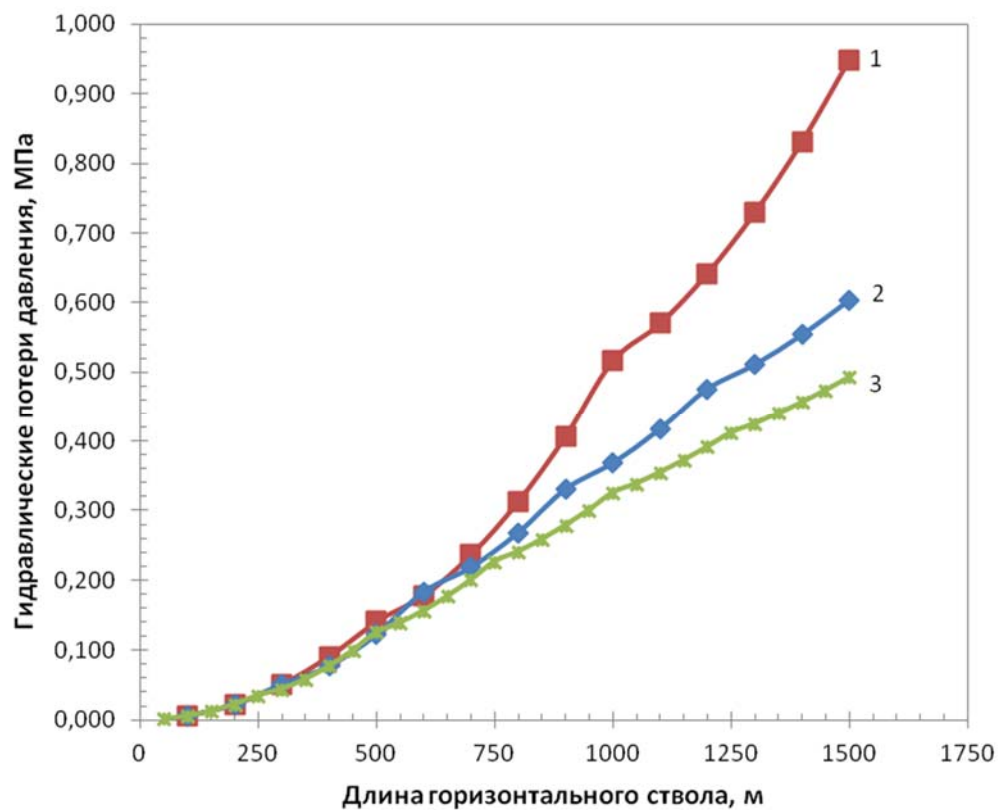


Рис.4. Гидравлические потери давления в горизонтальном стволе (1 - 3 секции по 500 метров; 2 - 5 секций по 300 метров; 3 - 6 секций по 250 метров;)

Проведем расчеты для гипотетического месторождения с протяженностью горизонтального участка 700 метров. При достижении скорости движения теплоносителя максимально допустимого значения, будет производиться переход от одного диаметра эксплуатационной колонны к другому. Максимально допустимое значение скорости течения теплоносителя примем равным 3 м/с.

Как видно из результатов, приведенных в табл.2, при использовании меньших диаметров для начальной секции горизонтальной телескопической скважины, количество секций растет. Помимо этого растет значение массового дебита.

Таблица2. Конструкция горизонтальной телескопической скважины

Номер секции	Диаметр секции, м	Длина секции, м	Массовый дебит, кг/с	Потери давления, МПа
Вариант 1				
1	0,157	357	54,7	0,072
2	0,1719	21	65,7	0,076
3	0,1987	62	87,8	0,086
4	0,2245	72	112,0	0,096
5	0,2527	104	141,8	0,109
6	0,2763	89	169,5	0,120
Вариант 2				
1	0,1719	471	65,6	0,087
2	0,1987	62	87,6	0,097
3	0,2245	72	111,9	0,107
4	0,2527	104	141,7	0,120

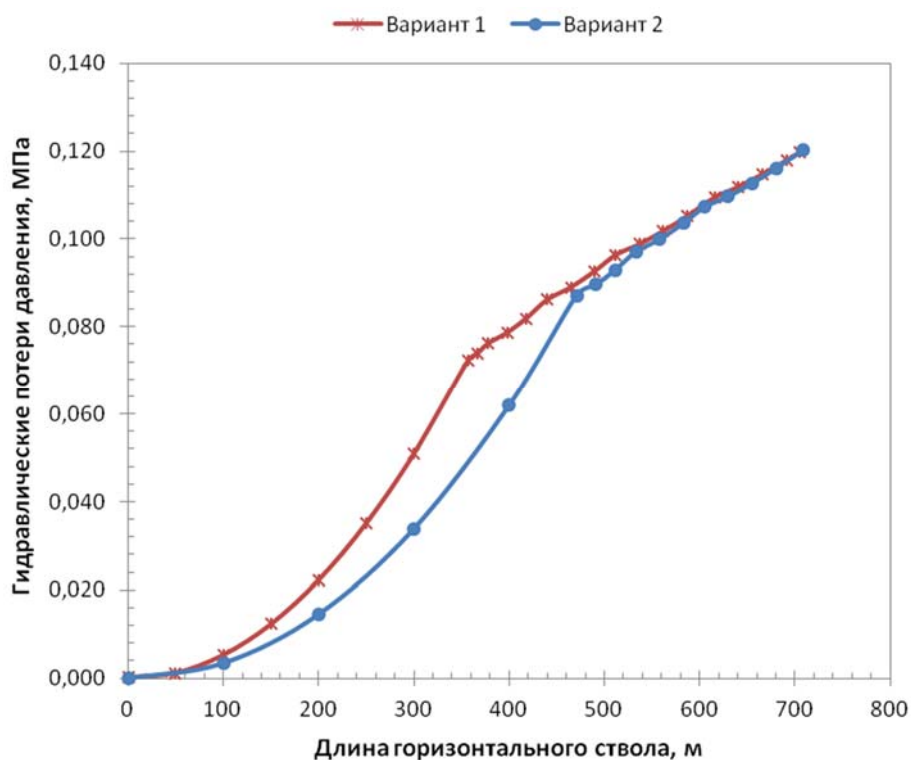


Рис.5. Гидравлические потери давления в горизонтальном стволе

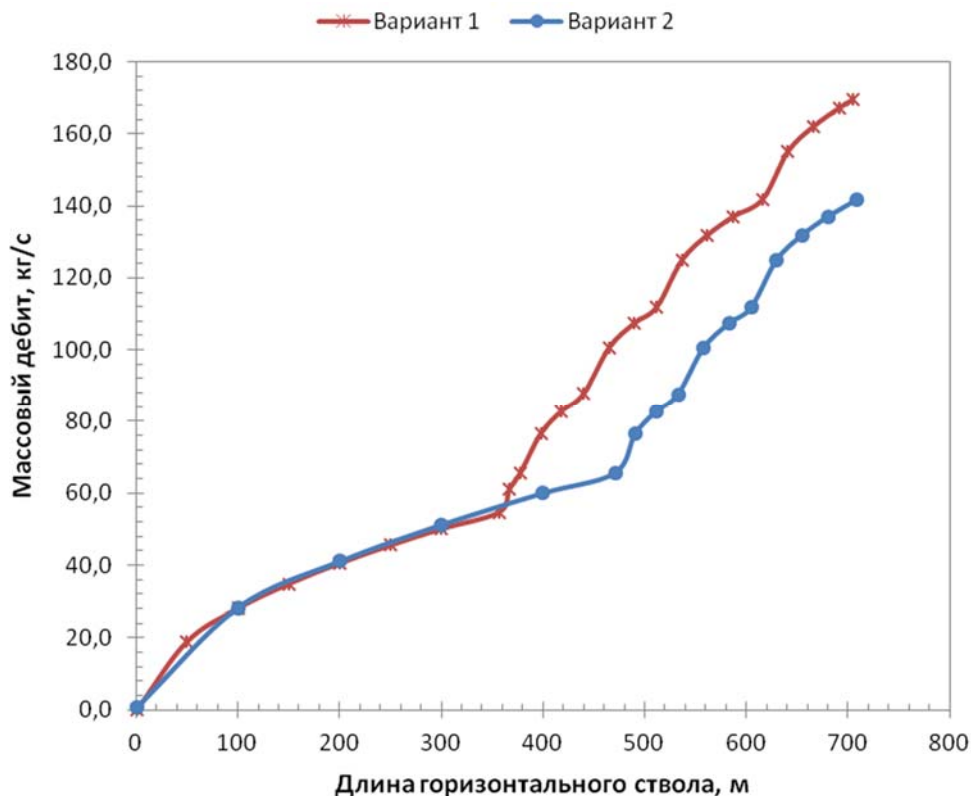


Рис.6. Массовый дебит в горизонтальном стволе

Выводы

1. Использование горизонтальной телескопической скважины с большим количеством секций позволяет добиться больших значений дебита. Также наблюдается уменьшение гидравлических потерь давления и скорости движения теплоносителя в горизонтальном стволе.
2. Наблюдается зависимость количества секций горизонтальной телескопической скважины, дебита и гидравлических потерь давления в горизонтальном стволе от диаметра начальной секции.

Список литературы

1. Алхасов А.Б. Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии. М., ФИЗМАТЛИТ, 2008. 376 с.
2. Джаватов Д.К. Математическое моделирование геотермальных систем и проблемы повышения их эффективности. Махачкала: Ин-т проблем геотермии ДНЦ РАН. 2007. 248 с.
3. Алхасов А.Б., Магомедбеков Х.Г. Перспективы строительства ГеоТЭС на базе среднепотенциальных термальных вод // Геотермия. Геотермальная энергетика. Махачкала. Сб. науч. тр. ИПГ ДНЦ РАН. 1994, с. 17-34.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ PROMISING TECHNOLOGIES FOR GEOTHERMAL RESOURCES DEVELOPMENT

Алхасов А.Б.¹, Алхасова Д.А.¹, Алхасов Б.А.¹, Рамазанов А.Ш.¹, Попель О.С.²

1: Институт проблем геотермии ДНЦ РАН, Махачкала, Россия

2: Объединенный Институт высоких температур РАН, Москва, Россия

Alkhasov A.B.¹, Alkhasova D.A.¹, Alkhasov B.A.¹, Ramazanov A.Sh.¹, Popel O.S.²

1: Institute for Geothermal Research, DSC RAS, Makhachkala, Russia

2: Joint Institute for High Temperatures of RAS, Moscow, Russia

alibek_alkhasov@mail.ru

Проведена оценка перспектив комплексной переработки высокопараметрических геотермальных ресурсов Восточно-Предкавказского артезианского бассейна (ВПАБ) с преобразованием тепловой энергии в электроэнергию в бинарной ГеоЭС и последующим извлечением растворенных химических соединений. Комплексное освоение высокотемпературных гидрогеотермальных рассолов является новым направлением в геотермальной энергетике, которое позволит значительно нарастить объемы добычи гидрогеотермальных ресурсов и развивать геотермальную отрасль на более высоком уровне с реализацией энергоэффективных передовых технологий. Масштабное освоение рассолов решит значительные проблемы энергоснабжения региона и импортозамещения, полностью обеспечивая потребности России в пищевой и технической соли и редких элементах. Предлагается использовать гидрогеотермальные ресурсы с температурой 80...100 °С для получения электрической энергии в комбинированной геотермально-парогазовой энергетической системе (ГПЭС). В предлагаемой технологии термальная вода используется для нагрева низкокипящего рабочего тела, циркулирующего в контуре бинарной ГеоЭС, только до температуры испарения. Испарение и перегрев рабочего тела осуществляется за счет тепла выхлопных газов газотурбинной электростанции (ГТЭС). ГПЭС позволяет с высокой эффективностью использовать тепловой потенциал термальных вод и выхлопных газов ГТЭС, а также эксплуатировать геотермальные скважины в непрерывном режиме.

The prospects of complex processing have been estimated for high-parametric geothermal resources of the Eastern Ciscaucasian artesian basin. The conversion of thermal energy into electric power in a binary GeoPP is proposed with subsequent extraction of dissolved chemical compounds. The complex development of high-temperature hydrogeothermal brines is a new direction in geothermal power engineering. It will significantly increase the hydrogeothermal production and implement the energy-efficient advanced technologies at a higher level. The large-scale development of brines will solve the significant problems of energy supply in the region and import substitution fully meeting Russia's needs for food and technical salt and rare elements. The utilization of hydrogeothermal resources with temperature 80 ... 100 °C has been suggested for obtaining electric power in the combined geothermal-steam-gas power system (GSGPS). Thermal water is proposed to be used for heating a low-boiling working medium circulating in the circuit of a binary geothermal power plant up to the evaporation temperature only. Evaporation and overheating of the working fluid is carried out due to the heat of the exhaust gases of the gas turbine power plant. GSGPS allows to use thermal potential of water and exhaust gases with high efficiency and also to operate geothermal wells in a continuous mode.

Ключевые слова: геотермальная энергия, комплексное освоение, энергоэффективные технологии, геотермально-парогазовая энергетическая система, карбонат лития

Keywords: geothermal energy, integrated development, energy-efficient technologies, geothermal-steam-gas power system, lithium carbonate

Перспективным для освоения геотермальной энергии является Северокавказский регион, где температуры в недрах значительно выше в сравнении с другими регионами. Высокие температуры недр в регионе удачно сочетаются с мощными водоносными комплексами, в которых сосредоточены огромные гидрогеотермальные ресурсы разного энергетического потенциала. ВПАБ площадью более 200 тыс. км² охватывает практически все субъекты Северокавказского федерального округа и изучен наиболее детально данными бурения более 10000 газонефтяных, геотермальных и артезианских скважин. Институт проблем геотермии ДНЦ РАН более 30 лет проводит геотермические исследования на территории бассейна [1-5].

На большей части бассейна в его вертикальном разрезе выделяются три гидрогеотермических яруса термальных вод, изолированных друг от друга мощными

непроницаемыми глинистыми породами. Накоплен значительный опыт практического использования на различные теплоэнергетические цели геотермальных ресурсов верхнего и среднего ярусов [4].

В нижнем ярусе залегают высокотемпературные рассолы хлоридно-натриевого и кальциевого состава с минерализацией 60 – 210 г/л и пластовыми температурами 130 – 220°C и выше. Рассолы яруса являются промышленным гидроминеральным сырьем с высоким содержанием лития, рубидия, цезия, стронция, йода, брома, бора, калия и магния. Потенциальные ресурсы геотермальных вод и рассолов нижнего яруса составляют 2.6 млн. м³/сут [3].

В настоящее время высокопараметрические ресурсы нижнего яруса не используются, хотя имеется более 2000 простаивающих скважин на выработанных нефтегазовых месторождениях, которых можно перевести на их добычу. Капитальные затраты, связанные с реконструкцией простаивающих нефтегазовых скважин на добычу геотермальных вод, незначительны по сравнению с затратами на бурение и обустройство новых геотермальных скважин. Назрела необходимость в комплексном освоении этих ресурсов с привлечением простаивающих скважин, что позволит решить значительные экономические, экологические и социальные проблемы региона. В пределах ВПАБ на глубинах 3000 – 5500 м выявлено 92 площади с редкометальными промышленными водами, из которых 55 находятся на территории Дагестана, 29 – в Ставропольском крае и 8 – в Чеченской республике [3]. К промышленным водам относятся подземные воды, содержащие полезные компоненты или их соединения в количествах, обеспечивающих их рентабельную добычу и переработку.

Под комплексным освоением высокоминерализованных термальных вод подразумевается использование их теплового потенциала на различные теплоэнергетические нужды и последующее извлечение химических компонентов из геотермального рассола. Наиболее перспективным является использование теплового потенциала для получения электроэнергии с использованием технологии бинарных ГеоЭС на низкикипящих рабочих агентах. В современной экономике, ориентированной на высокотехнологичные производства, все больше используются редкие элементы, такие как литий, стронций, рубидий и цезий. В высокотемпературных рассолах ВПАБ в промышленных концентрациях содержатся эти элементы в достаточных количествах для обеспечения различных отраслей экономики России на дальнюю перспективу.

Рассолы ВПАБ как сырье для химической и редкометальной отраслей промышленности привлекательны в связи с неисчерпаемыми их запасами и относительно невысокой стоимостью извлечения из них практически всех ценных химических элементов. При комплексном освоении геотермальных рассолов также значительно снижаются затраты на решение экологических проблем.

При освоении геотермального рассола в геотехнологическом комплексе с получением электроэнергии и извлечением химических компонентов отпадает необходимость в обратной закачке отработанного и опресненного геотермального ресурса, что приведет к дополнительному приращению мощности ГеоЭС за счет исключения энергетических затрат на его циркуляцию. Опресненная на выходе из геотехнологического комплекса вода может использоваться на различные водохозяйственные цели, что важно для аридного Северокавказского региона, где остро ощущается дефицит в пресной воде, особенно в его равнинной части в пределах ВПАБ.

Комплексное освоение высокотемпературных рассолов ВПАБ с использованием простаивающих скважин на выработанных нефтегазовых месторождениях решит значительные проблемы электроснабжения региона, а также проблемы импортозамещения, полностью обеспечивая потребности России в пищевой и технической соли, карбонате лития и солях других редких элементов.

Наиболее подготовленными к промышленному комплексному освоению являются геотермальные рассолы Берикейского и Тарумовского месторождений и попутные

высокоминерализованные воды Южносухокумской группы газонефтяных скважин Северного Дагестана [6, 7]. Предложены технологические решения освоения этих месторождений, целевыми продуктами предлагаемой технологии переработки рассолов являются карбонат лития и хлорид натрия, попутно – порошок магнезитовый каустический и химически осажденный мел (карбонат кальция). В таблице приведено количество продукции, которую можно получить из 1 м³ рассолов Дагестанских месторождений.

Таблица. Количество продукции (кг) из 1 м³ рассолов

Продукт	Месторождение		
	Тарумовское	Южносухокумское	Берикейское
Карбонат лития (Li ₂ CO ₃)	1.0	0.2	0.2
Магнезия жженая (MgO)	1.3	1.1	0.4
Карбонат кальция (CaCO ₃)	23.7	18.2	2.6
Соль пищевая (NaCl)	133.1	77.4	58.2

Гидрогеотермальные ресурсы ВПАБ оцениваются до 10000 МВт тепловой и 1000 МВт электрической мощности. Для их масштабного освоения необходимо строить высокодебитные скважины большого диаметра с привлечением огромных капиталовложений, что не реально на современном этапе экономического развития региона. В ближайшей перспективе наиболее оптимальным является освоение части этих ресурсов с использованием простаивающих скважин на выработанных нефтегазовых месторождениях. Только в Северном Дагестане имеется более 1000 простаивающих скважин, пробуренных на глубины от 2000 до 5000 м. Большинство из этих скважин могут быть успешно использованы для добычи термальной воды в системах по выработке электроэнергии в бинарных ГеоЭС.

Пределом, ниже которого ГеоЭС создавать нецелесообразно, является температура термальной воды, близкая к 100 °С. Эффективное освоение среднепотенциальных вод осуществимо в комбинированных геотермально-парогазовых энергетических системах (ГПЭС), имеющих преимущества и возобновляемых источников и ископаемых топлив. В ГПЭС (рис. 1) выхлопные газы газотурбинной электростанции (ГТЭС) используются для испарения и перегрева рабочего агента, циркулирующего в контуре ГеоЭС. Нагрев рабочего агента в ГеоЭС до температуры испарения осуществляется за счет термальной воды.

В такой энергетической системе удается максимально эффективно утилизировать тепло термальной воды, со снижением ее температуры на выходе до довольно низкого значения, отличающегося от температуры конденсации низкокипящего рабочего тела на величину температурного напора в теплообменнике.

Перспективным месторождением для строительства комбинированной ГПЭС является Тернаирское месторождение, где имеются готовые к эксплуатации геотермальные скважины, многие из которых в настоящее время простаивают по различным причинам. По оценочным расчетам на этом месторождениях можно построить ГПЭС общей мощностью до 60 МВт, что решит значительные энергетические, экономические, экологические и социальные проблемы г. Махачкалы.

В Северном Дагестане на выработанных нефтегазовых месторождениях имеется значительное количество простаивающих скважин, которых успешно можно перевести на добычу термальных вод. Только на Южносухокумской газонефтяной площади имеется более 30 таких скважин. Газовый фактор в водах этих скважин достигает до 10 м³/м³. Предварительные оценки показывают, что имеющиеся ресурсы термальных вод и газа достаточны для снабжения электроэнергией г. Южносухокумска и прилегающих населенных пунктов на основе ГПЭС общей мощностью до 45 МВт.

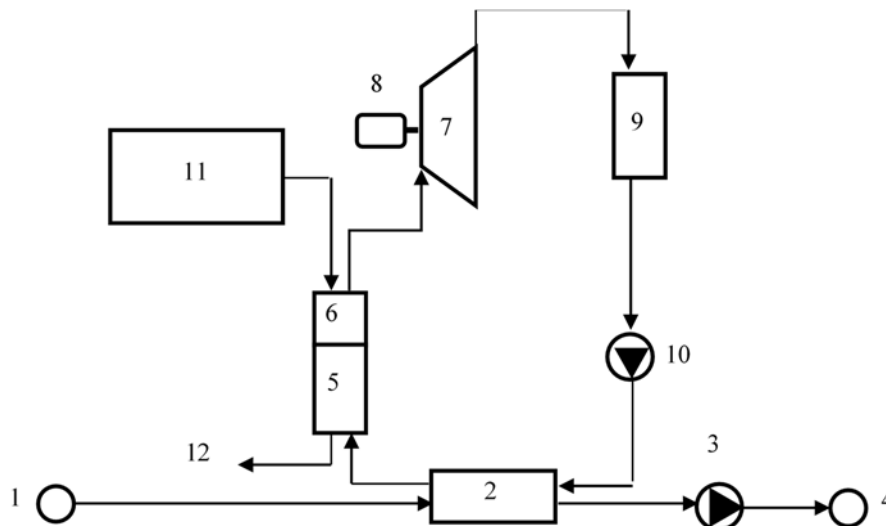


Рис.1. Комбинированная геотермально-парогазовая энергетическая система
 1 – добычная геотермальная скважина; 2 – теплообменник; 3- нагнетательная насосная станция; 4 – нагнетательная скважина; 5 – испаритель; 6 – перегреватель; 7 – турбина; 8 – генератор; 9 – конденсатор; 10 – циркуляционный насос вторичного контура ГеоЭС; 11 – ГТЭС; 12 – сброс отработанных выхлопных газов.

ГПЭС успешно могут быть реализованы и в других регионах. В Западно-Сибирском артезианском бассейне пластового типа, площадью 3,5 млн км², расположены большинство ресурсов термальных вод России, которые используются главным образом попутно с освоением нефтяных и газовых месторождений. Необходимо подчеркнуть, что при нефтедобыче теряется значительное количество попутного газа, который сжигается в факеле. Кроме того, газодобывающие компании располагают значительными остаточными запасами низконапорного газа, который нецелесообразно транспортировать, но можно использовать для выработки электроэнергии и тепла в промышленных участках. Используя такие ресурсы газа совместно с термальными водами можно осуществить эффективное автономное электро- и теплоснабжение объектов нефтегазового сектора путем строительства ГПЭС.

Строительство ГПЭС позволит эффективно использовать среднепотенциальные термальные воды для выработки электроэнергии, добиться более глубокого срабатывания температуры термальной воды и наиболее эффективно утилизировать тепло выхлопных газов ГТЭС. В последние годы многие потребители ориентированы на создание альтернативных вариантов энергообеспечения в виде локальных, автономных и распределенных систем производства электрической и тепловой энергии. Имеется оборудование и создана технологическая основа для строительства распределенных энергетических систем. В этих условиях могут быть успешно реализованы объекты генерации электрической и тепловой энергии на основе ГПЭС.

Список литературы

1. Алхасов А.Б. Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии. М., Физматлит, 2008. 376 с.
2. Освоение низкопотенциального геотермального тепла / А.Б. Алхасов, М.Г. Алишаев, Д.А. Алхасова, А.Г. Каймаразов, М.М. Рамазанов // М. Физматлит, 2012. 280 с.
3. Курбанов М.К. Геотермальные и гидроминеральные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья. М., Наука, 2001. 260 с.
4. Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. Современное состояние и перспективы освоения геотермальных ресурсов Северокавказского региона // Теплоэнергетика, 2014, № 6. С. 28- 34. DOI: 10.1134/S0040363614030023.

5. Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. Перспективные технологии освоения геотермальных ресурсов // Известия РАН. Энергетика, 2014, № 5. С. 144-157.
6. Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Рамазанов А.Ш., Каспарова М.А. Перспективы комплексного освоения высокопараметрических геотермальных рассолов // Теплоэнергетика, 2015, № 6. С. 11-17. DOI: 10.1134/S0040363615060016.
7. Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Рамазанов А.Ш., Каспарова М.А. Перспективы освоения высокотемпературных высокоминерализованных ресурсов Тарумовского геотермального месторождения // Теплоэнергетика, 2016, № 6. С. 25-30. DOI: 10.1134/S0040363616060011.

References

1. Alkhasov A.B. Geotermal'naya energetika: problemy, resursy, tekhnologii [Geothermal Energy: Problems, Resources, Technologies]. М.: Fizmatlit, 2008. 376 p.
2. Osvoeniye nizkopotentsial'nogo geotermal'nogo tepla [Development of Low-Potential Geothermal Heat]. A.B. Alkhasov, M.G. Alishaev, D.A. Alkhasova, A.G. Kaimarazov, M.M. Ramazanov. М.: Fizmatlit, 2012. 280 p.
3. Kurbanov M.K. Geotermal'nyye i gidromineral'nyye resursy Vostochnogo Kavkaza i Predkavkaz'ya [Geothermal and Hydromineral Resources of the Eastern Caucasus and Ciscaucasia]. М.: Nauka, 2001. 260 p.
4. Alkhasov A.B., Alkhasova D.A. Sovremennoye sostoyaniye i perspektivy osvoyeniya geotermal'nykh resursov Severokavkazskogo regiona [The Current State and Prospects for the Development of Geothermal Resources in the North Caucasus Region]. Teploenergetika. 2014. No. 6. Pp. 28 - 34. DOI: 10.1134 / S0040363614030023.
5. Alkhasov A.B., Alkhasova D.A. Perspektivnyye tekhnologii osvoyeniya geotermal'nykh resursov [Promising Technologies of Geothermal Resources Development]. Izvestiya RAN. Energetika. 2014. No. 5. Pp. 144 - 157.
6. Alkhasov A.B., Alkhasova D.A., Ramazanov A.Sh., Kasparova M.A. Perspektivy kompleksnogo osvoyeniya vysokoparametricheskikh geotermal'nykh rassolov [Prospects for the Integrated Development of Highly Parametric Geothermal Brines]. Teploenergetika. 2015. No.6. Pp. 11 - 17. DOI: 10.1134 / S0040363615060016.
7. Alkhasov A.B., Alkhasova D.A., Ramazanov A.Sh., Kasparova M.A. Perspektivy osvoyeniya vysokotemperaturnykh vysokomineralizovannykh resursov Tarumovskogo geotermal'nogo mestorozhdeniya [Prospects for the Development of High-temperature Highly Mineralized Resources of the Tarumovskiy Geothermal Deposit]. Teploenergetika. 2016. № 6. Pp. 25 - 30. DOI: 10.1134 / S0040363616060011.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЗАПЫЛЕНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ
СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ С УЧЕТОМ ПРИРОДНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ
МОНГОЛИИ**

**INVESTIGATION OF THE INFLUENCE OF STOCKING ON THE EFFICIENCY OF
WORK OF SOLAR MODULES WITH THE ACCOUNT OF THE NATURAL FEATURES
OF MONGOLIA**

Басан Д. ¹, Коломиец Ю.Г.², Сулейманов М.Ж.²

1: МФТИ, Москва, Россия

2: ОИВТ РАН, Москва, Россия

Basan D. ¹, Kolomiets Yu.G.², Suleymanov M.J.²

1: MIPT, Moscow, Russia;

2: Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

kolomietsyg@gmail.com

Целью данной работы является изучение влияния природных факторов на выработку фотоэлектрических панелей (ФЭП) на примере г. Бор-Ундур. Этот город был выбран как яркий пример населенных пунктов, в которых наблюдается значительный энергодефицит. Наиболее значимыми факторами, влияющими на работы ФЭП являются затенение и загрязнение.

Из-за географического положения и особенностей рельефа в г. Бор-Ундур, нет необходимости учитывать фактор затенения, кроме затенения панелей друг от друга. Для рассмотренного города, наиболее значимым, является фактор загрязнения. И именно его влияние будет изучено.

На выработку ФЭП (без дополнительно очистки) оказывают влияние толщина слоя пыли и количество осадков в местности эксплуатации.

Был проведен эксперимент по определению высоты слоя пыли, скапливающегося на квадратном метре поверхности ФЭП за месяц, без её очистки. Эксперимент проводился исходя из известной скорости оседания пыли, соответствующего диаметра (находилась масса пыли). После этого оценивалась высота слоя 1 г пыли 1 см² и далее масштабировалась на реальную массу.

Была проведена оценка потерь производительности солнечной установки от загрязнения, для чего была рассчитана выработка одной ФЭП (Солнечный модуль KD320GH-4YB), ориентированной на юг под углом 45°.

В результате показано, что:

1. Без дополнительной очистки ФЭП, от загрязнения теряется порядка 5 % выработки электроэнергии ежегодно.
2. Для избегания увеличения потерь выработки, исходя из рассчитанной величины нарастания слоя пыли ежемесячно, необходимо производить механическую очистку ФЭП. По климатическим показателям расположения Бор-Ундур, это целесообразно производить в марте, после сезона наибольшего загрязнения.

Работа выполнена при финансовой поддержке Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук на 2013-2020 годы (ГР АААА-А-16-116051810073-5).

The purpose of this work is to study the influence of natural factors on the production of photovoltaic panels (FEP) using the example of Bor-Undur. This city was chosen as a vivid example of settlements, where there is a significant energy deficit. The most significant factors affecting the work of the FEP are shading and pollution.

Because of the geographic location and features of the relief in Bor-Undur, there is no need to take into account the shading factor, other than shading the panels from each other. For the reviewed city, the most significant is the pollution factor. And it is his influence that will be studied.

The production of FEP (without further purification) is influenced by the thickness of the dust layer and the amount of precipitation in the field of operation.

An experiment was conducted to determine the height of a layer of dust that accumulates on a square meter of the FEP surface per month, without cleaning it. The experiment was carried out proceeding from the known settling rate of dust corresponding to the diameter (there was a mass of dust). After that, the height of the 1 g layer of 1 cm² dust was evaluated and then scaled to the actual mass.

The estimation of losses of productivity of a solar installation from pollution for what the development of one FEP (Solar module KD320GH-4YB), oriented to the south at an angle of 45° was calculated.

As a result, it is shown that:

1. Without additional purification of the FEP, about 5% of the generation of electricity is lost from pollution annually.
2. To avoid increasing production losses, based on the calculated value of the increase in the dust layer monthly, it is necessary to perform a mechanical purification of the FEP. According to the climatic characteristics of the location of Bor-Undur, it is advisable to produce in March, after the season of the greatest pollution.

The work was carried out with the financial support of the Program of Fundamental Scientific Research of the State Academies of Sciences for 2013-2020 (GR AAAA-A-16-116051810073-5).

Ключевые слова: солнечная энергетика, фотоэлектрический преобразователь (ФЭП), загрязнение
Keywords: solar power, photovoltaics (PV), pollution

Введение

Потребности Монголии в электроэнергии обеспечиваются в основном за счет внутреннего производства. В отрасли функционирует семь угольных электростанций, работающих на местном угле; более десятка гидроэлектростанций малой мощности (от 0,5 до 2 МВт). Примерно 13% потребности в электроэнергии обеспечивается за счет импорта из России. Зимой энергодефицит может достигать 20%. Одна промышленная шахта в Монголии импортирует электроэнергию напрямую из Китая. В отдаленные районы страны поставка электроэнергии затруднена, поскольку они не имеют прямых связей с энергосистемами Монголии, и активно используются автономные дизель-установки. Кочевники-скотоводы чаще всего используют установки на основе солнечных батарей (полученных, в том числе, в рамках реализации национальной программы «100 тысяч солнечных юрт») [1]. Так же в стране работает солнечная электростанция мощностью 10 МВт. Сейчас доля от возобновляемой энергетики Монголии в энергобалансе страны составляет порядка 2-3%. К 2020 году правительство планирует увеличить эту цифру до 20%. Поэтому важно знать основные факторы влияющие на выработку электроэнергии в климатических условиях Монголии.

Наиболее значимыми факторами, влияющими на работы ФЭП являются затенение и загрязнение. Из-за неправильного размещения солнечных установок, из-за затенения можно потерять до 90 % выработки электроэнергии [2], из-за загрязнения теряется до 30% (в зависимости от типа загрязнения) [3].

Целью данной работы является изучение влияния природных факторов на выработку фотоэлектрических панелей (ФЭП) на примере г. Бор-Ундур. Этот город был выбран как яркий пример населенных пунктов, в которых наблюдается значительный энергодефицит.

Бор-Ундур расположен на границе полупустынной и сухостепной природных зон и состоит из нескольких частей — оставшегося с советских времен посёлка с традиционной для советского времени преимущественно пятиэтажной кирпичной и панельной застройкой, а также расположенных к западу и северо-западу от собственно города юрточных кварталов и горноперерабатывающего завода.

Исходя из того, что город расположен в пустынной местности, с большой площадью земли, которую можно занять солнечными панелями на равнинном рельефе, фактор затенения следует учитывать, только при выборе расстояния установки между панелями.

Таким образом, для конкретного примера, наиболее значимым, является фактор загрязнения. И именно его влияние будет рассмотрено далее.

Влияние загрязнения на выработку ФЭП в г. Бор-Ундур

На выработку ФЭП (без дополнительно очистки) оказывают влияние толщина слоя пыли и количество осадков в местности эксплуатации. В г. Бор-Ундур существуют следующие показатели содержания пылевых частиц (табл. 1).

Таблица 1. Содержание пыли, различного диаметра, в воздухе, мкг/м³*10⁻⁶

Диаметр частиц пыли, мк	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
2,5	15,5	10,3	6,06	2,02	1,57	1,79	1,93	1,79	2,83	4,49	9,2	13,7
10	0,79	0,56	0,49	0,34	0,34	0,28	0,5	0,36	0,36	0,54	0,66	0,73

В рамках данной работы был проведен эксперимент по определению высоты слоя пыли, скапливающегося на квадратном метре поверхности ФЭП за месяц, без её очистки. Эксперимент проводился исходя из известной скорости оседания пыли [5], соответствующего диаметра (находилась масса пыли). После этого оценивалась высота слоя 1 г пыли 1 см² и далее масштабировалась на реальную массу. Результат эксперимента представлен в таблице 2.

Таблица 2. Слой пыли, скапливающейся на поверхности ФЭП/м², мм*10⁻⁶

Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
0,13	7,78	5,13	1,88	1,48	1,6	1,71	1,66	2,39	3,9	7,39	0,11

По классификации, предложенной [4] и полученных результатов показана необходимость очистки 1-2 раза в год солнечных панелей.

Как было описано в [4] тестирование влияния осадков на производительность показывает:

- При загрязненности панели солнечных батарей с уровнем потерь производительности от 7 до 7,5% эффективное очищение происходит при выпадении более 4-5 мм осадков (дождя);
- Для снижения потерь производительности до 1-1,5% необходимо, чтобы уровень выпавших осадков (дождя) был не менее 7-8 мм;
- Любое количество осадков не приводит к 100% -му эффекту очистки. (практически не очищаются, например, нижние углы панели) Поэтому, для определения влияния загрязнения на ФЭП, необходимо знать количество осадков

По вышеуказанному заключению и фактическим осадкам в Бор-Ундуре потери производительности ФЭП будут следующие (таблица 3):

Таблица 3. Снижение производительности ФЭП, %

Месяц	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
Количество осадков, мм	1,35	1,65	3,11	7,9	8,1	30,2	14,6	33,8	9,8	3,2	4,9	1,1
Потеря производительность, %	9	9	8	1	1	1	1	1	1	8	7	9

Для количественной оценки потерь производительности солнечной установки от загрязнения, по формулам из [6] была рассчитана выработка одной ФЭП (Солнечный модуль KD320GH-4YB), ориентированной на юг под углом 45° (таблица 4).

Таблица 4. Выработка ФЭП, с учетом загрязнения

месяц	Выработка 1 ФЭП, кВтч	Потери от загрязнения %	Выработка с учетом потери от загрязнения, кВтч
I	28.55	9	25.98
II	25.45	9	23.16
III	24.98	8	22.98
IV	27.58	1	27.30
V	28.71	1	28.42
VI	27.95	1	27.67
VII	33.44	1	33.11
VIII	31.47	1	31.16
IX	28.99	1	28.70
X	30.26	8	27.84
XI	24.63	7	22.91
XII	25.77	9	23.45
год	337.79		322.68

Из таблицы 4 видно, что от загрязнения ФЭП теряется порядка 5 % электроэнергии в год, что как для энергоустановки, так и для станции, является допустимым, однако с учетом того, что за счет естественных осадков, солнечная панель не очищается полностью, и налипшая грязь имеет тенденцию к накапливанию, спеканию и резкому падению производительности через несколько лет, необходимо рекомендовать потенциальному потребителю солнечных энергоустановок в г. Бор-Ундур, производить механическую очистку ФЭП в марте.

Выводы

1. Из-за географического положения и особенностей рельефа в г. Бор-Ундур, нет необходимости учитывать фактор затенения, кроме затенения панелей друг от друга.
2. Без дополнительной очистки ФЭП, от загрязнения теряется порядка 5 % выработки электроэнергии ежегодно.
3. Для избегания увеличения потерь выработки, исходя из рассчитанной величины нарастания слоя пыли ежемесячно, необходимо производить механическую очистку ФЭП. По климатическим показателям расположения Бор-Ундур, это целесообразно производить в марте, после сезона наибольшего загрязнения.

Благодарность

Работа выполнена при финансовой поддержке Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук на 2013-2020 годы (ГР АААА-А-16-116051810073-5).

Литература

1. Tayga.info [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://tayga.info/128310>_(дата обращения 13.03.2018)
2. Ю.Г. Коломиец, С.В. Киселева, Ю.Ю. Рафикова, В.П. Шакун. Исследование влияния затенения на эффективность эксплуатации солнечных энергоустановок в условиях плотной городской застройки[Текст]/ Ю.Г. Коломиец, С.В. Киселева, Ю.Ю. Рафикова, В.П. Шакун. // Альтернативная энергетика и экология. 2017. № 19-21. С. 16-25.
3. Ю.Г. Коломиец, А.Б. Тарасенко, В.В. Тебуев, М.Ж. Сулейманов. Исследование влияния различных видов загрязнений на эффективность эксплуатации солнечных энергоустановок в Москве [Текст]/ Ю.Г. Коломиец, А.Б. Тарасенко, В.В. Тебуев, М.Ж. Сулейманов. // Альтернативная энергетика и экология. 2018. № 4-6. С. 12-24.
4. Rollingwash.net // Solar panels cleaning. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://rollingwash.net/docs/Solar%20panels%20cleaning.pdf> (дата обращения 05.09.2017)
5. Характерные размеры и скорости оседания различных частиц. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://vozdyx.ru/article/xarakternyye-razmery-i-skorosti-osedaniya-razlichnykh-chastic> (дата обращения 14.04.2018)
6. Даффи Дж. Основы солнечной теплоэнергетики./ Даффи Дж., Бекман У.– Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2013. 888 с.

References

1. Tayga.info [Electronic resource]: <http://tayga.info/128310>_(13.03.2018)
2. Kolomiets Yu.G., Kiseleva S.V., Rafikova Yu.Yu., Shakun V.P. Study of the effect of shading on the efficiency of solar power plants in dense urban areas (Issledovanie vliyaniya zateneniya na effektivnost' ekspluatatsii solnechnykh energoustanovok v usloviyakh plotnoi gorodskoi zastroiki). *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*. 2017; 19-21: 16-25 (in Russ.).
3. Kolomiets Yu.G., Tarasenko A.B., Tebuev V.V., Suleymanov M.J. Investigation of the influence of various types of pollution on the efficiency of operation of solar power plants in Moscow. *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*. 2018; 4-6: 12-24 (in Russ.).
4. Rollingwash.net // Solar panels cleaning. [Electronic resource]: <http://rollingwash.net/docs/Solar%20panels%20cleaning.pdf> (05.09.2017)
5. Typical dimensions and sedimentation rates of different particles. [Electronic resource]: <http://vozdyx.ru/article/xarakternyye-razmery-i-skorosti-osedaniya-razlichnykh-chastic> (14.04.2018)
6. Daffe J., Beckman W. Solar Engineering of Thermal Processes, Dolgoprudnyi, Publishing house "Intellect", 2013, P. 888 (in Russ.)

АНОДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ МЕТАЛЛОГИДРИДНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

ANODE MATERIALS FOR METAL HYDRIDE FUEL CELLS

Борзенко В.И.¹, Казаков А.Н.¹, Дуников Д.О.¹, Блинов Д.В.¹, Романов И.А.¹, Володин А.А.^{1,2}

1: Объединенный институт высоких температур РАН, Россия, Москва

2: Институт проблем химической физики РАН, Россия, Черноголовка

Borzenko V.I.¹, Kazakov A.N.¹, Dunikov D.O.¹, Blinov D.V.¹, Romanov I.A.¹, Volodin A.A.^{1,2}

1: Joint Institute for High Temperatures Russian Academy of Sciences, Russia, Moscow

2: Institute of Problems of Chemical Physics RAS, Russia, Chernogolovka

h2lab@mail.ru

Ключевые слова: водород, хранение водорода, топливный элемент, металлгидрид, сорбция водорода, никель-металлогидридный аккумулятор, анодные материалы

Keywords: hydrogen, hydrogen storage, fuel cell, metal hydride, hydrogen sorption, Ni-MH accumulator, anode materials

Введение

Водород в качестве вторичного энергоносителя находит свое место глобальной стратегии устойчивого энергетического развития в 21-м веке, которая противостоит вызовам необратимого изменения климата, неустойчивого производства нефти и усиливающегося загрязнения окружающей среды. Роль водорода на национальном и международном стратегических уровнях основывается на возобновляемой энергетике и энергоэффективности. Водород может играть ключевую роль в среднесрочных и магистральных перевозках автомобильным и железнодорожным транспортом, в прибрежном и международном судоходстве, в авиационных перевозках, а также в долгосрочном и сезонном хранении электроэнергии в сетях, полагающихся в основном на локальные возобновляемые источники энергии и местное сырье [1]. В свете этого необходимы новые технологии производства электроэнергии и тепла, включая топливные элементы и новые технологии производства водорода из возобновляемых источников и его хранения для целей аккумулирования энергии. Один из наиболее перспективных путей основан на использовании водорода, произведенного электролизом, в качестве аккумулятора энергии, а также замены углеводородных моторных топлив для большинства автомобилей [2].

В настоящее время в основном используются два основных типа топливных элементов: твердополимерные, работающие при температурах до 80 °С, разрабатываемые в основном для транспорта, и твердооксидные, работающие при температурах свыше 350 °С, используемые для стационарных приложений. Оба типа обладают серьезными недостатками. Твердополимерные топливные элементы требуют дорогостоящих платиновых катализаторов, твердооксидные топливные элементы нуждаются в дорогостоящих уплотнениях и соединениях, обладают ограниченным ресурсом, работают при экстремальных температурах, в результате необходимо избегать термических напряжений в конструкционных материалах, что приводит к слабой маневренности [3].

С недавнего времени щелочные топливные элементы, где металлгидрид объединяет в себе функции водородоаккумулирующего материала и анодного катализатора рассматриваются в качестве очень многообещающего направления для исследований [4]. Электроды с редкоземельными сплавами типа АВ₅ продемонстрировали хорошую каталитическую активность при окислении водорода в щелочных топливных элементах, и результаты показывают, что водородоаккумулирующие сплавы могут заменить дорогостоящие платиновые катализаторы [5].

Обратимые гидриды интерметаллических соединений являются перспективными материалами для аккумулирования водорода особенно в стационарных применениях в интеграции с топливными элементами, которые можно представить общей формулой $A_nB_mH_x$, где А – металл, образующий стабильный бинарный гидрид, а металл В в обычных условиях с водородом не взаимодействует (обычно переходный металл, например, Fe, Co, Ni, V, Mn, Cr и т.д.). Наибольшее практическое значение представляют гидриды типов AB_5 (А – редкоземельные металлы, Са), AB_2 и АВ (А – элементы подгруппы титана), A_2B (А – обычно Mg).

Металлогидридные (МГ) топливные элементы также могут работать при температурах, близких к нормальным условиям, и не требуют катализаторов из драгоценных металлов, также их преимуществом является то, что система может быть заряжена двумя путями, как электрохимически, так и подачей водорода под давлением [6]. Таким образом МГ ТЭ являются топливными элементами со встроенной возможностью аккумулирования энергии, которые при этом могут работать обратимо в качестве электролизеров, и водород при этом поглощается интерметаллическими сплавами, то есть действовать в виде унифицированного обратимого топливного элемента.

Отмечается, что хранение топлива внутри или около электрода топливного элемента, присущее МГ ТЭ, может также позволить ускорить отклик устройства, позволить перезаряжать его без останова и обеспечить больший срок службы по сравнению с обычными топливными элементами, и хотя представленные в литературе данные свидетельствуют о низких плотностях мощности, такие элементы могут поддерживать напряжение в течение минут и часов [3]. Экспериментально полученные для МГ ТЭ данные по напряжению составили 0.65 В при плотности тока 20 мА/см² с использованием воздуха для окисления и 0.78 В для кислорода, топливный элемент смог обеспечивать постоянную мощность 12 мВт/см² (воздух) в течение почти 1000 ч работы, максимальная мощность составила 34 мВт/см² (кислород) [7]. Эксперименты [8] показали, что МГ электрод проявлял хорошую каталитическую активность к водороду и длительную электрохимическую стабильность при токовой нагрузке 40-50 мВ/см² в 30% масс. растворе КОН при 55 °С.

В настоящем обзоре рассмотрены основные типы водородпоглощающих интерметаллических соединений, уже широко используемых в Ni-MH аккумуляторах в качестве анодных материалов, и данные материалы в перспективе могут быть использованы в металлогидридных топливных элементах.

Металлогидридные анодные материалы

Эффективность Ni-MH аккумулятора в значительной степени зависит от свойств гидридообразующих металлов и сплавов, используемых в качестве анодных материалов. В Табл. 1 представлены характеристики некоторых металлов, сплавов и интерметаллических соединений (ИМС).

Важнейшими электрохимическими характеристиками материалов, применительно к Ni-MH аккумуляторам, являются максимальная емкость заряда (C_{max}), обратимость при высоких плотностях тока (HRD), коэффициент удержания емкости (S_n) и легкость активации. К анодным материалам для Ni-MH аккумуляторов предъявляется целый ряд требований к их основным характеристикам [10-15]:

- высокая обратимая водородная емкость (>1 %масс) и равновесные давления сорбции/десорбции 0.001 – 0.1 МПа;
- быстрая исходная активация и высокая каталитическая активность;
- устойчивость к коррозии в электролите и механическая стабильность;
- быстрая кинетика заряда/разряда и длительный срок службы;
- зарядка/разрядка при высоких плотностях тока и устойчивость к перезаряду/переразряду;

- широкий диапазон рабочих температур;
- экологичность и дешевизна производства.

Таблица 1 Характеристики материалов для аккумулирования водорода [9]

Материал	Состав	Рабочий интервал		H, масс. %
		T, °C	P, атм	
Металлы	Mg	300–400	1–10	7.6
	V	0–200	1–200	3.5
	Ti	500–600	1–10	4.0
ИМС	AB ₅ (A – La, Mm; B – Ni, Al, Co)	0–200	0.1–150	1.2–1.5
	AB ₂ (A – Ti, Zr; B – Cr, Mn, Fe)	(–70)–150	0.1–250	1.5–2.5
	AB (A – Ti, Zr; B – Fe, Ni)	0–150	1–100	1.7–2.0
	A ₂ B (A – Mg; B – Ni, Cu)	200–300	1–100	2.5–3.7
Сплавы	Mg-Ni, Mg-Ni-RE	250–400	1–10	4.0–7.0
	V-Cr-Mn	0–200	1–150	1.8–3.7
	Ti-Al-Ni	200–600	1–10	3.0–5.0

Поскольку практическое применение Ni-MH аккумуляторов становится все более разносторонним, то и требования к металлгидридным сплавам (МГС) также различаются. В Таблице 2 представлены требования к основным характеристикам анодных материалов в соответствии с областью практического применения Ni-MH аккумуляторов [16].

Таблица 2. Требования к характеристикам МГС для различных применений. Символы ++ (весьма желательно), + (важно), 0 (не критично), х (не связано) [16].

Свойства МГС	Стационарн ое общего назначения	Стационарн ое при высоких температура	Стационарн ое при низких температура	Электромоби ли	Гибричны е автомобил и
		х	х		
Водородная емкость	+	+	+	++	0
Диффузионная способность H	+	+	++	+	++
Каталитическая активность поверхности	+	++	++	+	++
Антикоррозионн ая стойкость	+	++	+	+	0
Равновесное давление	0	х	++	0	++
Диспергировани е	0	+	+	++	+
Стоимость	++	+	+	++	+

Интерметаллические соединения (ИМС) для анодных материалов можно представить общей формулой $A_mB_nH_x$, где А – металл, образующий стабильный бинарный гидрид (La, Ce, Mm, Ti, Zr, V, Mg), а металл В в обычных условиях с водородом не взаимодействует (Ni, Co, Fe, Mn, Cr, Al и другие). В зависимости от соотношения металла А к металлу В ИМС можно классифицировать в нескольких основных типах: AB₅, AB₂, AB_{3-3.5}, AB, A₂B, твердые

растворы внедрения Ti, V. Характеристики каждого типа сплавов в значительной степени отличаются по водородной емкости, разрядной емкости, активации и стабильности из-за различного состава и кристаллической структуры [17].

ИМС АВ₅ типа отличаются высокой каталитической активностью, легкостью активации и циклической стабильностью, однако рабочая электрохимическая емкость ограничена. Сплавы АВ₂ обладают более высокими емкостными характеристиками, но также этим сплавам присущи трудности при активации и низкая циклическая стабильность в щелочных электролитах. Сплавы АВ_{3-3.5} показывают более высокую электрохимическую емкость по сравнению с традиционными АВ₅ сплавами, однако циклическая стабильность сильно сокращается в ходе окисления и коррозии в щелочном электролите. Магний и магниевые сплавы обладают высокой емкостью, но высокие температуры, требуемые для десорбции водорода, и коррозионная неустойчивость магния в щелочном электролите вызывают серьезные трудности в использовании данных сплавов.

Среди всего этого многообразия материалов к настоящему времени в большинстве коммерческих Ni-MH аккумуляторов в качестве анодного материала используются только ИМС АВ₅, АВ₂, АВ_{3-3.5} типов (Таблица 3).

Таблица 3 Сравнение свойств сплавов АВ₂, АВ_{3-3.5}, АВ₅ типа [18, 19]

Свойство	Сплавы АВ ₂	Сплавы АВ _{3-3.5}	Сплавы АВ ₅
Кристаллическая структура	гексагональная С14 и ГЦК С15	ромбоэдрическая PuNi ₃ , гексагональная Ce ₂ Ni ₇	Гексагональная CaCu ₅
Образец состава	Ti _{0.36} Zr _{0.64} Ni _{1.13} Mn _{0.36} V _{0.3} Cr _{0.15} Co _{0.04} Al _{0.02}	La ₂ MgNi ₉	La _{0.63} Ce _{0.26} Nd _{0.08} Pr _{0.03} Ni _{3.6} Co _{0.76} Mn _{0.36} Al _{0.28}
Разрядная емкость	340 – 440 мАч/г	320 – 410 мАч/г	300-330 мАч/г
HRD	Приемлемо	Приемлемо	Превосходно
Циклическая стабильность ¹	800	-	1200
Саморазряд	Приемлемое	Приемлемое	Приемлемое
Активация	Умеренная	Легкая	Легкая

¹Заряд/разряд при 1С, глубина разряда 100%

Водородпоглощающие материалы АВ₅-типа

Основным представителем сплавов АВ₅ типа является LaNi₅ с гексагональной структурой CaCu₅ (Рис.1). Водородсорбционная емкость гидрида LaNi₅H_{6.6} составляет ~1.4 масс.% [20-24], что соответствует теоретической электрохимической емкости 372 мАч/г. Однако, высокое равновесное давление сорбции/десорбции водорода и склонность La к растворению в щелочных электролитах ухудшает электрохимические характеристики сплава.

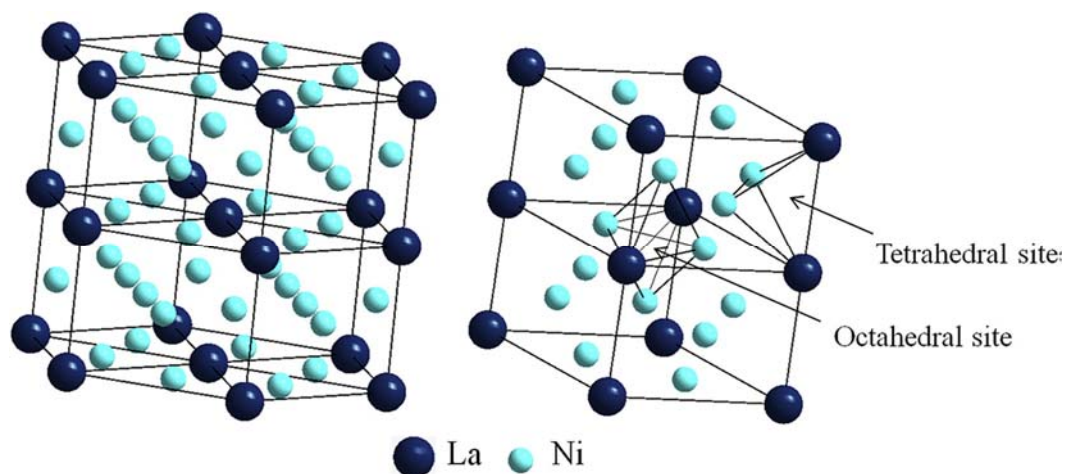


Рис. 1 Кристаллическая структура LaNi₅ [10, 25]

Замещение основных элементов La и Ni на другие элементы позволяет в значительной степени улучшить электрохимические характеристики AB₅ сплавов. Так, электрохимические источники тока на основе Co-замещенного LaNi₅ превосходят Ni-Cd аккумуляторы по емкости, сроку службы, устойчивости к перезаряду и экологичности [26]. Замещение La на мишметалл Mm (смесь редкоземельных элементов La, Ce, Pr, Nd) и частичное замещение Ni на Co, Mn, Al, Fe, Cr, Sn и другие металлы позволяет достичь более высоких емкостей и кинетики электрохимических реакций. Наиболее распространённым коммерчески используемым сплавом является MmNi_{3.55}Co_{0.75}Mn_{0.4}Al_{0.3}, где Mm = La_{0.62}Ce_{0.27}Nd_{0.08}Pr_{0.03} [27]. Редкоземельные элементы La, Ce, Pr и Nd являются гидридообразующими металлами и в первую очередь обеспечивают сорбцию H₂, Ni обеспечивает каталитическую активность для окислительно-восстановительной реакции, Co, Mn и Sn обеспечивают поверхностную активность, а Al и Fe обеспечивают коррозионную стойкость [10, 12]. К настоящему времени водородпоглощающие сплавы достигли обратимой разрядной емкости 320-350 мАч/г (Таблица 4).

Увеличение содержания Al в сплаве LaNi_{4.4-x}Co_{0.3}Mn_{0.3}Al_x (x = 0–0.3) повышает циклическую стабильность и максимальную емкость, а также уменьшает возможность саморазряда. Потери емкости в ходе саморазряда в течение 4 дней уменьшились с 17.14% до 12.47% для сплавов с x = 0 и x = 0.3 [29]. Замещение Ni на Mn в увеличивает максимальную разрядную емкость, циклическую стабильность [39] и улучшает электрохимические характеристики при низких температурах [32]. Добавление Fe к многокомпонентным AB₅ сплавам в значительной степени улучшает циклическую стабильность и устойчивость к диспергированию, но также понижает электрохимическую емкость и HRD [41, 42]. Металл Co является ключевым элементом в увеличении циклической стабильности металлгидридных электродных материалов. Но наряду с использованием Pr, Nd, применение Co приводит к значительному удорожанию конечного материала.

Одним из ключевых факторов для повышения конкурентоспособности Ni-MH аккумуляторов является снижение стоимости металлгидридных сплавов. Для снижения стоимости сплава были исследованы сплавы, в которых Co частично или полностью замещен более дешевыми металлами Fe, Mn, Al и другие [30, 38, 41, 43, 44]. К сожалению, сплавы с низким содержанием Co или без Co демонстрируют более низкую разрядную емкость и более короткий срок службы по сравнению с высококонцентрированными (до 10 ат% Co) сплавами. Также в ряде работ [33-36] было исследовано влияние замещения некоторых компонентов (Ni, Co, Mn, Cu) в сплаве AB_{5-x}(V_{0.81}Fe_{0.19})_x (где x = 0-0.2) на коммерчески доступный феррованадий V_{0.81}Fe_{0.19} на электрохимические характеристики полученных материалов.

Таблица 4 Электрохимические свойства AB₅ сплавов

Сплав	Максимальная емкость заряда C _{max} , (мАч/г)	HRD	Сохранение емкости при циклировании	Ист.
MmNi _{3.7} Co _{0.7} Mn _{0.3} Al _{0.3}	318.2	HRD ₁₅₀₀ = 52.91%	S ₅₀ = 90.13	[28]
LaNi _{4.2} Co _{0.3} Mn _{0.3} Al _{0.2}	330.4	HRD ₉₀₀ = 78.22%	-	[29]
La _{0.78} Ce _{0.22} Ni _{3.73} Mn _{0.3} Al _{0.17} Fe _{0.2} Co _{0.6}	323	HRD ₆₀₀ = 72.3%	S ₁₅₀ = 79.6	[30]
La _{0.6} Ce _{0.4} Ni _{3.45} Co _{0.75} Mn _{0.7} Al _{0.1}	331	-	S ₂₀₀ = 61.7%	[31]
La _{0.78} Ce _{0.22} Ni _{3.8} Co _{0.6} Mn _{0.6}	346.2	HRD ₁₅₀₀ = 39.35%	S ₁₀₀ = 85.42%	[32]
La _{0.7} Ce _{0.3} Ni _{4.2} Mn _{0.8} Cu _{0.37} (V _{0.81} Fe _{0.19}) _{0.1}	320.7	HRD ₁₂₀₀ = 70.8%	S ₁₀₀ = 72.7%	[33]
La _{0.7} Ce _{0.3} Ni _{3.75} Mn _{0.35} Al _{0.15} Cu _{0.65} (V _{0.81} Fe _{0.19}) _{0.1}	322	HRD ₁₂₀₀ = 56.5%	S ₁₀₀ = 78.4%	[34]
La _{0.7} Ce _{0.3} Ni _{3.65} Mn _{0.35} Al _{0.15} Cu _{0.75} (V _{0.81} Fe _{0.19}) _{0.1}	316	HRD ₁₂₀₀ = 54%	S ₁₀₀ = 80.3%	[35]
LaNi _{3.55} Co _{0.15} Mn _{0.35} Al _{0.15} Cu _{0.75} (V _{0.81} Fe _{0.19}) _{0.05}	330.3	HRD ₁₂₀₀ = 58.5%	S ₁₀₀ = 84.3%	[36]
LaNi _{4.5} Co _{0.25} Al _{0.25}	313.3	HRD ₁₈₀₀ = 70.2%	S ₅₀ = 86.2%	[37]
La _{0.6} Ce _{0.3} Nd _{0.05} Pr _{0.05} Ni _{3.9} Co _{0.4} Mn _{0.4} Al _{0.3}	349	HRD ₁₄₄₀ = 59.9%	S ₁₀₀ = 89.1%	[38]
MmNi _{4.15} Mn _{0.35} Co _{0.45} Al _{0.3}	317	HRD ₁₅₀₀ = 31.4%	-	[39]
LaNi _{3.55} Mn _{0.35} Co _{0.2} Al _{0.2} Cu _{0.75} Fe _{0.1}	327	HRD ₉₀₀ = 48.6%	S ₁₀₀ = 94.7%	[40]

Содержание V_{0.81}Fe_{0.19} при x = 0.05 - 0.1 позволяет достичь электрохимической емкости порядка 310-330 мАч/г, в значительной степени увеличить циклическую стабильность сплавов и снизить стоимость сплава.

Наряду с замещением основных элементов на другие металлы для повышения электрохимических характеристик используются термическая обработка сплавов, химическая обработка поверхности [28, 40, 45-47]. Методом двойной обработки поверхности сплава MmNi_{3.7}Co_{0.7}Mn_{0.3}Al_{0.3} горячей щелочью в присутствии восстанавливающих агентов N₂H₄, NaH₂PO₂, NaBH₄ в значительной степени улучшены стабильность при циклировании, обратимость при высоких плотностях тока разряда и низкотемпературные электрохимические характеристики [28]. Также значительное увеличение обратимости при высоких плотностях тока разряда после щелочной обработки металлгидридных образцов отмечены в работах [46, 47]. Использование предварительного отжига при различных температурах позволило увеличить максимальную разрядную емкость и циклическую стабильность [40, 45].

Перспективы дальнейшего увеличения разрядной емкости сплавов AB₅ сильно ограничены в силу особенностей кристаллической структуры этих сплавов. Для повышения конкурентоспособности Ni-MH аккумуляторов на основе AB₅ необходимо снижение стоимости сплавов за счет использования более дешевых La-Ce мишметалла и замещающих переходных металлов. Вполне перспективным может быть использование в качестве замещающих металлов различных более дешевых ферросплавов. Для удовлетворения

требований по увеличению плотности энергии в Ni-MH аккумуляторах необходима разработка новых электродных материалов с высокой плотностью хранения водорода.

Водородпоглощающие материалы АВ₂-типа

ИМС АВ₂-типа для Ni-MH аккумуляторов состоят из двух основных фаз, именуемые фазы Лавеса: гексагональная С14 (MgZn₂) и гранецентрированная кубическая С15 (MgCu₂) (Рис. 2). Также может присутствовать ромбоэдрическая С36 фаза (MgNi₂), но ее довольно сложно отличить от С14 при рентгенофазовом анализе [48].

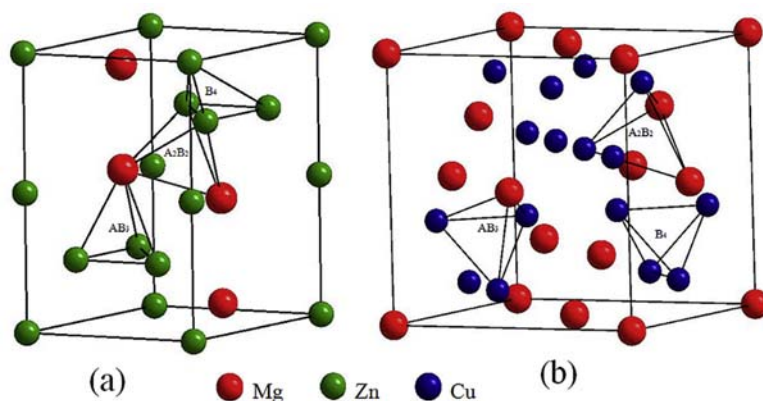


Рис. 2 Кристаллическая структура С14 (а) и С15(б) фаз Лавеса [10].

Основными преимуществами сплавов АВ₂-типа являются более высокие разрядные емкости, большая вариативность составов, стехиометрии и сосуществующих фаз, что позволяет получить материалы с необходимыми электрохимическими характеристиками. По сравнению с ИМС АВ₅ типа сплавы АВ₂ типа обладают большей совместимостью замещающих элементов за счет их взаимной растворимости и большего количества существующих фаз. Совместимость большинства элементов АВ₂ делает эти сплавы перспективными материалами для практического применения. Идеальное соотношение радиусов атомов А и В $R_A/R_B = 1.225$ [16]. Небольшой гистерезис при абсорбции/десорбции водорода в АВ₂ сплавах уменьшает степень диспергирования и способствует улучшению циклической стабильности [49, 50].

Бинарные С14 (например, ZrMn₂, TiMn₂) и С15 (ZrV₂) фазы являются хорошими водородпоглощающими материалами, однако из-за высокой стабильности гидридов обладают плохими электрохимическими характеристиками в щелочных электролитах. Поэтому основной интерес вызывают многоэлементные АВ₂ сплавы, в основном содержащие Ti, Zr, V, Ni, Co, Cr, Mn, Al, Fe и другие замещающие металлы [16, 51-69].

В качестве А-элемента в большинстве случаев используются Ti и Zr в различных соотношениях [58, 70]. Для ряда сплавов Ti_xZr_{1-x}(VN_iCrMnCoAl)₂ были достигнуты разрядные емкости 407 – 428 мАч/г при токе разрядки 8 мА/г. Четкая корреляция между разрядной емкостью при таком низком токе разряда и соотношением Ti:Zr не обнаружена. В то же время увеличение содержания Ti приводит к увеличению равновесного давления, улучшению HRD и к ухудшению активации, что отмечается и в других работах [71, 72]. В свою очередь увеличение содержания Zr понижает равновесное давление и ведет к образованию более стабильного гидроксида. В то же время чистый Zr является довольно дорогим металлом из-за сложного процесса разделения из Hf [73] и для снижения стоимости возможно использование Hf-содержащих соединений Zr или других сплавов, например, Циркалой [74].

Ni является ключевым элементом анодных материалов аккумуляторов с щелочным электролитом для всех типов интерметаллических соединений. Благодаря образованию в ходе активации металлических кластеров Ni является наиболее эффективным катализатором. Однако, из-за более низкого соотношения В:А поверхностная каталитическая активность

сплавов AB_2 хуже, чем для сплавов AB_5 и $AB_{3-3.5}$, что связано с меньшей концентрацией металлического Ni на поверхности [75]. Добавление Ni в состав AB_2 сплавов в значительной степени улучшает электрохимические свойства [56].

В AB_2 сплавах для хранения водорода большое влияние на максимальную емкость оказывает V, так как замещение B-элемента на V приводит к образованию более стабильных гидридов, увеличению водородной емкости и улучшает активацию сплава [55]. Для сплава $Ti_{0.8}Zr_{0.2}V_{1.6}Mn_{0.8}Ni_{0.6}$ с высоким содержанием V достигнута разрядная емкость 544 мАч/г при плотности тока разряда 60 мА/г. Однако, разрядная емкость резко уменьшается в течение первых 20 циклов, и требуется оптимизация состава для увеличения циклической долговечности сплава. Добавление Cr уменьшает максимальную разрядную емкость, но значительно увеличивает циклическую стабильность сплава [61]. Основным недостатком V-замещенных сплавов в Ni-MH аккумуляторах является высокая растворимость V в щелочном электролите, что приводит к слабому сохранению заряда при циклической работе [75]. Сплавы без V в контексте увеличения сохранения заряда более перспективны, но циклическая стабильность значительно ухудшается [53, 66]. Наилучшие результаты электрохимических свойств показывают сплавы с содержанием V 10-12 ат%.

Одними из основных замещающих металлов являются Co, Mn, Cr, Fe, Al, которые используются для улучшения активационных, каталитических и коррозионных свойств AB_2 сплавов. Добавление Co улучшает активацию, кинетику поверхностных реакций и разрядную емкость, но ухудшает циклическую стабильность. С точки зрения достижения оптимальных электрохимических характеристик содержание Co не должно превышать 1.5%ат в составах AB_2 сплавов [62]. По сравнению с другими металлами, Co-замещенные AB_2 сплавы обладают более высокими разрядными емкостями [60]. Частичное замещение Ni на Mn улучшает активацию, увеличивает разрядную емкость, но из-за низкой коррозионной устойчивости большое содержание Mn приводит к ухудшению сохранению заряда и циклической долговечности. Увеличение содержания Mn в сплавах $Ti_{21}Zr_{12.8}V_{14}Ni_{30.2-x}Cr_{10}Mn_{12+x}$ приводит к значительному увеличению водородной емкости в газофазной реакции от 1.59%масс ($x=0$) до 1.85%масс ($x=9$), но в то же время разрядная емкость слабо зависит от содержания Mn и колеблется в узком диапазоне 398-413 мАч/г при плотности тока разряда 60 мАч/г. Циклическая долговечность снижается с увеличением содержания Mn. Как и в случае с V-замещенными AB_2 сплавами, добавление Cr в значительной степени повышает циклическую стабильность сплавов за счет коррозионной устойчивости сплава [57]. Таким образом, добавление Cr в состав AB_2 сплава в первую очередь повышает циклическую стабильность и удержание заряда, но в то же время уменьшает разрядную емкость и ухудшает активацию [63-65]. Также добавление Cr способствует уменьшению гистерезиса при сорбции/десорбции, следовательно, и уменьшению диспергирования сплава и повышению циклической стабильности [57].

Частичное замещение Ni на Al улучшает активацию сплава, повышает разрядную емкость и HRD, коррозионную стойкость [56, 60, 61, 67, 69]. Совместное добавление Al и Co в значительной степени улучшает практически всех электрохимические характеристики: разрядная емкость, активация, удержание заряда, HRD, низкотемпературные характеристики [69].

Наряду с замещением основных компонентов AB_2 сплавов поверхностная обработка химическими растворами является основным методом улучшения электрохимических характеристик сплавов. Фторирование и обработка щелочными агентами позволяет значительно повысить скорость активации AB_2 сплавов [76-81]. Металлогидридные порошки $Zr_{1-x}Ti_x(V_{0.1}Mn_{0.3}Ni_{0.6}Co_yCr_z)_2$ (где $x=0-0.1$, $y=0-0.05$, $z=0-0.05$), химически обработанные фторидным раствором, содержащим Ni^{2+} -ионы, показали превосходную кинетику без активации и на первом же цикле заряд/разряда достигли максимальной разрядной емкости 340-390 мАч/г, в то время как для необработанных образцов было необходимо 6-10 активационных циклов и максимальные значения были ниже 220-320 мАч/г [77]. Схожие

результаты были получены для сплавов $Zr_{0.9}Ti_{0.1}Mn_{0.6}V_{0.2}Co_{0.1}Ni_{1.1}$ [79] и $ZrV_{0.2}Mn_{0.6}Cr_{0.1}Ni_{1.2}$ [76] с разрядными емкостями 380 и 375 мАч/г, соответственно, после химической обработки. В работе [78] предложена методика кипячения металлгидридного порошка AB_2 типа в 6М КОН для улучшения кинетики активации и емкостные характеристик. При времени кипячения 2 ч разрядная емкость достигала 320-350 мАч/г при плотности тока 100 мА/г без циклов активации. В работе [81] для порошка сплава $Ti_{0.36}Zr_{0.64}(V_{0.15}Ni_{0.58}Mn_{0.2}Cr_{0.07})_2$ после 80 минутного кипячения в 6М КОН разрядная емкость в первом цикле достигла 390 мАч/г при плотности тока 50 мА/г. После 2 циклов разрядная емкость была выше 400 мАч / г. оставалась при этих значениях до 20 циклов.

По сравнению со сплавами AB_5 -типа сплавы AB_2 обладают высокой разрядной емкостью, но плохой активацией и циклической стабильностью. За счет большего разнообразия замещающих элементов, использования более дешевых материалов и предварительной обработки можно добиться получения перспективных дешевых AB_2 сплавов с более высокой плотностью энергии, хорошей кинетикой, быстрой активацией.

Водородпоглощающие материалы $AB_{3-3.5}$ -типа

Интерметаллические соединения $AB_{3-3.5}$ являются относительно новыми анодными материалами для Ni-MH аккумуляторов, но уже находят коммерческое применение в разных областях [82, 83]. С целью повышения водородсорбционной и электрохимической емкостей сплавы на основе $LaNi_5$ были частично замещены на Mg [84-86]. Однако, напрямую ввести Mg в состав $LaNi_5$ не представляется возможным, но зато это возможно в соединениях AB_3 -, A_2B_7 - ($AB_{3.5}$) и A_5B_{19} - типов. Такие соединения еще называют сплавы РЗМ-Mg-Ni. Данные соединения, в основном, кристаллизуются в двух типах: ромбоэдрической $PuNi_3$ и гексагональной Ce_2Ni_7 . Их структуры состоят из чередующихся блоков AB_5 ($CaCu_5$ -тип) и AB_2 ($MgCu_2$ -тип) вдоль оси c в различных соотношениях (Рис. 3). В работах [19, 87-91] было установлено, что замещение La на Mg происходит в слое AB_2 .

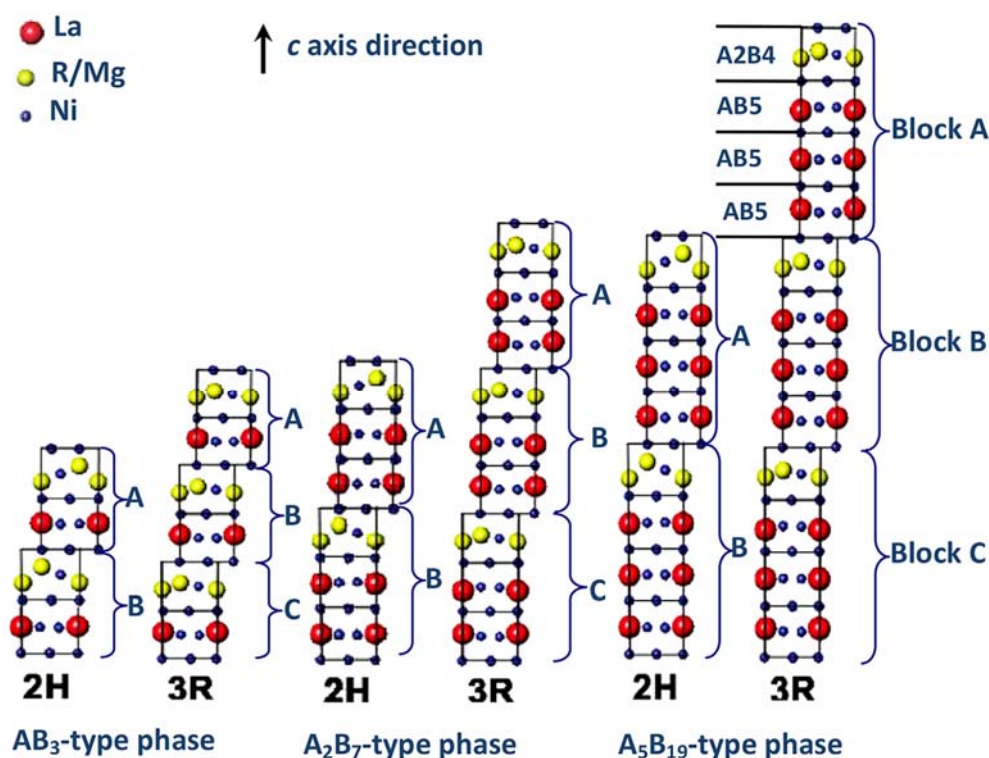


Рис. 3. Структуры фаз AB_3 -, A_2B_7 - и A_5B_{19} -типов [92].

Исследования показали, что сплавы АВ₃₋₅ имеют высокую разрядную емкость 350 – 410 мАч/г, что на 30% превосходит разрядную емкость традиционных материалов АВ₅- типа [93-96]. Однако, при сравнении других электрохимических характеристик сплавы АВ₃₋₅ проигрывают сплавам АВ₅ в циклической стабильности и обратимости при высоких плотностях тока [97-99].

В зависимости от состава редкоземельного элемента в сплавах РЗМ-Mg-Ni можно выделить три подкласса: чистые La-содержащие, смешанные La-Pr-Nd, чистые Nd-содержащие сплавы. Чистые La-содержащие сплавы обладают наивысшей разрядной емкостью, но и с наименьшей циклической стабильностью из-за быстрого окисления La. Чистые Nd-содержащие сплавы в свою очередь показывают высокую циклическую стабильность и сохранение заряда, но имеют низкую разрядную емкость. Свойства смешанных La-Pr-Nd сплавов лежат в диапазоне вышеупомянутых сплавов [48].

Таким образом, частичное замещение La на Nd способствует улучшению электрохимических характеристик [100]. Nd может также повысить стойкость к окислению, увеличить ток обмена водородной реакции на поверхности электрода, а также скорость диффузии водорода в сплаве. В работах [101, 102] была изучена взаимосвязь между структурой и водородсорбционными свойствами Nd₂MgNi₉ и (La,Nd,Mg)Ni₉. Была проведена оценка диффузии водорода при электрохимическом гидрировании сплава La_{1.5}Nd_{0.5}MgNi₉ [103] Также в работах [87, 104, 105] был выполнен анализ водородсорбционных и электрохимических характеристик интерметаллических соединений La₂MgNi₉, La_{1.9}Mg_{1.1}Ni₉, La_{1.5}Nd_{0.5}MgNi₉ (АВ₃-тип) и LaNi₅ (АВ₅-тип) (Рис.4).

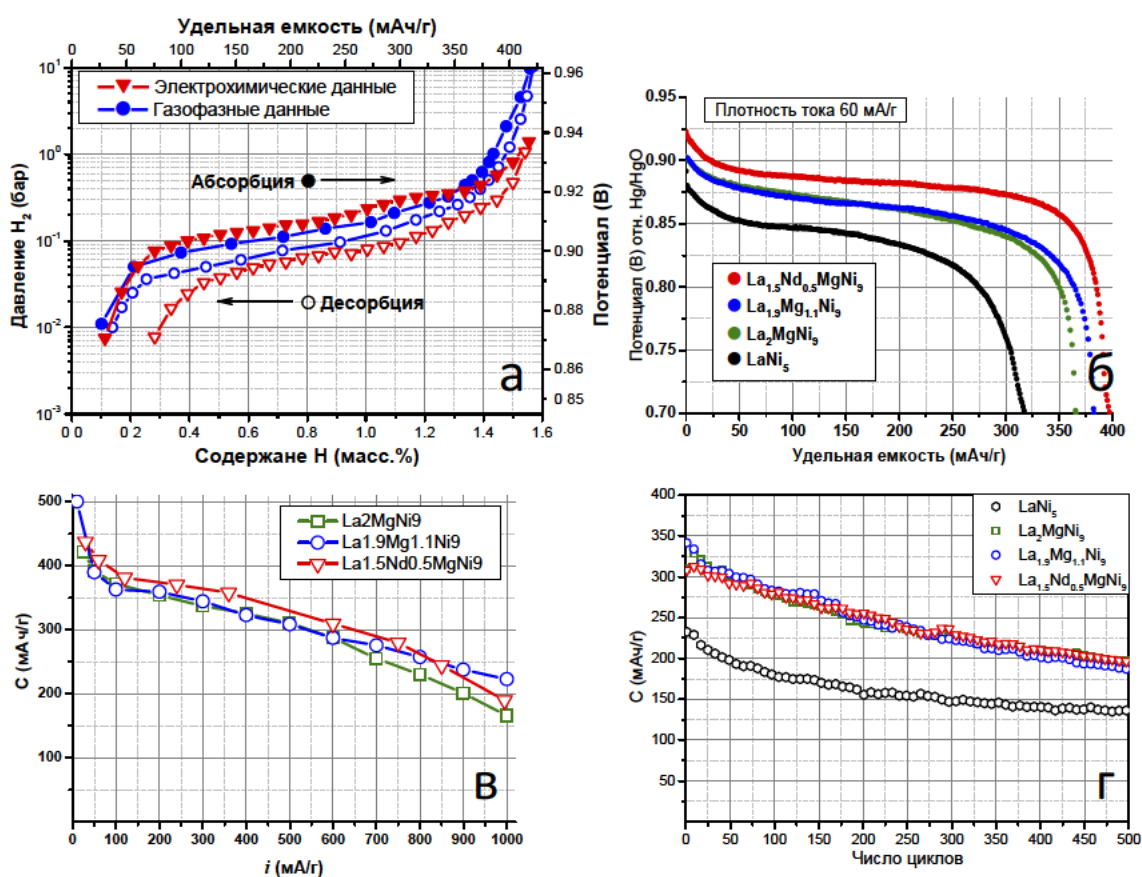


Рис. 4. Характеристики электродов с разными ИМС, полученные в работах [24, 87, 105]: а – изотермы в системе La_{1.5}Nd_{0.5}MgNi₉-H₂; б – емкость электродов с разными сплавами; в – эффективность работы электродов при разных плотностях тока; г – циклическая стабильность электродов

Увеличение содержания Mg в $\text{La}_{3-x}\text{Mg}_x\text{Ni}_9$ приводит к уменьшению параметров элементарной ячейки [87]. Установлено, что максимальная емкость электродов с Nd-содержащим сплавом составляет 400 мАч/г при плотности тока разряда 60 мА/г, что на 25% выше емкости электродов на основе LaNi_5 (315 мАч/г). Эффективный коэффициент диффузии водорода в Nd-содержащем гидриде ($\sim 2.9 \times 10^{-11} \text{ см}^2/\text{с}$) выше, чем в других гидридах ИМС, что способствует улучшению обратимости при высоких плотностях тока разряда и циклической стабильности электродов.

Необходимость гомогенизации многофазных составов получаемых сплавов РЗМ-Mg-Ni требует обязательного отжига при температурах 1000-1300 К. Отжиг в значительной степени увеличивает содержание основной фазы, тем самым повышая разрядную емкость $\text{AB}_{3-3.5}$ сплавов, уменьшает дефекты кристаллической решетки и приводит к релаксации внутренних напряжений, уменьшает гистерезис и равновесное давление сорбции/десорбции водорода [104, 106-112]. Например, для сплавов $\text{La}_{0.67}\text{Mg}_{0.33}\text{Ni}_{2.5}\text{Co}_{0.5}$ [111] и $\text{La}_{0.7}\text{Mg}_{0.3}\text{Ni}_{2.45}\text{Co}_{0.75}\text{Mn}_{0.1}\text{Al}_{0.2}$ [112] наилучшие электрохимические характеристики получены отжигом при 1173 К. После отжига $\text{La}_{0.67}\text{Mg}_{0.33}\text{Ni}_{2.5}\text{Co}_{0.5}$ разрядная емкость выросла на 27.5 % до 402.5 мАч/г, циклическая стабильность выросла на 33% по сравнению с начальным образцом. Для сплава $\text{La}_{0.7}\text{Mg}_{0.3}\text{Ni}_{2.45}\text{Co}_{0.75}\text{Mn}_{0.1}\text{Al}_{0.2}$ после отжига достигнута разрядная емкость 370 мАч/г, улучшена циклическая стабильность, однако обратимость при высоких плотностях тока (HRD) ухудшилась.

Еще одним методом улучшения электрохимических характеристик является модифицирование сплавов замещением В-элемента другими металлами: Al [113-117], Co [106, 118-121], Fe [122, 123], Cr [123, 124], Mn [125-127], Mo [128, 129], Zr [130] и др (Таблица 5).

Замещение Ni на Co и Al в сплавах RE-Mg-Ni позволяет улучшить электрохимические и антикоррозийные свойства металлгидридных материалов за счет образования коррозионностойкого Al_2O_3 и Co, препятствующего дальнейшей пульверизации. Однако, слой Al_2O_3 ухудшает диффузию водорода из сплава на поверхность и скорость реакции водорода на поверхности [114]. Добавление Al и Mo в сплав $\text{La}_{0.7}\text{Mg}_{0.3}\text{Ni}_{3.5-x}(\text{Al}_{0.5}\text{Mo}_{0.5})_x$ ($x = 0 - 0.8$) в значительной степени увеличило разрядную емкость с 354.2 мАч/г ($x=0$) до 397.6 мАч/г ($x=0.6$). С увеличением содержания Al и Mo коэффициент диффузии водорода также увеличился, что привело к улучшению низкотемпературных характеристик электродных материалов [129]. Также улучшение низкотемпературных характеристик наблюдалось в работе [128]. В работах [90, 110, 134] частичное замещение La на Sm позволило улучшить обратимость при высоких плотностях тока и циклическую стабильность. Частичное замещение Co на Fe в $\text{La}_{0.74}\text{Mg}_{0.26}\text{Ni}_{2.55}\text{Co}_{0.65-x}\text{Fe}_x$ ($x = 0 - 0.3$) в некоторой степени снижает разрядную емкость с 410 мАч/г при $x=0$ до 368 мАч/г при $x=0.3$, но в значительной степени улучшена циклическая стабильность за счет уменьшения диспергирования материала и уменьшен саморазряд [122]. Частичная замещение Ni на Cr может улучшить устойчивость к циклированию, но уменьшить максимальную разрядную емкость и HRD электродных материалов. Уменьшение электрохимической кинетики можно объяснить уменьшением скорости переноса заряда на поверхности электродов и скорости диффузии атомов H в объеме электрода [124].

При исследовании влияния стехиометрии состава $\text{La}_{0.7}\text{Mg}_{0.3}(\text{Ni}_{0.9}\text{Co}_{0.1})_x$, где $x = 3.0 - 3.8$ на электрохимические свойства обнаружено увеличение разрядной емкости с 356.6 мАч/г ($x=3.0$) до 392.1 мАч/г ($x=3.5$) и циклической стабильности после 100 циклов с 63.8 % до 93.5%, соответственно [132]. Исследования влияния Mg на электрохимические характеристики позволили определить оптимальное соотношение РЗМ:Mg = 2 в А-элементе AB_3 сплавов [101, 133, 135].

К настоящему времени сплавы РЗМ-Mg-Ni активно используются в анодных материалах Ni-MH аккумуляторов нового поколения с низким саморазрядом и высокой емкостью. Однако, разработки новых сплавов с улучшенными характеристиками разрядной емкости, циклической стабильности необходимы для практического применения.

Таблица 5 Электрохимические свойства АВ_{3-3.5} сплавов

Сплав	Максимальная емкость заряда C_{max} , (мАч/г)	HRD	Сохранение емкости при циклировании	Ист.
$La_{0.7}Mg_{0.3}Ni_{2.8}Co_{0.5}$	410	-	-	[93]
$LaY_2Ni_{9.7}Mn_{0.5}Al_{0.3}$	385.7	-	$S_{300} = 76.6\%$	[131]
$La_{0.6}Gd_{0.2}Mg_{0.2}Ni_{3.05}Co_{0.25}Al_{0.1}Mn_{0.1}$	391.2	$HRD_{900} = 75.3\%$	$S_{100} = 89.8\%$	[127]
$La_{0.7}Mg_{0.3}(Ni_{0.85}Co_{0.15})_{3.5}$	395.6	$HRD_{1000} = 85.8\%$	$S_{60} = 45.9\%$	[94]
La_2MgNi_9	397.5	$HRD_{1200} = 52.7\%$	$S_{100} = 60.6\%$	[96]
$La_{0.7}Mg_{0.3}Ni_{2.9}(Al_{0.5}Mo_{0.5})_{0.6}$	397.6	$HRD_{1200} = 70.5\%$	$S_{70} = 70.8\%$	[129]
$La_{1.5}Mg_{0.5}Ni_7$	389.48	$HRD_{900} = 92.3\%$	$S_{70} = 85.8\%$	[82]
$La_2Mg(Ni_{0.8}Co_{0.2})_9$	404.5	$HRD_{800} = 64.2\%$	$S_{100} = 69.3\%$	[120]
$La_{0.7}Mg_{0.3}(Ni_{0.9}Co_{0.1})_{3.5}$	392.1	-	$S_{100} = 93.5\%$	[132]
$La_{1.5}Mg_{0.5}Ni_{5.2}Co_{1.8}$	405.69	$HRD_{900} = 90.6\%$	$S_{70} = 68.9\%$	[121]
$La_{0.7}Mg_{0.3}Ni_{2.65}Mn_{0.1}Co_{0.75}$	403.1	$HRD_{1500} = 69.2\%$	$S_{90} = 36.9\%$	[119]
$La_2MgNi_{6.7}(Co_{0.5}Al_{0.5})_2$	354.4	$HRD_{1200} = 68.3\%$	$S_{60} = 75.7\%$	[114]
$La_2Mg(Ni_{0.7}Co_{0.2}Mn_{0.1})_9$	380	$HRD_{900} = 66.4\%$	$S_{70} = 48.7\%$	[133]
$La_{0.67}Mg_{0.33}Ni_{2.5}Co_{0.5}$	402.5	$HRD_{900} = 87.72\%$	$S_{70} = 92.9\%$	[111]

Выводы

На протяжении нескольких десятилетий характеристики Ni-MH аккумуляторов увеличиваются за счет разработок и внедрения новых анодных материалов на основе интерметаллических соединений АВ₅-, АВ_{3-3.5}, АВ₂-типов. Наиболее популярными в коммерческом отношении являются АВ₅ сплавы $MmNi_{3.55}Co_{0.75}Mn_{0.4}Al_{0.3}$, где $Mm = La_{0.62}Ce_{0.27}Nd_{0.08}Pr_{0.03}$ благодаря высокой циклической стабильности, быстрой кинетики и легкой активации. Основным трендом в исследованиях АВ₅ сплавов является уменьшение содержания дорогих компонентов Nd, Pr, Co с сохранением электрохимических характеристик на уровне коммерчески используемых материалов. Хотя АВ₂ сплавы отличаются высокой разрядной емкостью относительно АВ₅ сплавов, однако плохая циклическая стабильность и необходимость предварительной химической обработки для улучшения активации затрудняют их использование. Но за счет большего разнообразия замещающих элементов, использования более дешевых материалов можно добиться получения перспективных дешевых АВ₂ сплавов с более высокой плотностью энергии, хорошей кинетикой, быстрой активацией. В последнее время большой интерес вызывают твердые растворы внедрения на основе фаз Лавеса [136-138]. Сплавы АВ_{3-3.5} РЗМ-Mg-Ni стали новым поколением анодных материалов благодаря высокой разрядной емкости, состоящие из блоков АВ₂ и АВ₅ и обладающие преимуществами обоих типов. Анодные материалы на их основе используются в Ni-MH аккумуляторах с низким саморазрядом и высокой емкостью. Для дальнейшего

замещения сплавов АВ₅ в анодных материалах необходимо разработать перспективные АВ_{3-3.5} с высокой разрядной емкостью и циклической устойчивостью. В то же время применение металлгидридных материалов в электрохимической области становится все более разносторонним, в том числе разрабатываются топливные элементы с металлгидридным анодом [139, 140]. Таким образом, необходима разработка новых металлгидридных материалов для широкого круга практического применения.

Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (Проект № 17-79-20413).

Список литературы

1. Andrews, J. and B. Shabani, *Re-envisioning the role of hydrogen in a sustainable energy economy*. International Journal of Hydrogen Energy, 2012. **37**(2): p. 1184-1203.
2. Emonts, B., et al., *Re-energizing energy supply: Electrolytically-produced hydrogen as a flexible energy storage medium and fuel for road transport*. Journal of Power Sources, 2017. **342**: p. 320-326.
3. Lemmon, J.P., *Energy: Reimagine fuel cells*. Nature, 2015. **525**(7570): p. 447-9.
4. Lototskyu, M.V., et al., *The use of metal hydrides in fuel cell applications*. Progress in Natural Science: Materials International, 2017. **27**(1): p. 3-20.
5. Antolini, E. and J. Perez, *The use of rare earth-based materials in low-temperature fuel cells*. International Journal of Hydrogen Energy, 2011. **36**(24): p. 15752-15765.
6. Folonari, C., et al., *Metal hydride fuel cells: A feasibility study and perspectives for vehicular applications*. Journal of the Less Common Metals, 1980. **74**(2): p. 371-378.
7. Chartouni, D., et al., *Metal hydride fuel cell with intrinsic capacity*. International Journal of Hydrogen Energy, 2002. **27**(9): p. 945-952.
8. Hu, W.-K. and D. Noréus, *Metal hydrides as bi-functional catalysts for hydrogen generation and oxidation in reversible MH-air fuel cells*. Electrochemistry Communications, 2009. **11**(11): p. 2212-2215.
9. *Органические и гибридные наноматериалы: тенденции и перспективы*, ed. В.Ф.Р.и.М.В. Ключева. 2013, Иваново: Ивановский государственный университет. 512.
10. Liu, Y., et al., *Advanced hydrogen storage alloys for Ni/MH rechargeable batteries*. Journal of Materials Chemistry, 2011. **21**(13): p. 4743-4755.
11. Tliha, M., et al., *Kinetic and thermodynamic studies of hydrogen storage alloys as negative electrode materials for Ni/MH batteries: a review*. Journal of Solid State Electrochemistry, 2014. **18**(3): p. 577-593.
12. Kleperis, J., et al., *Electrochemical behavior of metal hydrides*. Journal of Solid State Electrochemistry, 2001. **5**(4): p. 229-249.
13. Feng, F., M. Geng, and D.O. Northwood, *Electrochemical behaviour of intermetallic-based metal hydrides used in Ni/metal hydride (MH) batteries: a review*. International Journal of Hydrogen Energy, 2001. **26**(7): p. 725-734.
14. Hong, K., *The development of hydrogen storage alloys and the progress of nickel hydride batteries*. Journal of Alloys and Compounds, 2001. **321**(2): p. 307-313.
15. Petrii, O.A. and E.E. Levin, *Hydrogen-accumulating materials in electrochemical systems*. Russian Journal of General Chemistry, 2007. **77**(4): p. 790-796.
16. Young, K.-H., S. Chang, and X. Lin, *C14 Laves Phase Metal Hydride Alloys for Ni/MH Batteries Applications*. Batteries, 2017. **3**(3): p. 27.
17. Ouyang, L., et al., *Progress of hydrogen storage alloys for Ni-MH rechargeable power batteries in electric vehicles: A review*. Materials Chemistry and Physics, 2017. **200**(Supplement C): p. 164-178.
18. Chang, S., et al., *Reviews on the U.S. Patents Regarding Nickel/Metal Hydride Batteries*. Batteries, 2016. **2**(2): p. 10.
19. Liu, Y., et al., *Rare earth–Mg–Ni-based hydrogen storage alloys as negative electrode materials for Ni/MH batteries*. Journal of Alloys and Compounds, 2011. **509**(3): p. 675-686.
20. Binnemans, K., et al., *Recycling of rare earths: a critical review*. Journal of Cleaner Production, 2013. **51**(Supplement C): p. 1-22.
21. Andrievski, R.A., et al., *Hydrogen absorption and electrocatalytic properties of ultrafine LaNi₅ powders*. International Journal of Hydrogen Energy, 1996. **21**(11): p. 949-954.

22. Тарасов Б.П., Ш.С.П., Малов Ю.И., Шульга Ю.М., *Синтез и некоторые свойства интерметаллида $LaNi_5$ в кристаллическом и аморфном состояниях*. Журнал общей химии, 1997. **67**(2): p. 184-188.
23. Tarasov, B.P., *Metal-hydride accumulators and generators of hydrogen for feeding fuel cells*. International Journal of Hydrogen Energy, 2011. **36**(1): p. 1196-1199.
24. Liu, W. and K.-F. Aguey-Zinsou, *Low temperature synthesis of $LaNi_5$ nanoparticles for hydrogen storage*. International Journal of Hydrogen Energy, 2016. **41**(3): p. 1679-1687.
25. Cuevas, F., et al., *Intermetallic compounds as negative electrodes of Ni/MH batteries*. Applied Physics A, 2001. **72**(2): p. 225-238.
26. Yartys, V., D. Noreus, and M. Latroche, *Metal hydrides as negative electrode materials for Ni–MH batteries*. Applied Physics A, 2016. **122**(1): p. 43.
27. Råde, I. and B.A. Andersson, *Requirement for metals of electric vehicle batteries*. Journal of Power Sources, 2001. **93**(1): p. 55-71.
28. Zhou, W., et al., *Low-temperature and instantaneous high-rate output performance of AB5-type hydrogen storage alloy with duplex surface hot-alkali treatment*. Journal of Alloys and Compounds, 2017. **692**(Supplement C): p. 364-374.
29. Balogun, M.-S., et al., *Effect of Al content on structure and electrochemical properties of $LaNi_{4.4-x}Co_{0.3}Mn_{0.3}Al_x$ hydrogen storage alloys*. International Journal of Hydrogen Energy, 2013. **38**(25): p. 10926-10931.
30. Dongliang, C., et al., *Improvement in high-temperature performance of Co-free high-Fe AB5-type hydrogen storage alloys*. International Journal of Hydrogen Energy, 2012. **37**(17): p. 12375-12383.
31. Lin, J., et al., *High temperature performance of $La_{0.6}Ce_{0.4}Ni_{3.45}Co_{0.75}Mn_{0.7}Al_{0.1}$ hydrogen storage alloy for nickel/metal hydride batteries*. International Journal of Hydrogen Energy, 2014. **39**(25): p. 13231-13239.
32. Zhou, W., et al., *Improvement in low-temperature and instantaneous high-rate output performance of Al-free AB5-type hydrogen storage alloy for negative electrode in Ni/MH battery: Effect of thermodynamic and kinetic regulation via partial Mn substituting*. Journal of Power Sources, 2017. **343**(Supplement C): p. 11-21.
33. Peng, X., et al., *Microstructures and electrochemical characteristics of $La_{0.7}Ce_{0.3}Ni_{4.2}Mn_{0.9-x}Cu_{0.37}(V_{0.81}Fe_{0.19})_x$ hydrogen storage alloys*. Electrochimica Acta, 2013. **93**: p. 207-212.
34. Liu, B., et al., *Microstructure and electrochemical characteristics of $La_{0.7}Ce_{0.3}Ni_{3.75}Mn_{0.35}Al_{0.15}Cu_{0.75-x}(V_{0.81}Fe_{0.19})_x$ hydrogen storage alloys*. Journal of Rare Earths, 2012. **30**(8): p. 769-774.
35. Liu, B., et al., *Microstructures and electrochemical characteristics of $La_{0.7}Ce_{0.3}Ni_{3.75-x}Cu_{0.75}Mn_{0.35}Al_{0.15}(V_{0.81}Fe_{0.19})_x$ ($x=0-0.20$) hydrogen storage alloys*. Journal of Alloys and Compounds, 2012. **544**: p. 105-110.
36. Liu, B., et al., *Microstructures and electrochemical properties of $LaNi_{3.55}Co_{0.2x}Mn_{0.35}Al_{0.15}Cu_{0.75}(V_{0.81}Fe_{0.19})_x$ hydrogen storage alloys*. International Journal of Electrochemical Science, 2012. **7**: p. 11966-11977.
37. Yao, Q.R., et al., *Electrochemical properties of the $LaNi_{4.5}Co_{0.25}Al_{0.25}$ hydrogen storage alloy in wide temperature range*. Journal of Alloys and Compounds, 2014. **606**(Supplement C): p. 81-85.
38. Zhang, W., et al., *Study on kinetics and electrochemical properties of low-Co AB5-type alloys for high-power Ni/MH battery*. Electrochimica Acta, 2009. **54**(4): p. 1383-1387.
39. Yang, S., et al., *Study on the microstructure and electrochemical kinetic properties of $MmNi_{4.50-x}Mn_xCo_{0.45}Al_{0.30}$ ($0.25 \leq x \leq 0.45$) hydrogen storage alloys*. Materials Science and Engineering: B, 2013. **178**(1): p. 39-44.
40. Yang, S., et al., *Effects of annealing treatment on the microstructure and electrochemical properties of low-Co hydrogen storage alloys containing Cu and Fe*. Rare Metals, 2011. **30**(5): p. 464.
41. Wei, X., et al., *Microstructures and electrochemical properties of Co-free AB5-type hydrogen storage alloys through substitution of Ni by Fe*. Electrochimica Acta, 2007. **52**(7): p. 2423-2428.
42. Liu, B.-z., et al., *Phase structure and electrochemical properties of $La_{0.7}Ce_{0.3}Ni_{3.75}Mn_{0.35}Al_{0.15}Cu_{0.75-x}Fe_x$ hydrogen storage alloys*. Transactions of Nonferrous Metals Society of China, 2012. **22**(11): p. 2730-2735.

43. Balogun, M.-S., et al., *Effect of high and low temperature on the electrochemical performance of $LaNi_{4.4-x}Co_{0.3}Mn_{0.3}Al_x$ hydrogen storage alloys*. Journal of Alloys and Compounds, 2013. **579**(Supplement C): p. 438-443.
44. Yang, S., et al., *Influences of molybdenum substitution for cobalt on the phase structure and electrochemical kinetic properties of AB₅-type hydrogen storage alloys*. Journal of Rare Earths, 2011. **29**(7): p. 692-697.
45. Zhou, Z., et al., *Effect of annealing treatment on structure and electrochemical performance of quenched $MmNi_{4.2}Co_{0.3}Mn_{0.4}Al_{0.3}Mg_{0.03}$ hydrogen storage alloy*. Journal of Alloys and Compounds, 2010. **501**(1): p. 47-53.
46. Shen, Y., et al., *Improved NiMH performance by a surface treatment that creates magnetic Ni-clusters*. International Journal of Hydrogen Energy, 2016. **41**(23): p. 9933-9938.
47. Ye, Z. and D. Noréus, *Metal hydride electrodes: The importance of surface area*. Journal of Alloys and Compounds, 2016. **664**: p. 59-64.
48. Young, K.-h. and J. Nei, *The Current Status of Hydrogen Storage Alloy Development for Electrochemical Applications*. Materials, 2013. **6**(10): p. 4574.
49. Young, K., T. Ouchi, and M.A. Fetcenko, *Pressure–composition–temperature hysteresis in C14 Laves phase alloys: Part 1. Simple ternary alloys*. Journal of Alloys and Compounds, 2009. **480**(2): p. 428-433.
50. Young, K., et al., *Pressure–composition–temperature hysteresis in C14 Laves phase alloys: Part 2. Applications in NiMH batteries*. Journal of Alloys and Compounds, 2009. **480**(2): p. 434-439.
51. Young, K.-H., et al., *Comparison of C14- and C15-Predominated AB₂ Metal Hydride Alloys for Electrochemical Applications*. Batteries, 2017. **3**(3): p. 22.
52. Kong, L., et al., *Effects of Al- and Mn-contents in the negative MH alloy on the self-discharge and long-term storage properties of Ni/MH battery*. Journal of Power Sources, 2012. **213**(Supplement C): p. 128-139.
53. Young, K., et al., *Compositional optimization of vanadium-free hypo-stoichiometric AB₂ metal hydride alloy for Ni/MH battery application*. Journal of Alloys and Compounds, 2012. **510**(1): p. 97-106.
54. Young, K., et al., *The structure, hydrogen storage, and electrochemical properties of Fe-doped C14-predominating AB₂ metal hydride alloys*. International Journal of Hydrogen Energy, 2011. **36**(19): p. 12296-12304.
55. Young, K., et al., *Effect of vanadium substitution in C14 Laves phase alloys for NiMH battery application*. Journal of Alloys and Compounds, 2009. **468**(1): p. 482-492.
56. Young, K., T. Ouchi, and M.A. Fetcenko, *Roles of Ni, Cr, Mn, Sn, Co, and Al in C14 Laves phase alloys for NiMH battery application*. Journal of Alloys and Compounds, 2009. **476**(1): p. 774-781.
57. Young, K., et al., *The role of Mn in C14 Laves phase multi-component alloys for NiMH battery application*. Journal of Alloys and Compounds, 2009. **477**(1): p. 749-758.
58. Young, K., et al., *Structural, thermodynamic, and electrochemical properties of $Ti_xZr_{1-x}(VNiCrMnCoAl)_2$ C14 Laves phase alloys*. Journal of Alloys and Compounds, 2008. **464**(1): p. 238-247.
59. Young, K., et al., *Ti_{12.5}Zr₂₁V₁₀Cr_{8.5}Mn_xCo_{1.5}Ni_{46.5-x} AB₂-type metal hydride alloys for electrochemical storage application: Part 2. Hydrogen storage and electrochemical properties*. Journal of Power Sources, 2012. **218**: p. 487-494.
60. Song, M.Y., et al., *Improvement in the electrochemical properties of ZrMn₂ hydrides by substitution of elements*. Metals and Materials International, 2001. **7**(3): p. 257-263.
61. Zhu, Y.F., et al., *Phase structure, crystallography and electrochemical properties of Laves phase compounds $Ti_{0.8}Zr_{0.2}V_{1.6}Mn_{0.8-x}MxNi_{0.6}$ (M=Fe,Al,Cr,Co)*. International Journal of Hydrogen Energy, 2001. **26**(8): p. 807-816.
62. Young, K., et al., *Optimization of Co-content in C14 Laves phase multi-component alloys for NiMH battery application*. Journal of Alloys and Compounds, 2010. **489**(1): p. 202-210.
63. Peretti, H.A., et al., *Hydrogen absorption behavior of multicomponent zirconium based AB₂ alloys with different chromium–vanadium ratio*. Journal of Alloys and Compounds, 2003. **354**(1): p. 181-186.
64. Lee, S.-F., Y.-Y. Wang, and C.-C. Wan, *Effect of adding chromium to Ti-Zr-Ni-V-Mn alloy on its cycle life as an Ni/metal-hydride battery material*. Journal of Power Sources, 1997. **66**(1): p. 165-168.
65. Yu, J.S., et al., *The Cycle Life of $Ti_{0.8}Zr_{0.2}V_{0.5}Mn_{0.5-x}Cr_xNi_{0.8}$ ($x = 0$ to 0.5) Alloys for Metal Hydride Electrodes of Ni-Metal Hydride Rechargeable Battery*. Journal of The Electrochemical Society, 2000. **147**(6): p. 2013-2017.

66. Young, K., et al., *Different failure modes for V-containing and V-free AB₂ metal hydride alloys*. Journal of Power Sources, 2014. **251**: p. 170-177.
67. Young, K., et al., *Studies of Sn, Co, Al, and Fe additives in C14/C15 Laves alloys for NiMH battery application by orthogonal arrays*. Journal of Alloys and Compounds, 2009. **486**(1): p. 559-569.
68. Young, K., et al., *Effects of B, Fe, Gd, Mg, and C on the structure, hydrogen storage, and electrochemical properties of vanadium-free AB₂ metal hydride alloy*. Journal of Alloys and Compounds, 2012. **511**(1): p. 242-250.
69. Young, K., et al., *Effects of aluminum substitution in C14-rich multi-component alloys for NiMH battery application*. Journal of Alloys and Compounds, 2010. **490**(1): p. 282-292.
70. Sun, J.C., S. Li, and S.J. Ji, *Phase composition and electrochemical performances of the Zr_{1-x}Ti_xCr_{0.4}Mn_{0.2}V_{0.1}Ni_{1.3} alloys with 0.1 ≤ x ≤ 0.3*. Journal of Alloys and Compounds, 2005. **404-406**: p. 687-690.
71. Kim, D.-M., S.-W. Jeon, and J.-Y. Lee, *A study of the development of a high capacity and high performance Zr–Ti–Mn–V–Ni hydrogen storage alloy for Ni–MH rechargeable batteries*. Journal of Alloys and Compounds, 1998. **279**(2): p. 209-214.
72. Shu, K., et al., *Effect of Ti on the structure and electrochemical performance of Zr-based AB₂ alloys for nickel–metal rechargeable batteries*. Journal of Alloys and Compounds, 2003. **349**(1): p. 237-241.
73. Xu, L., et al., *Separation of Zirconium and Hafnium: A Review*.
74. Yamanaka, S., K. Higuchi, and M. Miyake, *Hydrogen solubility in zirconium alloys*. Journal of Alloys and Compounds, 1995. **231**(1): p. 503-507.
75. Young, K., et al., *Comparisons of metallic clusters imbedded in the surface oxide of AB₂, AB₅, and A₂B₇ alloys*. Journal of Alloys and Compounds, 2010. **506**(2): p. 831-840.
76. Gao, X.P., et al., *Deterioration of Laves phase alloy electrode during cycling*. Journal of Power Sources, 1999. **83**(1): p. 100-107.
77. Jiansheng, C., et al., *Activation behavior of the Zr-based Laves phase alloy electrode*. Journal of Power Sources, 2001. **93**(1): p. 141-144.
78. Choi, W.K., et al., *Effects of Surface Treatment with Boiling Alkaline Solution on Electrochemical and Physicochemical Properties of the Zr_{0.9}Ti_{0.1}Ni_{1.1}Co_{0.1}Mn_{0.6}V_{0.2} Alloy Electrode*. Journal of The Electrochemical Society, 1999. **146**(1): p. 46-48.
79. Liu, B.-H., et al., *Improvement of the electrochemical properties of Zr-based AB₂ alloys by an advanced fluorination technique*. Journal of Alloys and Compounds, 1999. **293-295**: p. 702-706.
80. Liu, B.H., et al., *Improvement of electrochemical cyclic durability of Zr-based AB₂ alloy electrodes*. Journal of Alloys and Compounds, 2002. **330-332**: p. 825-830.
81. Tan, S., et al., *Activation behavior of an AB₂ type metal hydride alloy for NiMH batteries*. International Journal of Hydrogen Energy, 2016. **41**(23): p. 9948-9953.
82. Yasuoka, S., et al., *Development of high-capacity nickel-metal hydride batteries using superlattice hydrogen-absorbing alloys*. Journal of Power Sources, 2006. **156**(2): p. 662-666.
83. Takasaki, T., et al., *Cobalt-free nickel–metal hydride battery for industrial applications*. Journal of Alloys and Compounds, 2013. **580**(Supplement 1): p. S378-S381.
84. Matar, S.F., *Intermetallic hydrides: A review with ab initio aspects*. Progress in Solid State Chemistry, 2010. **38**(1): p. 1-37.
85. Liu, T., et al., *Improved hydrogen storage properties of Mg-based nanocomposite by addition of LaNi₅ nanoparticles*. International Journal of Hydrogen Energy, 2014. **39**(32): p. 18273-18279.
86. Ying, T.K., et al., *Studies on rechargeable NiMH batteries*. International Journal of Hydrogen Energy, 2006. **31**(4): p. 525-530.
87. Denys, R.V. and V.A. Yartys, *Effect of magnesium on the crystal structure and thermodynamics of the La_{3-x}Mg_xNi₉ hydrides*. Journal of Alloys and Compounds, 2011. **509**(Supplement 2): p. S540-S548.
88. Denys, R.V., V.A. Yartys, and C.J. Webb, *Hydrogen in La₂MgNi₉D₁₃: the role of magnesium*. Inorg Chem, 2012. **51**(7): p. 4231-8.
89. Jin, G., et al., *Effect of La/Mg on the hydrogen storage capacities and electrochemical performances of La–Mg–Ni alloys*. Materials Science and Engineering: B, 2006. **131**(1): p. 169-172.
90. Cao, Z., et al., *Enhanced discharge capacity and cycling properties in high-samarium, praseodymium/neodymium-free, and low-cobalt A₂B₇ electrode materials for nickel-metal hydride battery*. International Journal of Hydrogen Energy, 2015. **40**(1): p. 451-455.

91. Denys, R., et al., *LaNi₅-Assisted Hydrogenation of MgNi₂ in the Hybrid Structures of La_{1.09}Mg_{1.91}Ni₉D_{9.5} and La_{0.91}Mg_{2.09}Ni₉D_{9.4}*. *Energies*, 2015. **8**(4): p. 3198.
92. Liu, J., et al., *Phase structures and electrochemical properties of La–Mg–Ni-based hydrogen storage alloys with superlattice structure*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016. **41**(44): p. 20261-20275.
93. Kohno, T., et al., *Hydrogen storage properties of new ternary system alloys: La₂MgNi₉, La₅Mg₂Ni₂₃, La₃MgNi₁₄*. *Journal of Alloys and Compounds*, 2000. **311**(2): p. L5-L7.
94. Pan, H., et al., *A Study of the Structural and Electrochemical Properties of La_{0.7}Mg_{0.3} (Ni_{0.85}Co_{0.15})_x (x = 2.5 - 5.0) Hydrogen Storage Alloys*. *Journal of The Electrochemical Society*, 2003. **150**(5): p. A565-A570.
95. Ma, S., et al., *A study on the structural and electrochemical properties of La_{0.7-x}Nd_xMg_{0.3}Ni_{2.45}Co_{0.75}Mn_{0.1}Al_{0.2} (x=0.0–3.0) hydrogen storage alloys*. *Journal of Alloys and Compounds*, 2008. **457**(1): p. 457-464.
96. Liao, B., et al., *Effect of the La/Mg ratio on the structure and electrochemical properties of La_xMg_{3-x}Ni₉ (x=1.6–2.2) hydrogen storage electrode alloys for nickel–metal hydride batteries*. *Journal of Power Sources*, 2004. **129**(2): p. 358-367.
97. Koch, J., et al., *Performance Comparison between AB₅ and Superlattice Metal Hydride Alloys in Sealed Cells*. *Batteries*, 2017. **3**(4): p. 35.
98. Zhou, X., et al., *Degradation mechanisms of high-energy bipolar nickel metal hydride battery with AB₅ and A2B₇ alloys*. *Journal of Alloys and Compounds*, 2013. **580**: p. S373-S377.
99. Hu, W.-K., et al., *Annealing effect on phase composition and electrochemical properties of the Co-free La₂MgNi₉ anode for Ni-metal hydride batteries*. *Electrochimica Acta*, 2013. **96**: p. 27-33.
100. Wang, J., et al., *Study on phase formation mechanism and electrochemical properties of La_{0.75-x}Nd_xMg_{0.25}Ni_{3.3} (x=0, 0.15) alloys prepared by powder sintering*. *Journal of Alloys and Compounds*, 2014. **582**(Supplement C): p. 552-557.
101. Yartys, V. and R. Denys, *Structure–properties relationship in RE_{3-x}Mg_xNi₉H₁₀₋₁₃ (RE=La,Pr,Nd) hydrides for energy storage*. *Journal of Alloys and Compounds*, 2015. **645**(Supplement 1): p. S412-S418.
102. Yartys, V., Denys, R., *Thermodynamics and Crystal Chemistry of the RE₂MgNi₉H₁₂₋₁₃ (RE = La and Nd) Hydrides* *Chemistry of Metals and Alloys*, 2014. **7**: p. 1-8.
103. Volodin, A.A., et al., *Hydrogen diffusion in La_{1.5}Nd_{0.5}MgNi₉ alloy electrodes of the Ni/MH battery*. *Journal of Alloys and Compounds*, 2015. **645**(Supplement 1): p. S288-S291.
104. Hu, W.-K., et al., *Annealing effect on phase composition and electrochemical properties of the Co-free La₂MgNi₉ anode for Ni-metal hydride batteries*. *Electrochimica Acta*, 2013. **96**(Supplement C): p. 27-33.
105. Volodin, A.A., et al., *Phase-structural transformations in a metal hydride battery anode La_{1.5}Nd_{0.5}MgNi₉ alloy and its electrochemical performance*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016. **41**(23): p. 9954-9967.
106. Li, P., et al., *Effect of annealing treatment on the anti-pulverization and anti-corrosion properties of La_{0.67}Mg_{0.33}Ni_{2.5}Co_{0.5} hydrogen storage alloy*. *Journal of Rare Earths*, 2015. **33**(4): p. 417-424.
107. Huang, T., et al., *Effects of annealing treatment and partial substitution of Cu for Co on phase composition and hydrogen storage performance of La_{0.7}Mg_{0.3}Ni_{3.2}Co_{0.35} alloy*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2012. **37**(1): p. 1074-1079.
108. Jiang, W., et al., *Effect of annealing treatment on hydrogen storage properties of La-Ti-Mg-Ni-based alloy*. *Journal of Rare Earths*, 2012. **30**(5): p. 450-455.
109. Liu, J., et al., *An investigation on phase transformation and electrochemical properties of as-cast and annealed La_{0.75}Mg_{0.25}Ni_x (x=3.0, 3.3, 3.5, 3.8) alloys*. *Journal of Alloys and Compounds*, 2013. **552**(Supplement C): p. 119-126.
110. Li, P., et al., *Structure and electrochemical hydrogen storage characteristics of the as-cast and annealed La_{0.8-x}Sm_xMg_{0.2}Ni_{3.15}Co_{0.2}Al_{0.15}Si_{0.05} (x=0-0.4) alloys*. *Journal of Rare Earths*, 2012. **30**(7): p. 696-704.
111. Zhang, F., et al., *Effect of annealing treatment on structure and electrochemical properties of La_{0.67}Mg_{0.33}Ni_{2.5}Co_{0.5} alloy electrodes*. *Journal of Power Sources*, 2005. **150**: p. 247-254.
112. Pan, H., et al., *Effects of annealing temperature on structure and the electrochemical properties of La_{0.7}Mg_{0.3}Ni_{2.45}Co_{0.75}Mn_{0.1}Al_{0.2} hydrogen storage alloy*. *Journal of Alloys and Compounds*, 2005. **397**(1): p. 306-312.

113. Liu, Y., et al., *Function of Al on the cycling behavior of the La–Mg–Ni–Co-type alloy electrodes*. International Journal of Hydrogen Energy, 2008. **33**(1): p. 124-133.
114. Dong, Z., et al., *Cooperative effect of Co and Al on the microstructure and electrochemical properties of AB₃-type hydrogen storage electrode alloys for advanced MH/Ni secondary battery*. International Journal of Hydrogen Energy, 2011. **36**(1): p. 893-900.
115. Liu, J., et al., *Effect of Al incorporation on the degradation in discharge capacity and electrochemical kinetics of La–Mg–Ni-based alloys with A2B₇-type super-stacking structure*. Journal of Alloys and Compounds, 2015. **619**: p. 778-787.
116. Liao, B., et al., *The effect of Al substitution for Ni on the structure and electrochemical properties of AB₃-type La₂Mg(Ni_{1-x}Al_x)₉ (x=0–0.05) alloys*. Journal of Alloys and Compounds, 2005. **404-406**: p. 665-668.
117. Dong, X., et al., *Effect of substitution of aluminum for nickel on electrochemical properties of La_{0.75}Mg_{0.25}Ni_{3.5-x}Co_{0.2}Al_x hydrogen storage alloys*. Journal of Rare Earths, 2011. **29**(2): p. 143-149.
118. Liu, Y., et al., *Effect of Co content on the structural and electrochemical properties of the La_{0.7}Mg_{0.3}Ni_{3.4-x}Mn_{0.1}Co_x hydride alloys: I. The structure and hydrogen storage*. Journal of Alloys and Compounds, 2004. **376**(1): p. 296-303.
119. Liu, Y., et al., *Effect of Co content on the structural and electrochemical properties of the La_{0.7}Mg_{0.3}Ni_{3.4-x}Mn_{0.1}Co_x hydride alloys: II. Electrochemical properties*. Journal of Alloys and Compounds, 2004. **376**(1): p. 304-313.
120. Liao, B., et al., *Effect of Co substitution for Ni on the structural and electrochemical properties of La₂Mg(Ni_{1-x}Co_x)₉ (x = 0.1–0.5) hydrogen storage electrode alloys*. Electrochimica Acta, 2004. **50**(4): p. 1057-1063.
121. Zhang, F., et al., *Effect of Co content on the structure and electrochemical properties of La_{1.5}Mg_{0.5}Ni_{7-x}Co_x (x=0, 1.2, 1.8) hydrogen storage alloys*. Journal of Alloys and Compounds, 2006. **424**(1): p. 218-224.
122. Hao, J., et al., *Effects of Fe-substitution for cobalt on electrochemical properties of La-Mg-Ni-based alloys*. Journal of Rare Earths, 2010. **28**(2): p. 290-294.
123. Xu, G., et al., *Electrochemical properties of cobalt-free La_{0.80}Mg_{0.20}Ni_{2.85}Al_{0.11}Mo_{0.53} (M=Ni, Si, Cr, Cu, Fe) alloys*. Journal of Rare Earths, 2009. **27**(2): p. 250-254.
124. Miao, H., et al., *A study on the microstructures and electrochemical properties of La_{0.7}Mg_{0.3}Ni_{2.45-x}Cr_xCo_{0.75}Mn_{0.1}Al_{0.2}(x=0.00–0.20) hydrogen storage electrode alloys*. International Journal of Hydrogen Energy, 2008. **33**(1): p. 134-140.
125. Zhang, X.B., et al., *Effect of Mn content on the structure and electrochemical characteristics of La_{0.7}Mg_{0.3}Ni_{2.975-x}Co_{0.525}Mn_x (x=0–0.4) hydrogen storage alloys*. Electrochimica Acta, 2005. **50**(14): p. 2911-2918.
126. Liu, Y., et al., *Hydrogen storage and electrochemical properties of the La_{0.7}Mg_{0.3}Ni_{3.825-x}Co_{0.675}Mn_x hydrogen storage electrode alloys*. Journal of Alloys and Compounds, 2004. **365**(1): p. 246-252.
127. Li, R., et al., *Study on the phase structures and electrochemical performances of La_{0.6}Gd_{0.2}Mg_{0.2}Ni_{3.15-x}Co_{0.25}Al_{0.1}Mn_x (x=0-0.3) alloys as negative electrode material for nickel/metal hydride batteries*. Electrochimica Acta, 2015. **158**: p. 89-95.
128. Yuan, J., W. Li, and Y. Wu, *Hydrogen storage and low-temperature electrochemical performances of A₂B₇ type La-Mg-Ni-Co-Al-Mo alloys*. Progress in Natural Science: Materials International, 2017. **27**(2): p. 169-176.
129. Zhang, X., et al., *Crystallographic and electrochemical characteristics of La_{0.7}Mg_{0.3}Ni_{3.5-x}(Al_{0.5}Mo_{0.5})_x (x=0–0.8) hydrogen storage alloys*. Journal of Power Sources, 2006. **154**(1): p. 290-297.
130. Zhang, Y.-h., et al., *Electrochemical performances of the as-melt La_{0.75-x}M_xMg_{0.25}Ni_{3.2}Co_{0.2}Al_{0.1} (M = Pr, Zr; x = 0, 0.2) alloys applied to Ni/metal hydride (MH) battery*. International Journal of Hydrogen Energy, 2012. **37**(19): p. 14590-14597.
131. Yan, H., et al., *Investigations on AB₃-, A₂B₇- and A₅B₁₉-type LaYNi system hydrogen storage alloys*. International Journal of Hydrogen Energy, 2017. **42**(4): p. 2257-2264.
132. Cheng, L.F., et al., *Study on microstructure and electrochemical performance of La_{0.7}Mg_{0.3}(Ni_{0.9}Co_{0.1})_x hydrogen storage alloys*. Journal of Power Sources, 2008. **185**(2): p. 1519-1523.

133. Jiang, L., et al., *Influence of magnesium on electrochemical properties of RE3–xMgx(Ni0.7Co0.2Mn0.1)9 (x=0.5–1.25) alloy electrodes*. Journal of Rare Earths, 2012. **30**(12): p. 1255-1259.
134. Tang, R., et al., *Effect of the Sm content on the structure and electrochemical properties of La1.3–xSmxCaMg0.7Ni9 (x=0–0.3) hydrogen storage alloys*. Journal of Power Sources, 2006. **155**(2): p. 456-460.
135. Nwakwuo, C.C., et al., *Effect of magnesium content and quenching rate on the phase structure and composition of rapidly solidified La2MgNi9 metal hydride battery electrode alloy*. Journal of Alloys and Compounds, 2013. **555**(Supplement C): p. 201-208.
136. Young, K., et al., *Annealing effects on Laves phase-related body-centered-cubic solid solution metal hydride alloys*. Journal of Alloys and Compounds, 2016. **654**: p. 216-225.
137. Young, K., et al., *Effects of Cr, Zr, V, Mn, Fe, and Co to the hydride properties of Laves phase-related body-centered-cubic solid solution alloys*. Journal of Power Sources, 2015. **281**: p. 164-172.
138. Young, K., et al., *Structural, hydrogen storage, and electrochemical properties of Laves phase-related body-centered-cubic solid solution metal hydride alloys*. International Journal of Hydrogen Energy, 2014. **39**(36): p. 21489-21499.
139. Hu, W.-K. and D. Noréus, *Rare-earth-based AB5-type hydrogen storage alloys as hydrogen electrode catalysts in alkaline fuel cells*. Journal of Alloys and Compounds, 2003. **356-357**(Supplement C): p. 734-737.
140. Choi, B., et al., *Design and performance evaluation of a novel 1kW-class hydrogen production/power generation system*. Applied Energy, 2017. **194**(Supplement C): p. 296-303.

СТОИМОСТЬ СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА В ОБЛАСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА РАЗВИВАЮЩИХСЯ РЫНКАХ COST OF EQUITY FOR RENEWABLE ENERGY COMPANIES IN EMERGING MARKETS

Володин Г.И.

Национальный Исследовательский Университет Высшая Школа Экономики

Volodin G.I.

National Research University the Higher School of Economics

givilodin@edu.hse.ru

Как национальные, так и международные организации, поддерживающие развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ), сталкиваются с проблемой эффективного распределения ресурсов. Необходимость инвестиций и их размер для таких механизмов поддержки, как Clean Development Mechanism (CDM)*, определяются посредством сравнения внутренней нормы доходности (Internal rate of return - IRR) и «нормальной» доходности («бенчмарка»), устанавливаемой компанией отдельно для каждого из проектов. В случае, если IRR ниже «бенчмарка», проект может претендовать на дополнительные инвестиции, если выше – не может. Чтобы получить трансферт, компания должна показать, что проект не будет осуществлён без дополнительной поддержки. Но как понять, что есть «нормальная» доходность для данного типа проектов? Где устанавливать «бенчмарк» стоимости собственного капитала, на который можно ориентироваться? Данная работа даёт ответы на поставленные вопросы и исследует методологические возможности оценки стоимости собственного капитала на развивающихся рынках.

Автор выражает благодарность научному руководителю исследования Карамышевой М.Р. (PhD in Economics and Finance Bocconi University) за помощь при планировании исследования и оформлении статьи.

Different national and international organizations that support the development of renewable energy need to overcome the problem of resources allocation's efficiency. In determining the amount of additional investments and the necessity of them for such supportive initiatives as Clean Development Mechanism (CDM) rely on comparison of the Internal Rate of Return (IRR) with the benchmark cost of capital supposed by the firm for each considered project. Those projects that demonstrate the IRR less than the benchmark without CDM should be approved while those with IRR surpassing the benchmark should be rejected. To receive a CDM transfer, the firm should demonstrate that it is impossible to bring the project to life without financial support. How it can be understood what is the «normal» return for these types of projects? What is the fair benchmark cost of capital? This paper gives the answers for the considered questions and shows the methodology for equity cost valuation in emerging markets.

Author expresses gratitude to the scientific supervisor of the research Karamysheva Madina (PhD in Economics and Finance Bocconi University) for the help in research planning and in the design of the article.

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, корпоративные финансы, стоимость собственного капитала, систематический риск, развивающиеся рынки

Keywords: renewable energy, corporate finance, cost of equity, systematic risk, emerging markets

1. Introduction

Renewable energy (RE) technologies have developed dramatically during the past decade. The authors of the «Tracking clean energy progress» [1], a report prepared by International Energy Agency (IEA), claim that total RE generation increased from 3000 TW/h to almost 6000 TW/h from 2000 to 2015. Furthermore, in 2016 RE generation constituted 24% of the global generation output. The growth of RE generation worldwide raised by 6% in 2016 and was expected to grow by another 30% between 2015 and 2020. Moreover, 2016 was the first year when installed new capacity of RE generation exceeded the same figure of power generated from coal. However, more efforts need to be made to follow «2DS» scenario implying that the average temperature on Earth will increase not more than 2°C by 2100 with at least a 50% chance. Therefore, one of the main goals today is to drive

* Clean Development Mechanism <https://cdm.unfccc.int/about/index.html>

up a number of companies in RE industry. This objective cannot be achieved without government and supra government financial support.

Today the most famous supportive mechanism for clean technologies is the Clean Development Mechanism (CDM). To receive a CDM transfer, the firm should demonstrate that it is impossible to bring the project to life without financial support. In determining the amount of additional investments and the necessity of them CDM regulators rely on comparison of the Internal Rate of Return (IRR) with the benchmark cost of capital supposed by the firm for each considered project UNFCCC, 2008 [2]. There is a paper showing that with the help of the CDM companies earn extra profits from the projects that will occur anyway Harvey, F. (2007) [3]. However, there exist another point of view that the rules of the CDM are vice versa too restrictive Wara, M. W., & Victor, D. G. (2008) [4]. In this way, the CDM regulators may have two possible errors: approve the projects that may be implemented without additional support or reject some of those that urgently need extra investments. In this way, CDM regulators should balance between controversial issues that can lead to the lack of transparency and corruption.

Taking into account the listed problems, we formulated the research question: what is the cost of equity for renewable energy companies in emerging markets? We strongly believe that if national and supra national regulatory have this information they can allocate the fiscal support in more reasonable and fair way. Now we turn to the subsequent stage of the research and describe its methodology and the way in which the information was collected.

2. Theoretical Framework and Sampling

All the companies that are going to pour money into a new project, enter a new market or make an acquisition should prepare a forecast of the value that their activity will bring to the shareholders. In the majority of cases the best method which enables to understand, whether the project worth it, is applying the Net Present Value (NPV) approach. To calculate this figure, we need to forecast future cash flows. Moreover, we should estimate a discount rate corresponding to the amount of risk that we take because we need to include the opportunity costs in the model. The most common estimation of the discount rate is the Weighted Average Cost of Capital (WACC), expressed as Arditti, F. D. (1973) [5]:

$$WACC = \frac{E}{V} * r_e + \frac{D}{V} * r_d(1 - T) \quad (1)$$

E – Market value of equity

D – Market value of debt

V – Market value of the firm, $V = E+D$

r_e – Cost of equity

r_d – Cost of debt

T – Corporate tax rate

The cost of debt can be found easily in case there is enough information about the amount of loans, the borrowing rates and their maturity. Conversely, estimation of the cost of capital is quite a challenging task, as it should reflect the expected rate of return for the shareholders. The most common and the most famous model for its determining is the Capital Asset Pricing Model (CAPM) proposed by Sharpe in 1964 . Sharpe, W. F. (1964) [6]. The CAPM approach implies that total risk of an asset consists of “idiosyncratic”, which means specific and systematic risk. Rational investor should not think about idiosyncratic risk as for the well-diversified portfolio which consists of many assets (limiting case is market portfolio which includes all assets in the market) the influence of specific risk is negligible. Conversely, the systematic risk is important as it affects significantly the rate of return, expressed as:

$$R_e = R_f + \beta(R_m - R_f) \quad (2)$$

R_e – expected rate of return for the shareholders

R_f – risk free rate (usually government short-term bonds such as Treasury Bills)

R_m – expected market rate of return

In spite of the fact it is very popular, CAPM has some drawbacks. To begin, many researchers come to conclusion that this model has weak predictive capability, as it does not explain some patterns in stock yields Banz, R. W. (1981) [7]. Especially, forecasting by CAPM lead to distortions when emerging markets are under consideration. For instance, Hwang, S., & Satchell, S. E. (2001) [8] claim that additional explanatory factors connected with kurtosis and skewness are necessary to estimate the cost of equity capital in emerging markets. Thus, many extensions of CAPM were created to cope with limitations of this model Bekaert et al. (1998) [9]. One of the most famous modifications is downside beta CAPM. This model implies that an investor is interested only in downside potential with respect to some benchmark B and beta is expressed as Estrada, J. (2006). [10]:

$$\beta_B^D = \frac{\sum_{t=1}^T \{ \text{Min}(R_t - B, 0) * \text{Min}(R_{mt} - B_M, 0) \}}{\sum_{t=1}^T \{ \text{Min}(R_{Mt} - B_M, 0) \}^2} \quad (3)$$

β_B^D – downside beta

B – considered benchmark for asset return

B_M - considered benchmark for market return

R_t – return of an asset

T – the number of observations

t – the indicator of time

To select the appropriate companies and estimate beta coefficients, the following steps were taken:

1. With the help of Bloomberg Global Industry Classification System (“GICS”), we selected the companies belonging to the “Utilities 55” sector, sub-sector “Utilities 5510”, industry “Independent Power and Renewable Electricity Producers 551050”, sub-industry “Renewable Electricity 55105020”. Then the “region” filter was applied to comprise the samples and corresponding tickers of companies were obtained. 91 companies fitted the restrictions. However, there were only 67 companies with available data over the period of 2013-2018: : 44 companies from Asia Pacific (Emerging), 11 companies from Eastern Europe, 6 companies from Middle East & Asia and 6 companies from Latin America & Caribbean. Using the tickers, we downloaded monthly and daily closing stock prices in Excel with the help of Bloomberg Data History tools (“BDH”)*.
2. In the subsequent stage, monthly and daily returns were calculated.
3. Finally, we constructed portfolios represented by average returns of RE companies in the region:

$$R_p = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{n} \quad (4)$$

R_p – return of regional portfolio

R_i – return of one firm from the region

i – index connected to the firm

n – number of firms in the region

1. Then we ran a regression where the dependent variable was represented by the regional portfolio return and the independent variable was represented by the market return:

$$R_{pt} = \alpha + \beta_m * R_{mt} + \varepsilon_t \quad (5)$$

R_p – return of the portfolio of the region

α – constant

β_m – market beta

ε_t – random error

2. Following this we realized the same procedure for downside beta CAPM that took into account an investor’s aversion to negative market outcomes. The regression can be expressed as:

* Bloomberg Data History (“BDH”) <http://www.bu.edu/library/files/2012/06/Bloomberg-API-Handout.pdf>

$$R_{pt}^* = \alpha + \beta_B^D * R_{mt}^* + u_t \quad (10)$$

$R_{pt}^* = \text{Min}(R_t - \mu, 0)$ – conditional return of the asset

$R_{mt}^* = \text{Min}(R_{mt} - \mu, 0)$ – conditional return of the market

β_B^D – downside beta

u_t – random error

To make the beta estimation robust the traditional CAPM and downside CAPM are both applied in the paper. Employing such kinds of CAPM and downside beta CAPM, we implicitly supposed the equality of beta in the sample:

$$\beta_{1p} = \beta_{2p} = \dots = \beta_{ip} = \dots = \beta_{np} \quad (11)$$

i – index that denotes the serial number in a regional portfolio

p – index of the certain portfolio

Following the methodology, which was introduced by Donovan, C., & Nuñez, L. (2012) [11], we estimated global and local models. It means that we used different market return proxies for different regions in local models and single market return proxy in the global model. Furthermore, for local models the dependent variable consisted of the average returns of RE companies in the region, while for global model the dependent variable consisted of the average returns of RE companies from all the regions. We took monthly and daily returns of the biggest stock exchanges in the considered regions as local market return proxies. Shanghai Stock Exchange Index (SHASHR^{*}) for Asia-Pacific (Emerging), Moscow Stock Exchange Index (IMOEX[†]) for Eastern Europe, Saudi Arabia Stock Exchange Index (TASI[‡]) for Middle East & Africa and Sao Paulo Stock Exchange Index (IBOV[§]) for Latin America & Caribbean. For the global market index proxy we employed two global indices: The MSCI All-Country World Index^{**} (MSCI-All) and the MSCI Emerging Markets Index^{††}. The results of applying CAPM and downside CAPM to the data as well as beta values you can explore in the next chapter of this paper.

3. Results and Discussion

The results of the global models' estimation are summarized in the tables 1 and 2:

Table 1

Global models	Inputs		Outputs		
Traditional CAPM	10 yr. R_f (%)	ERP (%)	Daily beta	R^2 (%)	P-Value
MSCI-AC	2,74	8,5	0,53	0,19	<2e-16 ***
MSCI-EM	2,74	8,5	0,45	0,24	<2e-16 ***
Traditional CAPM	10 yr. R_f (%)	ERP (%)	Monthly beta	R^2 (%)	
MSCI-AC	2,74	8,5	-0,12	0,07	0,521
MSCI-EM	2,74	8,5	0,68	0,48	3.49e-09 ***

* SHASR Index <https://www.bloomberg.com/quote/SHASHR:IND>

† IMOEX Index <https://www.moex.com/n18659>

‡ TASI index <https://www.bloomberg.com/quote/SASEIDX:IND>

§ IBOV Index <https://www.bloomberg.com/quote/IBOV:IND>

** MSCI-All Index <https://www.msci.com/acwi>

†† MSCI Emerging Markets Index <https://www.msci.com/emerging-markets>

Table 2

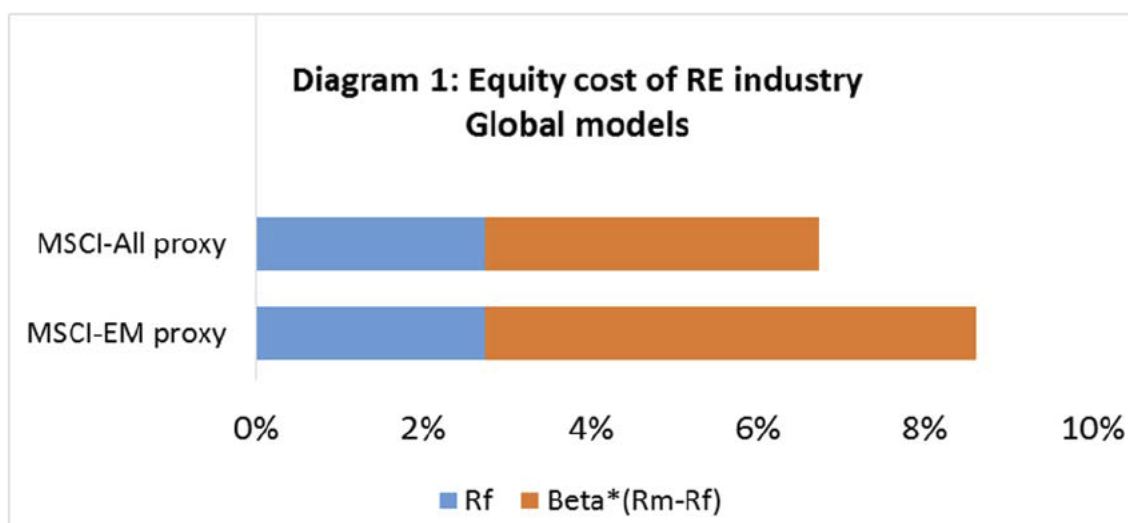
Global models	Inputs		Outputs		
Downside CAPM	10 yr. R_f (%)	ERP (%)	Daily beta	R^2 (%)	P-Value
MSCI-AC	2,74	8,5	0,47	0,2	<2e-16 ***
MSCI-EM	2,74	8,5	0,44	0,26	<2e-16 ***
Downside CAPM	10 yr. R_f (%)	ERP (%)	Monthly beta	R^2 (%)	
MSCI-AC	2,74	8,5	0,01	5.8e-05	0.95
MSCI-EM	2,74	8,5	0,69	0,53	1.7e-10 ***

*** 1%, ** 5%, *10% mean the significance level of the coefficients

To begin, it can be seen from the tables that all the significant beta coefficients are positive and less than one. Therefore, we can infer that from the prospective of the multinational investor RE companies should be referred to as protective assets. This result contradicts with the findings of Henriques, I., & Sadorsky, P. (2008) [12] for US Market. Moreover, CAPM as well as downside beta CAPM show that MSCI-Emerging Index is a better proxy for the global model than MSCI-All Index due to the higher R^2 and higher level of significance for all variants of the model.

To determine the equity cost of capital, we employed 10 years* Treasury bond yield on the 30.03.2018 as a risk-free return for the global model which constituted 2,74%. The equity risk premium (ERP) of 8.5% for emerging markets was taken from the research of . Salomons, R., Grootveld, H., (2003) [13]. We used the models with the highest prediction capacity to estimate the equity cost of capital: downside beta CAPM with daily data frequency for MSCI-All Index proxy ($R^2 = 20\%$) and downside beta CAPM with monthly data frequency for MSCI-Emerging Index proxy ($R^2 = 53\%$). The estimations constituted 6,74% and 8,61% for MSCI-All Index proxy and MSCI-Emerging Index proxy, respectively. Results are summarized in the diagram 1:

The results of the local models' estimation are summarized in the tables 3 and 4



* US 10 years bond yield <https://www.bloomberg.com/quote/USGG10YR:IND>

Table 3

Local models	Inputs		Outputs		
Traditional CAPM	10 yr. R_f (%)	ERP (%)	Daily beta	R^2 (%)	P-Value
Latin America & Caribbean	4,92	8,5	0,46	53,8	<2e-16 ***
Asia-Pacific (Emerging)	3,69	8,5	0,23	27,3	1.05e-09 ***
Eastern Europe	7,05	8,5	0,16	3,1	5.78e-07 ***
Middle East & Africa	3,74	8,5	0,12	0,94	0.0162 **
Traditional CAPM	10 yr. R_f (%)	ERP (%)	Monthly beta	R^2 (%)	
Latin America & Caribbean	4,92	8,5	0,53	67,2	1.1e-14 ***
Asia-Pacific (Emerging)	3,69	8,5	0,35	40,7	1.25e-07 ***
Eastern Europe	7,05	8,5	0,09	0,4	0.61
Middle East & Africa	3,74	8,5	0,08	0,8	0.505

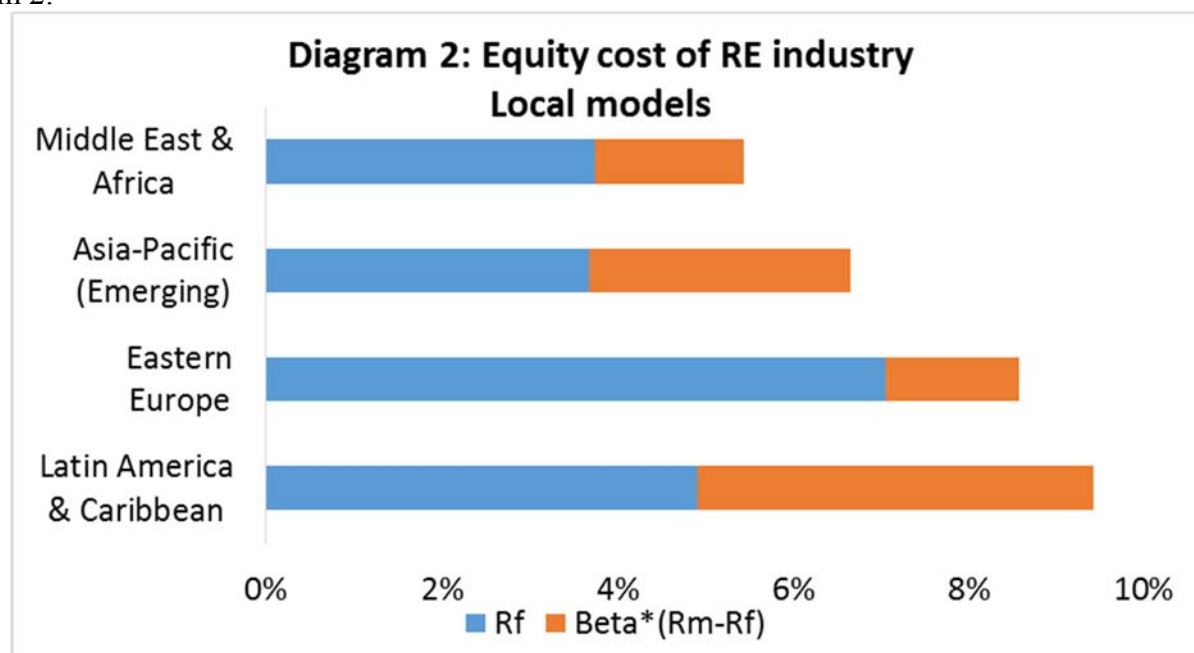
Table 4

Local models	Inputs		Outputs		
Downside CAPM	10 yr. R_f (%)	ERP (%)	Daily beta	R^2 (%)	P-Value
Latin America & Caribbean	4,92	8,5	0,45	51	< 2e-16 ***
Asia-Pacific (Emerging)	3,69	8,5	0,19	25	1.04e-08 ***
Eastern Europe	7,05	8,5	0,18	4,6	8.85e-10 ***
Middle East & Africa	3,74	8,5	0,13	0,9	0.000228 ***
Downside CAPM	10 yr. R_f (%)	ERP (%)	Monthly beta	R^2 (%)	
Latin America & Caribbean	4,92	8,5	0,48	47	4.43e-09 ***
Asia-Pacific (Emerging)	3,69	8,5	0,41	40,6	2.65e-12 ***
Eastern Europe	7,05	8,5	-0,03	0,03	0.884
Middle East & Africa	3,74	8,5	0,2	8	0.0338 *

*** 1%, ** 5%, *10% mean the significance level of the coefficients

The tables above show that all the significant beta coefficients in local models are positive and less than one like in the global models. Thus, from the perspective of the domestic investors, RE assets demonstrate lower risk than the stock market as a whole which is rather unusual. However, this finding proves the result achieved by Donovan, C., & Nuñez, L. (2012). [11]. Considering frequency, it can be admitted that monthly betas usually demonstrate higher predictive capacity, though for Eastern Europe and Middle East & Asia only daily beats are statistically significant. Finally, there are no high differences in estimations between traditional CAPM and downside beta CAPM.

To determine the equity cost of capital, we employed local 10 years government bonds' yield on the 30.03.2018 as a risk-free return for the local models: 4,92% for Latin America & Caribbean^{*}, 3,69% for Asia-Pacific (Emerging)[†], 7,05% for Eastern Europe[‡] and 3,74% for Middle East & Asia[§]. The equity risk premium (ERP) for emerging markets amounted to 8.5% as previously. We used the models with the highest predictive capacity: traditional CAPM with monthly data frequency for Latin America & Caribbean ($R^2 = 67\%$, $R_p = 9,43\%$), traditional CAPM with monthly data frequency for Asia-Pacific (Emerging) ($R^2 = 40,7\%$, $R_p = 6,67\%$), downside CAPM with daily data frequency for Eastern Europe ($R^2 = 4,6\%$, $R_p = 8,58\%$), downside CAPM with monthly data frequency for Middle East & Asia ($R^2 = 8\%$, $R_p = 5,44\%$). Results are summarized in the diagram 2:



Foreseeing possible questions, we should admit that one of the hypothesis we used in the paper about the equality of companies' betas within the one region {11} is not proved in reality. Wald test and Likelihood ratio tests Buse, A. (1982) [14] demonstrate that this hypothesis should be rejected at any reasonable level of significance. It means that the companies in the sample should be united according to not only the sphere of activity (RE), but also other factors such as size, for example. Probably, the sample should also include companies that are involved in different spheres of activity and only partly - in RE. In addition, traditional CAPM and downside beta CAPM showed low predictive value in some cases. There is a hypothesis that the companies should belong to a single country, apart from the fact that should belong to a single region as well as the market index (the independent variable). All these suggestions make way for further research.

In conclusion, it can be said that the core principles of investment theory need to be deeply analyzed and applied in all kinds of support mechanisms (such as CDM) in the RE sphere to achieve economic efficiency. Although this process is difficult due to possible lack of data, it is crucial to make the process of subsidy allocation more transparent and fair. In this paper we showed the methodology that enables to estimate the equity cost of capital for RE companies in emerging markets

* 10 years government bond yield for Brazil <https://www.bloomberg.com/quote/CTUSDBR10Y:GOV>

† 10 years government bond yield for China <https://www.investing.com/rates-bonds/china-10-year-bond-yield>

‡ 10 years government bond yield for Russia <http://www.worldgovernmentbonds.com/country/russia/>

§ 10 years government bond yield for Saudi Arabia <https://www.investing.com/rates-bonds/saudi-arabia-government-bonds>

References

1. In, I. E. A. (2016). Track clean energy progress 2016.
2. UNFCCC, 2008. Tool for the demonstration and assessment of additionality http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-01-v5.2.pdf/history_view
3. Harvey, F. (2007). Beware the carbon offsetting cowboys. *Financial Times*, 26, 4.
4. Wara, M. W., & Victor, D. G. (2008). A realistic policy on international carbon offsets. *Program on Energy and Sustainable Development Working Paper*, 74, 1-24.
5. Arditti, F. D. (1973). The weighted average cost of capital: some questions on its definition, interpretation, and use. *The journal of finance*, 28(4), 1001-1007.
6. Sharpe, W. F. (1964). Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. *The journal of finance*, 19(3), 425-442.
7. Banz, R. W. (1981). The relationship between return and market value of common stocks. *Journal of financial economics*, 9(1), 3-18.
8. Hwang, S., & Satchell, S. E. (2001). Modelling emerging market risk premia using higher moments. In *Return Distributions in Finance* (pp. 75-117).
9. Bekaert, G., Erb, C. B., Harvey, C. R., & Viskanta, T. E. (1998). Distributional characteristics of emerging market returns and asset allocation. *Journal of Portfolio Management*, 24(2), 102-+.
10. Estrada, J. (2006). Downside risk in practice. *Journal of Applied Corporate Finance*, 18(1), 117-125.
11. Donovan, C., & Nuñez, L. (2012). Figuring what's fair: The cost of equity capital for renewable energy in emerging markets. *Energy Policy*, 40, 49-58.
12. Henriques, I., & Sadorsky, P. (2008). Oil prices and the stock prices of alternative energy companies. *Energy Economics*, 30(3), 998-1010.
13. Salomons, R., Grootveld, H., 2003. The equity risk premium: emerging vs. developed markets. *Emerging Markets Review* 4, 121–144.
14. Buse, A. (1982). The likelihood ratio, Wald, and Lagrange multiplier tests: An expository note. *The American Statistician*, 36(3a), 153-157.28.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ КАК ЯДРО КЛИМАТИЧЕСКОЙ АДАПТАЦИИ И НОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УКЛАДА МЕГАПОЛИСОВ НА ПРИМЕРЕ Г. МОСКВЫ ENERGY SAVING AS A KERNEL OF CLIMATIC ADAPTATION AND A NEW ENERGY MANAGEMENT OF MEGAPOLISES ON THE EXAMPLE OF MOSCOW

Гашо Е.Г., Гужов С.В., Кролин А.А.

Национальный исследовательский университет "МЭИ", Москва, Россия

Gasho E., Guzhov S., Krolin A.,

National Research University "Moscow Power Engineering Institute", Moscow, Russia

290461@bk.ru

Рассмотрены особенности энергетического комплекса Москвы под углом зрения энергоэффективности и климатических изменений. Реализация комплекса мер на энергоисточниках, в сетях и у потребителей привела к существенным эффектам экономии топлива и выбросов в атмосферу, повышению надежности и устойчивости функционирования топливно-энергетического комплекса (ТЭК). В целом Москва как крупная система достаточно эффективна и устойчива к флуктуациям климата, несмотря на некоторый рост их частоты и амплитуды в последние годы. За последнее десятилетие реализованы многие энергосберегающие мероприятия и проекты в различных отраслях городского хозяйства, включая ТЭК. При этом существует потенциал дальнейшего повышения энергетической эффективности и адаптационных возможностей городской инфраструктуры, связанный в первую очередь с энергосбережением, возобновляемыми источниками энергии и комплексными подходами к сбалансированности техносферы и биосферы.

The features of the energy complex of Moscow city are considered from the viewpoint of energy efficiency and climate changes. The implementation of a set of measures on energy sources, grids and consumer side led to significant effects of fuel economy and decrease of emissions to the atmosphere, increased reliability and sustainability of the fuel and energy complex (FEC). In general, Moscow as a large system is quite effective and resistant to climate fluctuations, despite some increase in their frequency and amplitude in recent years. Over the past decade, many energy-saving measures and projects have been implemented in various sectors of the municipal economy, including FEC. At the same time, there is a potential for further improving the energy efficiency and adaptability of urban infrastructure, primarily related to energy saving, renewable energy sources and integrated approaches to the balance of the technosphere and the biosphere.

Ключевые слова: топливно-энергетический комплекс, климатические воздействия, адаптация, энергоэффективность, возобновляемые источники энергии, биосфера

Keywords: fuel and energy complex, climate impacts, adaptation, energy efficiency, renewable energy sources, biosphere

1. ВВЕДЕНИЕ

Активное развитие городов и агломераций на планете зачастую приводит к негативным экологическим последствиям. Города хотя и защищают жителей от негативных климатических влияний, но при этом являются и источниками сопутствующих последствий урбанизации: чрезмерной концентрации строений, бесконтрольной автомобилизации, загрязнения атмосферы и водоемов и др. Исторически многие города создавались в первую очередь для защиты людей от внешних врагов или суровой природы. Поэтому российские города, расположенные в холодном климате, изначально более приспособлены к климатическим изменениям в силу наличия более мощных и разветвленных систем жизнеобеспечения.

2. АНАЛИЗ ПОДВЕРЖЕННОСТИ ТЭК МОСКВЫ КЛИМАТИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ

Суммарная мощность системы теплоснабжения Москвы составляет около 60 ГВт и настолько велика, что она способна обеспечить тепловой энергией все столицы Скандинавских стран, десяток самых крупных городов Канады и еще останется запас для отопления Варшавы или Вены (рис.1). Резерв теплоисточников Москвы таков, что его достаточно для теплоснабжения такого города России, как Санкт-Петербург.

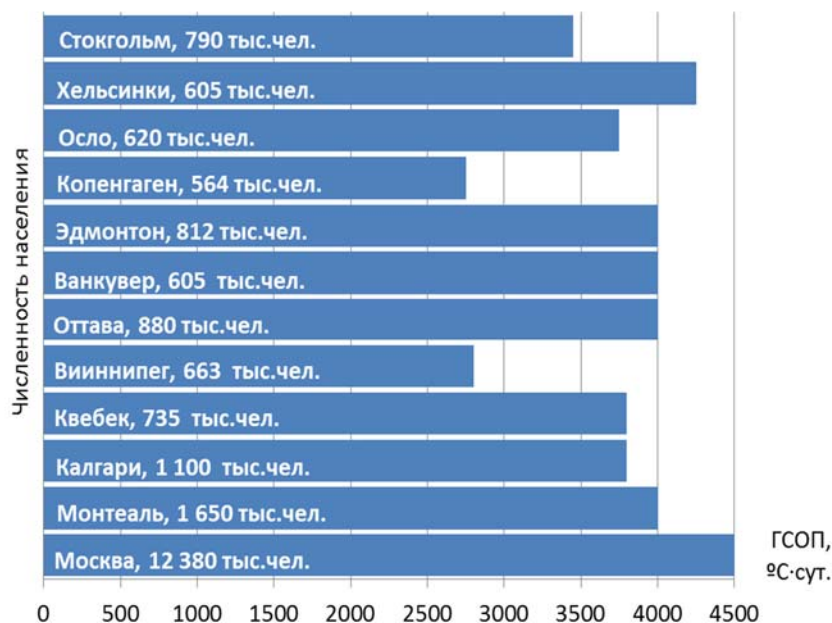


Рис. 1. Соотношение численности населения и градусо-суток отопительного периода Москвы и других крупных городов мира [1]

Ключевые особенности систем энергоснабжения Москвы приведены в табл.1. Москва – самый холодный крупный мегаполис планеты. Топливо-энергетический комплекс – основа разветвленной и сложной системы жизнеобеспечения города. Потребности Москвы в тепловой энергии в зависимости от суровости зимы составляют в среднем 93-97 млн. Гкал/год [2]. Общее потребление электроэнергии в Москве составляет порядка 54,5 млрд. кВт·ч, за вычетом потерь и собственных нужд ТЭК к потребителям уходит около 40 млрд. кВт·ч. Потребности в электрической (э.э.) и тепловой (т.э.) энергии обеспечивают 13 ТЭЦ, 66 квартальных и районных тепловых станций, 186 городских и 793 ведомственных котельных [3].

Проводя анализ подверженности ТЭК Москвы климатическим воздействиям, необходимо отметить критические нагрузки десятилетней давности. «Блэкаут» в мае 2005 г., суровая зима 2006 г., сильная жара лета 2010 г. и ледяные дожди 2011 г. испытали энергетику столичного региона на прочность почти по всем возможным типам воздействия с повышенными климатическими нагрузками. Предполагалось, что целенаправленные меры по сокращению потребляемой электрической энергии в масштабах города за счет энергосберегающих мероприятий позволят сократить максимум нагрузки на 3 - 3,5 тыс. МВт, что соизмеримо с реализацией программы развития генерирующих мощностей.

3. Результаты реализации политики климатической адаптации ТЭК Москвы

По результатам десятилетней реализации политики энергосбережения в различных областях ТЭК видно, насколько сработали те или иные идеи, заложенные в энергетическую политику Москвы в 2008-2009 годах. Практически все четыре подпрограммы (рис.2), заложенные при разработке программы, реализованы в значительной степени [4]: на источниках введены блоки ПГУ суммарной мощностью 2861 МВт электрической энергии, существенно модернизированы тепловые и электрические сети, активно проводится переключение тепловой нагрузки, идет капитальный ремонт и модернизация жилого фонда и бюджетной сферы.

Таблица 1. Ключевые особенности систем энергоснабжения Москвы

Особенности климатической ситуации в Москве	Отражение различных особенностей на режимы и состав энергосистемы
Москва - самый холодный из крупнейших мегаполисов мира	Свыше 12,5 млн. человек проживают при средних параметрах зимы в 4500 градусо-суток
Высокая доля мощных комбинированных энергоисточников (ТЭЦ), находящихся непосредственно в городской черте	~14 ГВт э.э. + ~60 ГВт т.э. или 1,1 кВт э.э./чел. + 5 кВт т.э./чел.
Значительное экологическое давление на природную среду от энергокомплекса города	Выбросы в атмосферу около 42 млн. CO ₂ , 65 млн. т. H ₂ O, низкопотенциальные сбросы тепла в размере до 110 млн. Гкал
Высокая изменчивость погодных условий и графиков тепловой и электрической нагрузки	Рост пиковых электрических нагрузок в 2,5-3 раза и тепловых в 8-9 раз, резерв 40-45% тепловых мощностей (гидроаккумулирующая станция для покрытия пиков)
Увязка экономики, миграционных потоков и режимов энергопотребления Москвы и ближайшего Подмосковья	Свыше 1 млн. человек ежедневно приезжает на работу в Москву из ближайших городов Подмосковья, около 3 млн человек летом выезжает в дачные поселки в Подмосковье
Разноплановая динамика тепловых, электрических нагрузок города, электропотребления разными секторами экономики (при постоянном росте экономики, жилой и нежилой недвижимости, сферы услуг).	Постепенный рост электрических нагрузок при «замораживании» тепловых нагрузок жилья, офисов, бюджетной сферы.
	Рост электропотребления сферой услуг, торговлей, малыми предприятиями (примерно с 2-2,5 млрд. кВт*ч в 2007 г. до 13-14 млрд. кВт*ч в 2016 г.).

В совокупности это привело к целому ряду эффектов энергосбережения, некоторому снижению пиков и высвобождению в первую очередь тепловой мощности энергоисточников. Именно за счет этого высвобождения эти годы свыше 55 млн. кв.м. недвижимости введено и подключено к тепловым сетям практически без роста теплопотребления.

Некоторые уже построенные ТЭЦ пока не имеют тепловой нагрузки и не работают, часть из них покрывает только электрическую нагрузку. Более того, планируемый во всех прогнозах тех лет рост потребления газа (Рис.2) на рубеже 2012-2013 годов сменился на спад, и по отношению к 2008 сокращение составляет около 12-12,5% (с учетом участия ТЭЦ-22 и ТЭЦ-27 в энергобалансе Москвы). Таким образом, можно с уверенностью сказать, что именно целостный подход к городу как единой системе оказался адекватен задачам повышения эффективности, надежности и устойчивости работы городских систем жизнеобеспечения.

Сниженная уязвимость инфраструктурных отраслей экономики города – не данность, а результат кропотливой работы специалистов, инженеров, городских структур по наведению порядка после экстремальных событий 2005, 2006, 2010 гг. За истекший период резко снизилась аварийность. Подтверждением тому является факт практически не замеченных для энергосистемы ледяных дождей в 2016 году [5]. Резервы нового уровня связаны именно с последовательным и целостным подходом ко всем системам и секторам экономики Москвы.

Этот тезис дополнительно иллюстрирует произошедшее сокращение суммарного расхода топлива и выбросов в атмосферу энергосистемой в среднем на 13% за последние 6 лет. Необходимо особо отметить, что тепловые нагрузки развивающегося московского мегаполиса не растут: свыше 55 млн. кв.м. недвижимости введено в строй без роста теплопотребления. Растут электрические нагрузки новых зданий, что требует увязки генеральных схем тепло- и электроснабжения. Присоединение новых территорий актуализирует в первую очередь задачи надежного водоснабжения.

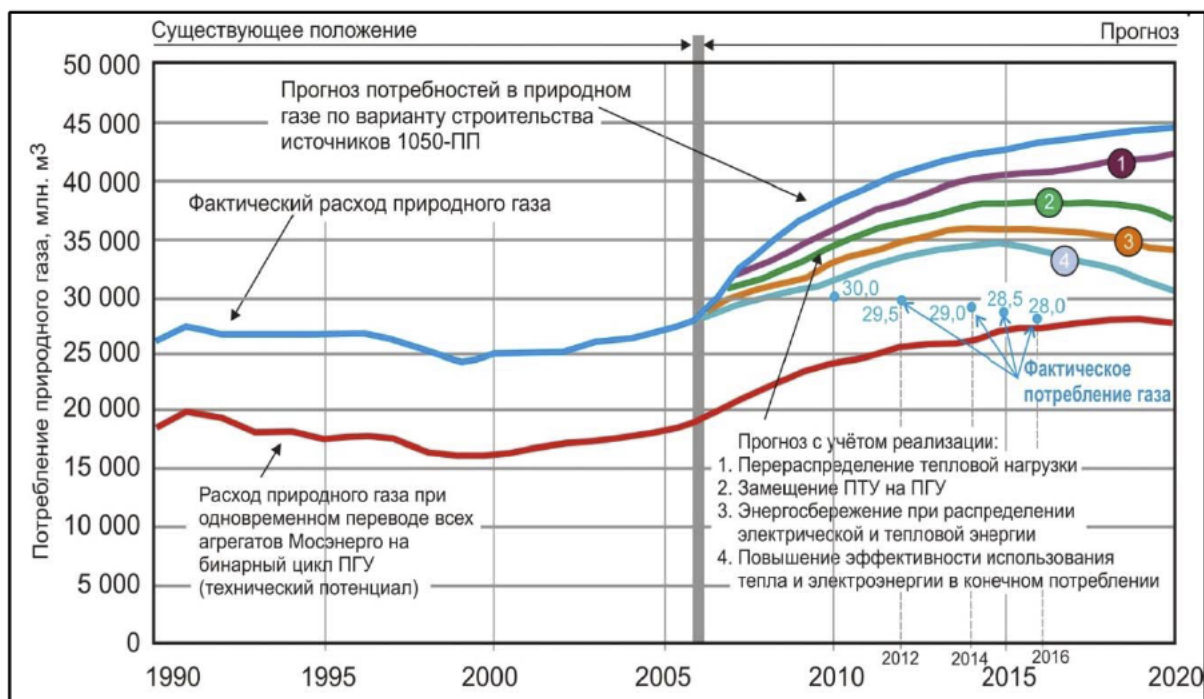


Рис. 2. Прогноз потребления газа на 2006-2020 годы при реализации целевой комплексной программы энергосбережения на 2009-2013 г и на перспективу до 2020 г.

В последнее время активно и на практическом уровне ведётся рассмотрение возможности использования вторичных и возобновляемых источников энергии. Если раньше речь шла о нескольких единицах МВт электрических мощностей, то в настоящее время суммарная электрическая мощность разных возобновляемых источников выросла до 150 МВт э.э. и 240 МВт т.э. Значительный объём тепловой энергии утилизируется в снегосплавных пунктах и бестопливных утилизационных котлах московского нефтеперерабатывающего завода. Тысячи солнечных панелей украсили парки и улицы города. Запущенные проекты рекуперации вторичной энергии торможения на современных поездах МЦК и метрополитена позволили отдать в сеть несколько миллионов кВт·ч э.э.

С одной стороны, как отмечалось выше, мощная энергосистема города и есть главное средство защиты города от сурового климата. С другой стороны климатические изменения влияют на режимы и устойчивость ее работы. Расположение Москвы в глубине континента в какой-то степени смягчает опасность климатических аномалий, более характерных для прибрежных мегаполисов. Анализ показывает, что частота аномальных климатических явлений растет незначительно, больше беспокойства у городских служб вызывают рост переходов температуры через 0°C, увеличение на 15% длительности интервала температур от нуля до +5°C. В настоящее время самый некомфортный для людей и техносферы диапазон температур наружного воздуха в Москве от -5 до +10°C составляет около 44% от общей длительности года или 88% средней длительности отопительного периода. Именно в этот период происходит максимальное поступление водяного пара от стационарных энергетических источников и градирен в атмосферу. Такое наложение неблагоприятных

температурных условий и повышенной влажности в этот период оказывает весьма неблагоприятное действие на ограждающие конструкции зданий, элементы систем жизнеобеспечения, транспорт и здоровье горожан.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приоритеты климатической стратегии Москвы сформулированы как энергоресурсосбережение, развитие транспортной инфраструктуры, реновация жилого фонда, активная модернизация всех элементов «зеленого каркаса», становление и развитие новых отраслей адаптации. Развитие адаптации состоит в производстве товаров для диагностики погодных аномалий, биодобавок и адаптогенов, одежды и обуви, максимально приспособленной к климатическим условиям мегаполиса. На следующем этапе необходима пространственная адаптация, выражающаяся в управлении альбедо поверхности, развитии зеленой инфраструктуры, установке элементов новой урбанистики, сбалансированном освоении промышленных зон и реновации жилых массивов. Сейчас опасность бесконтрольной урбанизации и интенсивной автомобилизации существенно снижена, но остается задача сбалансированности темпов строительства недвижимости, инфраструктуры, биосферы в целом. Подобная сбалансированность техносферы и биосферы является как главным приоритетом климатической адаптации, так и новым ресурсом и резервом качественного роста и рывка московского мегаполиса в экономике XXI века.

Кроме увязки схемно-параметрических решений требуется интеграция разноплановых геоинформационных систем на основе новых платформ и технологических решений. В отличие от нецелесообразных налогов на CO₂, альтернативных котельных и др., именно интеграция наряду с принципами регулирования на основе наилучших доступных технологий станет основой адекватных механизмов «углеродного» регулирования.

Список литературы

1. Гашо Е.Г. Энергетическая и климатическая стратегия Москвы: поиск разумного симбиоза. Энергосбережение, №2, 2018. С. 4-10.
2. Гашо Е.Г. Приоритеты устойчивого развития Москвы: энергоэффективность, снижение уязвимости, климатическая адаптация. Доклад на конференции «Экологические проблемы Московского региона». 25.10.2017 г.
3. Гашо Е.Г., Тихоненко Ю.Ф. Энергосбережение в Москве: от принятия Концепции к системе мер в городской целевой программе. / Энергосбережение, 2008 г. № 12. С.2-10.
4. Бушуев В.В., Ливинский П.А. Актуализация энергетической стратегии Москвы на период до 2030 года.// Энергетическая политика. 2015 г. вып.6.
5. Гашо Е.Г., Гужов С.В., Кролин А.А., Началов А.В. Расчет ущербов электротехнического комплекса московского мегаполиса от опасных климатических изменений. Известия ТулГУ. Технические науки. 2018. Вып. 4. С.439-450.

References

1. E.G. Gasho, Moscow's energy and climate strategy: the search for a reasonable symbiosis. Energy saving, №2, 2018. С. 4-10.
2. E.G. Gasho. Priorities of Moscow's sustainable development: energy efficiency, vulnerability reduction, climate adaptation. Report at the conference "Environmental Problems of the Moscow Region". 10/25/2017.
3. E.G. Gasho, Yu.F. Tikhonenko. Energy saving in Moscow: from the adoption of the Concept to the system of measures in the city target program. / Energy Saving, 2008. № 12. P. 2-10.
4. V.V. Bushuev, P.A. Livinsky Actualization of Moscow's energy strategy for the period until 2030.//Energy Policy. 2015, Iss. 6.
5. E.G. Gasho, S.V. Guzhov, A.A. Krolin, A.V. Nachalov. Calculation of the damage to the electrical complex of the Moscow metropolis from dangerous climatic changes. Proceedings of Tula State University. Technical sciences. 2018. Vol. 4. P.439-450.

ФАКТОРЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ РОССИИ EFFECTIVE ENERGY TRANSITION IN RUSSIA

Гречухина И.А.¹, Лебедева А.С.¹, Кудрявцева О.В.²

1: ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России

2: МГУ им. М.В.Ломоносова

Grechukhina I.¹, Lebedeva A.¹, Kudryavtseva O.²

1: Russian Energy Agency by the Ministry of Energy of the Russian Federation

2: Moscow State University named after M.V. Lomonosov

i.grech@hotmail.com

В настоящее время в мире наблюдается процесс трансформации глобальной энергетики, под которой понимается не просто снижение углеродоемкости энергетики, переход на электротранспорт, эффективное энергопотребление, цифровизация и децентрализация энергетики, а комплексный процесс с множеством прямых и обратных связей, как внутри самой энергосистемы, так и между другими элементами экономики и общества. Энергетическая трансформация создает как новые возможности, так и риски социально-экономических шоков. Целью данной статьи было предложить подход к проблеме энергетической трансформации, позволяющий по максимуму использовать ее потенциальные преимущества и избежать рисков в России. В результате было предложено рассматривать энергетическую трансформацию в системе трех императивов развития: экономический рост, доступ к энергообеспечению и экологическая устойчивость. Для оценки эффективности энергетической системы и готовности ее к переходу, а также для обеспечения межстранового сравнения, был введен Индекс энергетической трансформации.

Globally, energy systems are experiencing significant and fast change, driven by forces such as technological innovation, changes in consumption patterns, supply dynamics and policy shifts. These forces offer opportunities to resolve the challenges that the global energy system faces today. At the same time it also poses risks of socioeconomic shocks. The aim of the article was to show, what is required for an accelerated improvement in countries' energy systems and how can the right conditions be put in place to allow these systems to seize the opportunities and avoid shocks from this energy transition in Russia. There was offered an analytical framework, which describes the imperatives of an effective energy transition, such as economic development and growth, access to secure and reliable supply, and environmental sustainability. The newly developed Energy Transition Index was presented, which allows assessment of countries' energy systems within this framework, by providing benchmarks across system performance and transition readiness.

Ключевые слова: энергетическая трансформация, энергетический переход, глобальная энергетическая система, индекс энергетической трансформации, императивы развития, доступ к энергообеспечению, эффективность энергосистемы, готовность энергосистемы к трансформации.

Key words: energy transition, global energy system, energy transition index, transition roadmaps, energy supply, transition imperatives, energy access, environmental sustainability, system performance, transition readiness.

В настоящее время в мире наблюдается процесс трансформации глобальной энергетики, что обусловлено воздействием ряда факторов, в частности, быстрым распространением технологических инноваций, изменением динамики спроса, структуры потребления и пересмотром большинством стран мира политических стратегий в области энергетики. Широкое внедрение инноваций в энергетическом секторе позволяет сокращать затраты на производство, создавать дополнительные рабочие места и уменьшить экологические риски.

По данным международной консалтинговой компании McKinsey's Global Institute потенциальная ежегодная экономия от внедрения инноваций в ресурсодобывающих отраслях может составить от 750 до 1 210 млн долл. США к 2035 г. [10]. Значительное сокращение стоимости технологий возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) и повышение их эффективности обеспечило широкое распространение. В 2016 г. занятость в секторе ВИЭ составила 9,8 млн человек [15].

Инновационное развитие меняет всю мировую энергетическую систему и ведет к эволюции мировых энергетических рынков. Беспрецедентное влияние на глобальные энергетические рынки оказало развитие технологий в нефтегазовом секторе. В частности, распространение технологии гидроразрыва пласта в сочетании с горизонтальным бурением

привело к взрывному росту добычи нетрадиционных углеводородов в США, в результате период с 2010 по 2016 гг. цена на газ на внутреннем рынке США снизилась на 42% [9]. Вследствие этого газовая генерация стала вытеснять угольную, что привело к сокращению выбросов CO₂ в атмосферу [13].

Кардинальные изменения наблюдаются также в секторе электроэнергетики, что вызвано, в первую очередь, процессами децентрализации, электрификации и цифровизации. Развитие распределенной генерации делает возможным использование альтернативных вариантов энергоснабжения существующей сети, а также позволяет расширить доступ к электроэнергии в отдаленных районах, находящихся за пределами системы централизованного электроснабжения. Электрификация имеет решающее значение для достижения долгосрочных целей по снижению выбросов парниковых газов, в то же самое время уровень развития технологических инноваций сегодня позволяет повысить степень электрификации в транспортном секторе и теплоснабжении [4]. Сочетание процессов децентрализации энергоснабжения и цифровизации приводит к изменению роли и поведенческих моделей конечных потребителей, а вместе с тем и традиционных бизнес-моделей в энергетике.

Экономический рост в развивающихся странах, таких как Китай и Индия, привел к глобальному росту спроса на энергию. Потребление первичной энергии в период с 2005 по 2015 гг. в странах, не входящих в ОЭСР увеличивалось на 3,6% ежегодно [2], на фоне сокращения спроса в странах ОЭСР на 0,3% в год. Несмотря на то, что в развитых странах потребление энергии на душу населения достигло пика, на глобальном уровне экономический рост и потребление энергии остаются не связанными величинами. Так, по данным Международного энергетического агентства (далее – МЭА) в 2016 г. спрос на энергию в мире вырос на 1,1%, тогда как мировой ВВП за тот же период увеличился на 3% [5]. Вместе с тем многие страны начали проводить политику, направленную на изменение поведенческих моделей потребителей с целью повышения энергоэффективности. В частности, Китай, в период с 2012 по 2016 гг. полностью прекратил продажу на внутреннем рынке ламп накаливания с высокой мощностью, что позволило сократить потребление электроэнергии на 48 млрд кВт·ч в год [11].

Усилия мирового сообщества направлены на форсирование энергетической трансформации. В качестве примеров можно привести следующие инициативы: Парижское соглашение, подписанное в 2015 г. 195 странами; успешный опыт 20 стран по переходу к низкоуглеродной энергетике; решение Индии [12] и Китая [3] пересмотреть планы по расширению мощностей электрогенерации на основе угля; национальные планы по поэтапному переходу к электромобилям в ближайшие десятилетия. По оценке МЭА в 2016 г. 90% всех новых мощностей в Европе пришлось на ВИЭ [17]. Параллельно с этим, на глобальном уровне были предприняты усилия по решению проблемы доступа к энергии [16], переходу к ВИЭ [1], повышению энергоэффективности и достижению прогресса на пути к устойчивому развитию [6].

Многие страны уже приступили к реализации политических мер по переходу к устойчивой энергетике, однако лишь немногие разработали четкую стратегию энергетической трансформации исходя из трех ключевых императивов развития: экономический рост, доступ к энергообеспечению и экологическая устойчивость [14].

Важно отметить, что энергетическая трансформация – это не просто снижение углеродоемкости энергетике, переход на электротранспорт, эффективное энергопотребление, цифровизация и децентрализация энергетике, а это комплексный процесс с множеством прямых и обратных связей, как внутри самой энергосистемы, так и между другими элементами экономики и общества. Таким образом, управление этим процессом требует широкой мобилизации ресурсов и знаний, эффективного обмена информацией, взаимной координации и сотрудничества всех заинтересованных сторон [7].

Успех стран по повышению эффективности своей энергосистемы по трем вышеуказанным императивам зависит, в частности, от наличия политических, экономических и социальных

структур, позволяющих осуществить переход к более надежной, доступной, комплексной и экологически-устойчивой энергосистеме. Глубокое понимание и качественная оценка потенциала преобразований энергосистемы являются основополагающим для выстраивания правильной политической линии и эффективного энергетического перехода. Готовность или зрелость страны к энергетической трансформации, в первую очередь, определена существующей энергетической инфраструктурой, степенью доверия к государству и стабильностью долгосрочных политических обязательств, а также доступностью капитала для финансирования энергетической трансформации.

Для оценки готовности страны к энергетической трансформации группой экспертов Всемирного Экономического Форума был разработан индекс энергетической трансформации (ИЭТ), который дает возможность межстранового сравнения относительно заданного целевого параметра [7]

Индекс энергетической трансформации – это агрегированный показатель, объединяющий оценку эффективности энергетической системы и оценку готовности системы к переходу.

Оценка эффективности энергетической системы складывается из 17 индикаторов, которые определяют прогресс страны относительно трех императивов развития (экономический рост, экологическая устойчивость и доступ к энергообеспечению).

Оценка готовности к трансформации рассчитывается на основе 23 индикаторов, которые определяют 6 областей создания «благоприятных условий» для перехода: капитал и инвестиции, регулирование и политические обязательства, институты и управление, инфраструктура и инновационная бизнес-среда, человеческий капитал и участие потребителей, энергетическая система.

Оценки эффективности и готовности системы к трансформации измеряются от 0 до 100%, при этом 100% – это целевое значение. Расчетные показатели затем агрегируются и ранжируются по каждому из трех императивов развития (эффективность энергосистемы) и по шести «благоприятным элементам», отражающим готовность рынка к трансформации. В результате выводится индекс энергетической трансформации.

Данный показатель был рассчитан для 114 стран, на долю которых приходится 98% глобального ВВП и выбросов парниковых газов, порядка 90% глобального населения и 60% населения, не имеющего доступа к энергообеспечению. В результате, эксперты пришли к следующим выводам.

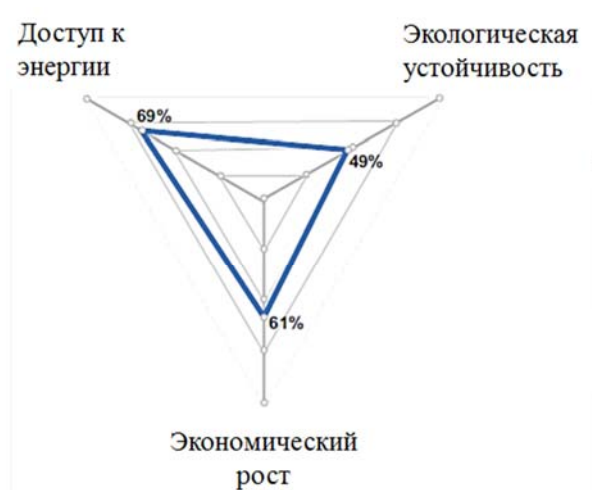
Имеет место широкий разброс стран по оценкам эффективности энергосистем и готовности к энергетической трансформации. В среднем, оценки эффективности по императиву экологической устойчивости самые низкие, в то же время, по показателю доступа к энергообеспечению – самые высокие (Рисунок 1).

Относительная значимость различных показателей готовности к трансформации может варьироваться, в зависимости от индивидуальных приоритетов развития стран. Тем не менее, отсутствие благоприятных условий по этим шести направлениям становится существенным барьером для осуществления перехода к энергетике будущего в долгосрочной перспективе. Если страна преуспела по направлениям эффективного регулирования, капитала и инвестиций, институциональной стабильности, инфраструктуры, бизнес-среды и человеческого капитала, то вероятность, что она окажется в верхнем квартиле рейтинга эффективности возрастает в 4-6 раз.

Что касается России, то в 2017 г. наша страна заняла 48 место по рейтингу энергетической трансформации, улучшив свой показатель по сравнению с предыдущими годами из оцененных 114 стран мира [8]. Незначительная доля ВИЭ в общем объеме первичной энергии обеспечивает России только 92 место по этому императиву развития. Наилучший результат Россия демонстрирует по показателю – доступ к энергии и безопасности – 37 место, что объясняется высоким уровнем самообеспеченности, надежности национальной энергосистемы и ее самодостаточности. Показатели страны по рейтингу энергетической трансформации указывают на высокую энергоемкость – 110-е место. По показателю

экологической устойчивости Россия занимает 75-е место, что говорит о недостаточности предпринимаемых в стране экологических и климатических мер [8].

А) Обобщенные показатели оценки эффективности системы



Б) Обобщенные показатели оценки готовности к трансформации

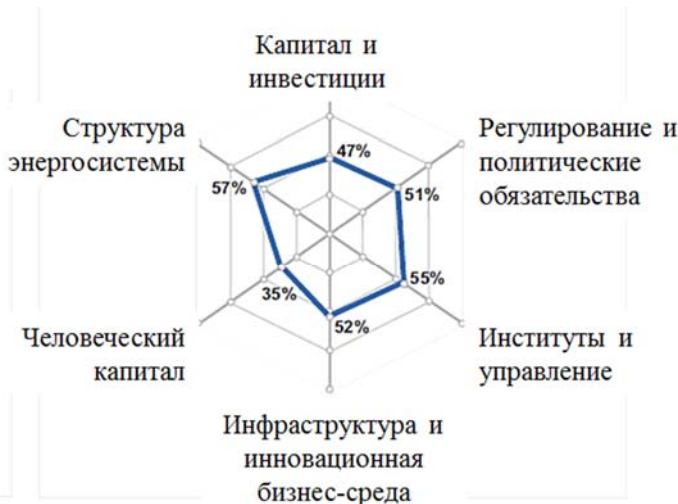


Рисунок 1 – Обобщенные показатели оценки эффективности системы и оценка готовности к трансформации. Источник – *Fostering Effective Energy Transition. A Fact-Based Framework to Support Decision-Making. Insight Report/ World Economic Forum*. URL: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_report_2018.pdf

Следует отметить, что отраслевые стратегические и прогнозные документы России в большей степени делают ставку на эволюционный сценарий развития энергетики, который «во многом сохраняет привычную для российского ТЭК среду с достаточно высокими мировыми ценами и спросом на энергоресурсы» [20]. По направлению технологической политики устанавливается приоритет обеспечения «технологической независимости энергетического сектора и достаточных компетенций во всех критически важных для устойчивого развития энергетики видах деятельности» [21]. Более инновационный сценарий, ориентированный на энергетическую трансформацию и создание для него технологических предпосылок полагается маловероятным.

При этом следует отметить, что в отрасли сформировано понимание, что реализация инновационного сценария необходима, даже не столько для ответа на мировые вызовы, сколько для сокращения рисков снижения конкурентоспособности России на мировых энергетических рынках, а также для решения внутренних проблем. В частности, наряду со стагнацией отраслей энергомашиностроения и инжиниринга, растет неэффективность российского ТЭК, что может стать серьезным ограничением для развития экономики, существенная часть которой основана на энергоемком производстве. Ответом на это может стать формирование новой технологической платформы, включающей технологии производства энергии на основе распределенных (в том числе возобновляемых) источников энергии, технологии хранения электроэнергии, интеллектуальные сети, технологии контроля и управления агрегированными энергетическими ресурсами и др.

При высоком уровне распространения энергетических технологий нового поколения и их сбалансированном сочетании с традиционной энергетикой может быть обеспечено значительное повышение эффективности всей энергосистемы России. Основной целью государственной политики в данной области, в свою очередь, должно стать формирование научно-технологической и промышленной основы для реализации инновационного сценария

развития энергетики. При этом основные мероприятия должны быть завершены уже к 2022–2025 гг., когда, по оценкам экспертов, в отрасли наступит новый инвестиционный цикл [22].

Следует отметить, что в последнее время наблюдаются позитивные сдвиги в направлении формирования благоприятной институциональной среды для форсирования энергетической трансформации в России.

В частности, в 2016 г. была одобрена рыночная «дорожная карта» Национальной технологической инициативы Энерджинет, направленная на развитие инноваций в электроэнергетике, создание новых продуктов и рынков для формирования эффективного взаимодействия производителей и потребителей энергии. Согласно положениям «дорожной карты», основу энергетики будущего должны составить «разномасштабные комплексные системы и сервисы интеллектуальной энергетики, построенные на новой сетевой архитектуре» [18].

В мае 2018 г. Правительство РФ утвердило нормативную «дорожную карту» Энерджинет, предполагающую последовательное устранение законодательных барьеров для развития новых технологий и продуктов в энергетической отрасли, включая сегмент интеллектуальной распределенной энергетики, распределительных сетей, персональной энергетики и потребительских сервисов. Также будут пересмотрены устаревшие нормативы и регламенты, не соответствующие современному уровню технологий и общественных отношений [19].

Таким образом, в настоящее время в России делаются попытки создать определенные предпосылки для формирования высокотехнологичных секторов промышленности, которые могут решить задачи повышения эффективности российской энергетики и обеспечить условия для энергетической трансформации в стране.

Публикация подготовлена в рамках поддержанного РФФИ проекта 18-010-00974 А «Разработка модели управления ресурсным потенциалом территорий».

References

1. 100% Renewable Energy Cities & Regions Network/ URL: <http://www.iclei.org/activities/agendas/low-carboncity/iclei-100re-cities-regions-network.html>.
2. BP Statistical Review of World Energy/ BP. 2017. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>.
3. China scraps construction of 85 planned coal power plants. 2017. URL: <http://www.independent.co.uk/news/world/asia/china-scraps-construction-85-coal-powerplants-renewable-energy-national-energy-administration-paris-a7530571.html>.
4. Dynamics in the global electric-vehicle market/ McKinsey. 2017. URL: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/dynamics-in-the-global-electric-vehicle-market#0>.
5. Energy Efficiency 2017/ International Energy Agency. URL: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Energy_Efficiency_2017.pdf.
6. Energy Productivity Playbook/ Alliance to Save Energy. URL: http://www.ase.org/sites/ase.org/files/gaep_playbook-energy-productivity_alliance-to-save-energy.pdf.
7. Fostering Effective Energy Transition. A Fact-Based Framework to Support Decision-Making. Insight Report/ World Economic Forum. URL: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_report_2018.pdf
8. Global Energy Architecture Performance Index Report/ World Economic Forum. 2017. URL: <https://www.weforum.org/reports/global-energy-architecture-performance-index-report-2017>.
9. Henry Hub Natural Gas Spot Price 2010-2016/ U.S. Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm>.
10. How technology is reshaping supply and demand for natural resources/ McKinsey Global Institute. 2017. URL: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability-and-resource-productivity/our-insights/how-technology-is-reshaping-supply-and-demand-for-natural-resources>.

-
11. Incandescent lights to go out in China/ NBCNews. 2011. URL: http://www.nbcnews.com/id/45166535/ns/world_news-asia_pacific/t/incandescent-lights-go-out-china/#.WeEUOFuPKMI.
 12. India Cancels Nearly 14 Gigawatts Of Proposed Coal Plants. 2017. URL: <https://cleantechnica.com/2017/05/25/india-cancels-nearly-14-gw-proposed-coalplants/>.
 13. Net generation for United States/ U.S. Energy Information Administration. 2002-2016. URL: <https://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/0?agg=2>.
 14. Regulatory Indicators for Sustainable Energy: A Global Scorecard for Policy Makers/ World Bank. 2016. URL: <http://documents.worldbank.org/curated/en/538181487106403375/pdf/112828-REVISED-PUBLIC-RISE-2016-Report.pdf>.
 15. Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2017/ International Renewable Energy Agency (IRENA). 2017. URL: https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Jobs_Annual_Review_2017.pdf.
 16. Sustainable Energy for All/ URL:<http://www.se4all.org/>; Global LEAP, <http://globalleap.org/>.
 17. World Energy Investment 2017 report/ International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/publications/wei2017/>.
 18. Официальный сайт Национальной технологической инициативы «Энерджинет». URL: <https://energynet.ru/about.html>.
 19. Правительство РФ утвердило нормативную «дорожную карту» Энерджинет Национальной технологической инициативы/ РБК Институт развития Российской Федерации. URL: <https://www.rvc.ru/press-service/news/nti/129711/>

О СОСТАВЛЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ: МЕТОДЫ ОПИСАТЕЛЬНОЙ СТАТИСТИКИ, СРАВНЕНИЕ ТОЧНОСТИ ON THE COMPILATION OF ENERGY BALANCES: METHODS OF DESCRIPTIVE STATISTICS, COMPARISON OF ACCURACY

Гужов С.В.

Национальный исследовательский университет «МЭИ», Россия

Guzhov S.

National Research University "MPEI", Moscow, Russian Federation

GuzhovSV@yandex.ru

Вопросы целесообразности внедрения энергосберегающих мероприятий в условиях развивающейся экономики Российской Федерации как правило сводятся к экономической оценке эффективности финансовых вложений по сравнению с иными возможными вариантами увеличения капитала. Необходимость расчёта эффективности энергосберегающего эффекта с требуемой точностью часто является ключевым пунктом останова проекта в виду крайней трудоёмкости проведения подобных расчётов. Современная нормативно-правовая база не содержит приемлемого способа составления прогнозных функций энергопотребления. Наиболее перспективными путями решения подобных задач является применение как методов описательной статистики, так и нейронечётких сетей. Каждый из методов обладает своими преимуществами и недостатками, анализу которых посвящена настоящая статья.

The issues of expediency of implementing energy-saving measures in the conditions of the developing economy of the Russian Federation are usually reduced to an economic evaluation of the effectiveness of financial investments in comparison with other possible options for increasing capital. The need to calculate the efficiency of the energy-saving effect with the required accuracy is often a key point of the project's shutdown in view of the extreme complexity of carrying out such calculations. The current legal and regulatory framework does not contain an acceptable way of compiling predictive energy consumption functions. The most promising ways of solving such problems is the use of both descriptive statistics methods and neuron-neural networks. Each of the methods has its own advantages and disadvantages, the analysis of which is devoted to this article.

Ключевые слова: сопоставимые условия, многофакторная регрессия, авторегрессия, модель скользящего среднего, искусственная нейронная сеть, нечеткая нейронная сеть

Keywords: comparable conditions, multifactorial regression, autoregression, moving average model, artificial neural network, fuzzy neural network

1. Введение

В настоящий момент одним из направлений энергосбережения в промышленном и социальном секторах экономики России является внедрение энергосберегающих мероприятий на основе контура энергоменеджмента при управлении руководящими структурами. Для проведения этих ЭСМ заказчиком должны быть выделены определённые денежные средства. Эффективность вложений этих средств необходимо оценивать с достаточной точностью, чтобы в последующем определить дальнейшие целесообразные направления энергосбережения. Однако в настоящее время обоснованно доказать эффективность внедрения ЭСМ часто не представляется возможным. Это связано с тем, что сравнение должно проводиться в одинаковых условиях (температура наружного воздуха, влажность, сырьё, численность персонала, степень загрузки технологического оборудования, ответственность персонала, современность оборудования и т.д.). Для сравнения энергопотребления используют «сопоставимые условия». Они позволяют проводить формирование приблизительных прогнозных функций энергопотребления.

2. Анализ современных нормативно-правовых актов

В настоящее время актуальны как распоряжения федеральных органов исполнительной власти, содержащие рекомендации по прогнозированию нагрузок [1-11], так и национальные стандарты [12-18]. Тем не менее, достаточно обоснованно утверждать на основе этих данных

об экономии энергоресурсов на предприятии также не всегда представляется возможным, поскольку: набор условий, приводимых к сопоставимым может различаться для разных предприятий и, как правило, не является полным и достаточным; данные методики являются упрощёнными, что является их преимуществом, так и их недостатком.

Анализ приведённой выше нормативной документации показывает, что предлагаемый в документах математический аппарат ориентирован в первую очередь на аналитику мероприятий, включенных в региональные и муниципальные программы муниципальных образований и/или субъектов Российской Федерации, и не предназначен для прогнозирования объёмов потребляемых энергоресурсов. Большинство методик, принятых в национальных стандартах, используют исключительно способ составления простейших математических пропорций для определения удельных значений и долей. Вопрос прогнозирования объёмов энергопотребления в сопоставимых условиях в нормативе не освещён. Наиболее поздний стандарт [16] наиболее удобен для краткосрочных и технологически несложно оцениваемых ЭСМ, реализуемых в малых и средних зданиях. В случае длительного расчёта или модернизации большой и сложной инженерной системы велика вероятность возникновения значительной ошибки, что приведёт к недопустимой для сторон договора погрешности при осуществлении финансовых расчётов. К недостаткам относятся:

- способ не определяет набор факторов, необходимый и достаточный для получения результата с необходимой точностью и достоверностью;
- способ не разделяет факторы на значимые и зависимые;
- способ предлагает единый подход расчёта как для простейших зданий, содержащих только тепловые и электрические потребители, так и для крупных промышленных агломератов, имеющих в своём составе и открытые цеха, и собственные генерирующие мощности.

В этих условиях является важным разработка точных, обоснованных и проверенных на практике методов определения энергопотребления промышленных и социальных объектов для определения энергетической и экономической эффективности проведения тех или иных ЭСМ. Для доказательства правильности использования, как бюджетных средств, так и при использовании средств самих предприятий. Это даст возможность выбирать более эффективные мероприятия, даст возможность градации ЭСМ для различных групп предприятий.

3. Исследование применимости методов описательной статистики

Для достижения поставленной цели рассмотрим семейства методов, используемые в «описательной статистике». К процедурам для представления количественных данных способом, который позволяет определить характеристики распределения данных, применяют методы:

- планирование экспериментов;
- проверка гипотез;
- измерительный анализ;
- анализ возможностей процесса;
- регрессионный анализ;
- анализ надежности;
- выборочный контроль;
- моделирование;
- карты статистического контроля процесса (карты СКП);
- статистическое назначение допуска;
- анализ временных рядов.

Данные методы опираются на такие широко используемые методы анализа статистических данных, как: диаграмма Исикавы (причинно-следственная диаграмма);

диаграмма Парето; контрольные карты и листы; диаграммы расслоения; диаграммы разброса; гистограммы. Первая, но не единственная сложность при использовании перечисленных способов – определение вида распределения статистических данных для оценки состояния процесса и для выявления зависимости между несколькими массивами данных. На практике можно применить правило: если распределение изучаемой непрерывной случайной величины неизвестно, но абсолютная величина отклонения превышает утроенное среднее квадратическое отклонений лишь в 0,27% случаев или меньше, то есть основание предполагать, что изучаемая величина распределена нормально; в противном случае она распределена не нормально. Для большинства случаев анализ типа распределения массивов исходного и уточняющих факторов при прогнозировании объёмов потребления энергоресурсов показал соответствие их распределению Стьюдента. Но это соответствие является таковым, только при принятии некоторых приближений и допущений. Поэтому в целом использовать мат. аппараты, характерные только для некоторых типов распределений является неверным.

Более корректным с точки зрения методов обработки статистической информации является применение регрессий и авторегрессий. Наиболее распространенной моделью стационарных рядов являются авторегрессия. Авторегрессионная модель – модель временных рядов, в которой значения временного ряда в данный момент линейно зависят от предыдущих значений этого же ряда. Авторегрессионный процесс для объёмов потребляемых энергоресурсов определяется следующим образом:

$$P_t = c + \varphi_1 \cdot P_{t-1} + \dots + \varphi_i \cdot P_{t-i} + \dots + \varphi_p \cdot P_{t-p} + \varepsilon_t. \quad (1)$$

Другой распространенной моделью временного ряда является модель скользящего среднего. Чаще всего модель используется для моделирования случайных ошибок временных рядов электрических нагрузок. Модель временного ряда, скользящего среднего, определяется следующим видом:

$$P_t = \varepsilon_t - \Theta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} - \dots - \Theta_i \cdot \varepsilon_{t-i} - \dots - \Theta_p \cdot \varepsilon_{t-p}. \quad (2)$$

Зачастую модели авторегрессии и скользящего среднего объединяют и используют модель Бокса–Дженкинса (модель авторегрессии-проинтегрированного скользящего среднего). Данные модели – гомогенные нестационарные, которые можно привести к стационарным посредством последовательного дифференцирования наблюдений. Гомогенность модели заключается в том, что все члены временного ряда представляет собой энергетическую нагрузку. Модель авторегрессии-проинтегрированного скользящего среднего определяется по формуле:

$$P_t^d = c + \varphi_1 \cdot P_{t-1}^d + \dots + \varphi_i \cdot P_{t-i}^d + \dots + \varphi_p \cdot P_{t-p}^d + \varepsilon_t - \dots - \Theta_j \cdot \varepsilon_{t-1} - \dots - \Theta_j \cdot \varepsilon_{t-j} - \dots - \Theta_q \cdot \varepsilon_{t-q}. \quad (3)$$

Используя данный математический аппарат проанализирована корреляция суточного потребления электрической энергии и среднесуточной температуры воздуха для Смоленской энергосистемы за 2015 год [19]. Результатом расчёта является функция:

$$P = -6E-13 \cdot x^6 + 8E-10 \cdot x^5 - 3E-07 \cdot x^4 + 6E-05 \cdot x^3 - 0,0036 \cdot x^2 + 0,1421 \cdot x - 4,9049. \quad (4)$$

Квадрат среднего отклонения R^2 составляет 0,8186, что является хорошим показателем для однофакторной корреляции. Можно сделать вывод о том, что фактор «среднесуточная температура воздуха» является значимым фактором при расчёте суточного потребления электрической энергии для Смоленской энергосистемы.

Аналогичные расчёты для ГБУ "Спортивная школа олимпийского резерва № 42" Москомспорта позволили достичь точности 94,36%. При расчёте использовался анализ пяти факторов: среднемесячная температура воздуха (x_1); относительная среднемесячная влажность воздуха (x_2); объёмы потребления электроэнергии (x_3); объёмы потребления ГВС

(x4); объёмы потребления ХВС (x5). Результатом расчёта является прогнозная функция теплопотребления:

$$Q=9.546679-0.44173 \cdot x_1+0.003019 \cdot x_2+ \\ +0.00008 \cdot x_3+0.136238 \cdot x_4-0.1384 \cdot x_5 \quad (5)$$

Можно сделать вывод о том, что фактор «объёмы потребления электроэнергии» является незначимым фактором, а факторы «среднемесячная температура воздуха» и «объёмы потребления ГВС» - наиболее значимыми.

Другим примером может служить вагоноремонтный завод, для которого осуществлялось составление прогнозных функций для объёмов потребления электрической энергии. Исходные факторы: ежегодный объём производства железнодорожных вагонов (x1); ежегодные объёмы потребления природного газа (x2); ежегодные объёмы потребления мазута (x3); ежегодные объёмы потребления питьевой воды (x4); ежегодные объёмы потребления технической воды (x5); среднегодовая температура воздуха (x6); относительная среднегодовая влажность воздуха (x7).

$$P = 4168.03 + 27.55984 \cdot X_1 + 2.156796 \cdot X_2 - \\ - 1.1903 \cdot X_3 - 5.55881 \cdot X_5 \quad (6)$$

Различия фактических и прогнозных значений составили 0%. Анализ показал, что факторы «ежегодные объёмы потребления питьевой воды», «среднегодовая температура воздуха», «относительная среднегодовая влажность воздуха» являются незначимыми факторами, а факторы «ежегодный объём производства железнодорожных вагонов» и «ежегодные объёмы потребления технической воды» - наиболее значимыми.

4. Исследование применимости нейронных сетей

Ещё одним способом составления прогнозных моделей является использование интеллектуальных методов. Наибольшее применение для оперативного и кратко- срочного прогнозирования электрических нагрузок получили искусственные нейронные сети. Под искусственной нейронной сетью понимается совокупность нейронных элементов и связей между ними. ИНС состоит из формальных нейронов, выполняющих нелинейное преобразование произведений входных сигналов на коэффициенты веса, просуммированных по всем сигналам. Для использования искусственных нейронных сетей их необходимо обучить, кроме самообучающихся моделей. Обучение искусственной нейронной сети – это процесс, в котором параметры нейронной сети настраиваются посредством моделирования среды, в которую эта сеть встроена. Существует большое количество алгоритмов обучения сети и их модификаций. Наиболее распространён алгоритм обратного распространения ошибки, в котором минимизируется среднеквадратичная ошибка с использованием метода градиентного спуска для весовых коэффициентов и порогов нейронной сети.

Недостаток модели состоит в том, что она работает как «чёрный ящик» и не позволяет интерпретировать результаты прогнозирования в понятной эксперту форме, что делает невозможным анализ полученных зависимостей. Устранение данного недостатка привело к созданию нечетких нейронных сетей. Применение теории нечетких множеств для прогнозирования электрических нагрузок стало активно развиваться с начала 90-х годов за рубежом. Сначала это были экспертные системы с использованием нечетких множеств, так называемые Fuzzy Expert Systems. Последующее развитие привело к появлению гибридных систем (экспертная система и нейронная сеть) и нейронные сети с нечеткой логикой – Fuzzy Neural Networks (FNN). Модель нечеткой нейронной сети для оперативного прогнозирования электрических нагрузок представлена на рис. 1.

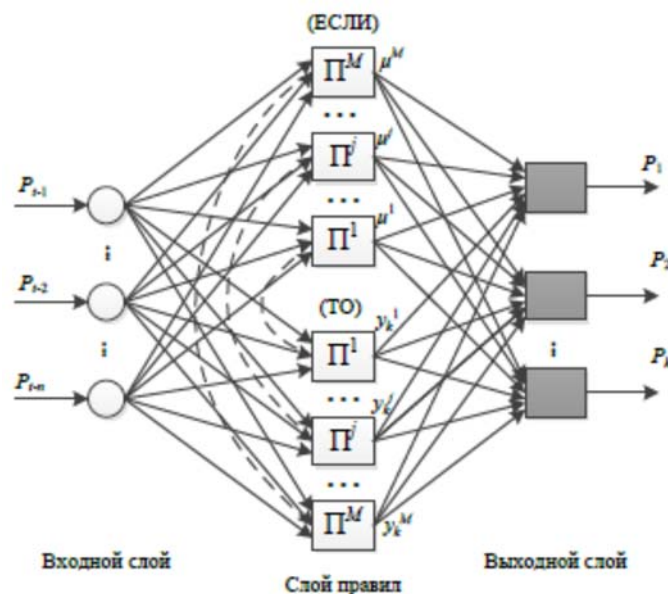


Рис. 1. Модель нечеткой нейронной сети

Сеть состоит из трех слоев: входного, скрытого (слоя правил вида «ЕСЛИ – ТО») и выходного слоя. Нейроны, изображенные в виде кругов, представляют собой один узел, а нейроны в виде квадратов имеет в своем составе большое количество узлов. Входными параметрами являются почасовые значения электрической нагрузки P_i ($i = 1, \dots, 48$) для суток, предшествующих прогнозируемому (24 значения), и для суток недельной давности (24 значения). Во втором слое значения нормируются, т.е. преобразуются в относительные единицы, находящиеся в пределах $[0,1]$. Каждая пара нейронов в скрытом слое составляет нечеткое правило. Выбрана следующая форма правил, в которой нечеткие множества включаются только во вступительную часть правил.

Таблица 1. Ошибка прогнозирования, полученная при использовании различных видов нейронной сети [19]

Глубина прогноза, ч	Ошибка прогнозирования, %	
	искусственная нейронная сеть	нечеткая нейронная сеть
24 (1 день)	4,70	2,36
168 (7 дней)	4,47	4,70
744 (31 день)	2,73	2,56

Примером применения данной модели может являться прогноз электрической нагрузки за февраль 2016 года в г. Смоленске. Результаты вычисления ошибки прогнозирования приведены в табл. 1. Результаты данного моделирования не могут быть универсальными для всех энергосистем. Вместе с тем, необходимо отметить, что средняя ошибка для случая использования нечеткой нейронной сети составляет 3.2%, что почти в 2 раза меньше, чем наилучший показатель для случая использования многофакторного регрессионного анализа.

6. Заключение

В работе рассмотрены некоторые способы составления прогнозных функций энергопотребления методами описательной статистики. Используемый аппарат многофакторного регрессионного анализа имеет неоспоримое преимущество относительной простоты использования. При соблюдении условия достаточности исходных данных погрешность расчёта, как правило, не ниже 5,5%. При небольшой недостаточности либо

некорректности исходных данных погрешность резко увеличивается и может находиться в диапазоне 7-12%, что является недостатком способа.

К преимуществу использование нечетких нейронных сетей относится достижение существенно меньшей погрешности – не выше 4,7% при средней погрешности 3.2%. К недостаткам относится невозможность работы без специализированного программного обеспечения и навыков по работе с ним.

Дальнейшим направлением развития методов составления прогнозных функций энергопотребления наиболее целесообразным является создание специализированных приложений, объединяющих удобства статистических методов и точность нейронных сетей.

Список обозначений

ЭСМ — сокращенное наименование энергосберегающие мероприятия;

P_t — объёмы потребления энергоресурсов;

c — постоянная ряда;

φ_i — коэффициенты авторегрессии;

ε_t — белый шум;

Θ_i — параметр скользящего среднего

$P_t^d = \Delta^d P_t$ — объём энергопотребления;

Δ — оператор взятия разности;

Θ_j — параметр скользящего среднего;

Индексы:

p — лаг времени;

q — временной лаг;

t — временная шкала.

Список литературы

1. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"
2. Методика расчёта значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях. Утверждена приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 07 июня 2010 г. № 273.
3. Постановление Правительства РФ от 01 июня 2010 г. № 391 «О порядке создания государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и условий для ее функционирования»
4. Приказ Минэнерго России 24 октября 2011 № 591 «О порядке определения объемов снижения потребляемых государственным (муниципальным) учреждением ресурсов в сопоставимых условиях»
5. Постановление Правительства Москвы от 14 сентября 2011 года № 429-ПП. Государственная программа города Москвы «Энергосбережение в городе Москве» на 2011, 2012-2016 гг. и на перспективу до 2020 года
6. Распоряжение Правительства Москвы от 03 июня 2012 года № 342-РП «О требованиях к вводу в промышленную эксплуатацию информационных систем, создаваемых в городе Москве»
7. Приказ Минэнерго России от 30 июня 2014 № 399 «Об утверждении методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях»
8. Приказ Минэнерго России от 30 июня 2014 г. №401 «Об утверждении Порядка предоставления информации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности»
9. Методика отнесения объектов и технологий к энергоэффективным, Утверждена Приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, 2014 г.
10. Методика определения расчетно-измерительным способом объема потребления энергетического ресурса в натуральном выражении для реализации мероприятий, направленных на

энергосбережение и повышение энергетической эффективности, Утверждена приказом Минэнерго России, 2015 г.

11. Постановление Правительства Москвы от 13 мая 2015 г. № 260-ПП «Об информационной системе энергосбережения на объектах города Москвы»
12. ГОСТ Р ИСО/ТО 10017-2005 «Статистические методы. Руководство по применению в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9001. ISO/TR 17:2003 Guidance on statistical techniques for ISO 9001:2000», Москва, 2003.
13. ГОСТ 51814.3-2001 «Методы статистического управления процессами в автомобилестроении»
14. ГОСТ Р 50779.42-99 «Статистические методы. Контрольные карты Шухарта», дата актуализации: 01.01.2018, заменивший ГОСТ Р 50779.42-99 (ИСО 8258-91) «Статистические методы. Контрольные карты Шухарта»
15. СТО 001-2014 «Измерения и верификация энергетической эффективности», 2014.
16. ГОСТ Р 56743-2015 «Измерение и верификация энергетической эффективности. Общие положения по определению экономии энергетических ресурсов»
17. ГОСТ Р 51380-99 «Энергосбережение. Методы подтверждения соответствия показателей энергетической эффективности энергопотребляющей продукции их нормативным значениям»
18. СО 153-34.20.118-2003 «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем»
19. Луферов Ю.С. Способ и программные средства прогнозирования электрических нагрузок на основе нечетких временных рядов: магистерская диссертация / научн. руков. Борисов В.В. Смоленск: ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске

References

1. Federal Law of November 23, 2009 N 261-FZ "On Energy Saving and on Improving Energy Efficiency and on Amending Certain Legislative Acts of the Russian Federation"
2. Methodology for calculating the values of targets in the field of energy conservation and improving energy efficiency, including in comparable conditions. Approved by Order of the Ministry of Regional Development of the Russian Federation of June 7, 2010 No. 273.
3. Resolution of the Government of the Russian Federation of June 1, 2010 No. 391 "On the procedure for creating a state information system in the field of energy conservation and increasing energy efficiency and conditions for its operation"
4. Order of the Ministry of Energy of Russia on October 24, 2011 No. 591 "On the procedure for determining the amount of reduction in the resources consumed by the state (municipal) agency in comparable conditions"
5. Resolution of the Government of Moscow from September 14, 2011 No. 429-PP. The State Program of the City of Moscow "Energy Saving in Moscow" for 2011, 2012-2016. and for the future until 2020
6. Order of the Government of Moscow dated 03 June 2012 No. 342-RP "On the requirements for the commissioning of industrial information systems created in the city of Moscow"
7. Order of the Ministry of Energy of Russia of June 30, 2014 No. 399 "On approval of the methodology for calculating the values of targets in the field of energy conservation and improving energy efficiency, including in comparable conditions"
8. Order of the Ministry of Energy of Russia of June 30, 2014 No. 401 "On Approval of the Procedure for Providing Information on Energy Saving and on Improving Energy Efficiency"
9. The method of assigning objects and technologies to energy efficient, Approved by the Order of the Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation, 2014.
10. Methodology for determining the volume of consumption of energy resources in physical terms for implementation of measures aimed at energy saving and improving energy efficiency by the calculation and measuring method Approved by Order of the Ministry of Energy of Russia, 2015.
11. Resolution of the Government of Moscow of May 13, 2015 No. 260-PP "On the information system of energy conservation at Moscow sites"
12. GOST R ISO / TO 10017-2005 "Statistical methods. Guidance on the application in accordance with ISO 9001: 2000. ISO / TR 17: 2003 Guidance on statistical techniques for ISO 9001: 2000, Moscow, 2003.
13. GOST 51814.3-2001 "Methods of statistical management of processes in the automotive industry"
14. GOST R 50779.42-99 "Statistical methods. Control cards Shuharta ", date of update: 01/01/2018, replacing GOST R 50779.42-99 (ISO 8258-91)" Statistical methods. Shewhart control cards»
15. СТО 001-2014 "Measurements and verification of energy efficiency", 2014.

-
16. GOST R 56743-2015 "Measurement and verification of energy efficiency. General provisions for the determination of energy resource savings "
 17. GOST R 51380-99 "Energy saving. Methods for confirming the compliance of energy efficiency indicators of energy-consuming products with their normative values "
 18. CO 153-34.20.118-2003 "Methodological recommendations on the design of energy systems"
 19. Luferov Yu.S. The method and software of the forecasting of electrical loads on the basis of odd time series: master's thesis / scientific. hands. Borisov V.V.Smolensk: FGBOU IN "NIU" MEI "in the city of Smolensk

МЕТАЛЛОГИДРИДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ METAL HYDRIDE TECHNOLOGIES FOR RENEWABLE ENERGY

Блинов Д.В., Борзенко В.И., Дуников Д.О.

Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН), Москва,
Россия

Blinov Dmitry, Borzenko Vasily, Dunikov Dmitry

Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences (JIHT RAS) (Moscow, Russia)

D.V.Blinov.JIHTRAS@yandex.ru

Применение металлгидридного способа проточной очистки водорода показывает высокие показатели извлечения водорода для последующей аккумуляции и использования в топливных элементах. Метод позволяет достигать коэффициента извлечения водорода свыше 80% при давлениях подачи смеси менее 1 МПа

Hydrogen purification by metal hydride flow-through method is efficient to extraction of hydrogen from mixtures with other gases. It is possible to achieve hydrogen recovery higher than 80% at inlet pressure of mixture lower than 1 MPa.

Ключевые слова: водород, биоводород, металлгидрид, очистка

Keywords: hydrogen, biohydrogen, metal hydride, purification

Введение

Наличие постоянного и качественного тепло- и энергоснабжения является необходимым условием для улучшения качества жизни населения нашей страны. Проблема обеспечения автономных потребителей электроэнергией и теплом очень актуальна для Российской Федерации (РФ). В большей части районов страны наблюдается дефицит энергии и существует необходимость в завозе топлива и поставке энергии [1]. На регионы с нецентрализованным энергоснабжением приходится около 70% территории, где проживает порядка 20 млн. человек и находится до 15% основных производственных фондов государства. Использование дорогого привозного ископаемого топлива в энергоустановках на двигателях внутреннего сгорания отличается низкой эффективностью и наносит существенный вред окружающей среде. Решением обозначенной проблемы может стать использование доступных на местах ВИЭ [2, 3].

Долгосрочная энергетическая стратегия РФ предусматривает развитие новых энергетических технологий, использующих ВИЭ, а также биоэнергетические технологии [4]. Характерной чертой ВИЭ является ярко выраженная временная неоднородность генерации, что приводит к необходимости использования систем аккумуляции энергии [1-3, 5]. Применение аккумуляции энергии в водороде с последующим получением электроэнергии в топливных элементах позволяет избежать потерь энергии в результате саморазряда и существенно повысить экологическую безопасность по сравнению с химическими аккумуляторными батареями и дизель-генераторами, используемыми для этой цели в настоящее время [5]. Помимо хорошо освоенных методов получения водорода из электроэнергии ВИЭ (солнце, ветер), перспективным является получения водорода из биологических источников [6-10]. Несомненным преимуществом биологических методов производства водорода является возможность использования органических отходов (пищевые отходы, продукты переработки зерновых культур, отходы животноводства) при максимальной экологической безопасности, так как биопроцессы катализируются микроорганизмами в водной среде при температуре и давлении окружающей среды. Водород из биологических источников является универсальным энергоносителем с потенциалом широкого использования, в том числе и для децентрализованного получения энергии в регионах, где доступна биомасса или отходы [6-11].

Разработка и создание водородных энергоустановок также сталкивается с проблемой обеспечения безопасного и эффективного хранения, а также в некоторых случаях, и очистки

водорода. Так, например водородсодержащий газ, генерируемый в биологических системах содержит большое количество CO_2 и общее содержание водорода в производимом газе не превышает 50%, а на практике составляет 20..40% [12, 13]. Низкое содержание водорода в биогазе и небольшая производительность по водороду, необходимость поддержания температуры биореактора выше температуры окружающей среды (что может сместить энергобаланс системы в отрицательную сторону), низкое парциальное давление получаемого водорода, связанного с протеканием процесса при атмосферном давлении [14-17] ограничивают использование биоводорода напрямую в наиболее перспективных на данный момент твердополимерных топливных элементах (ТПТЭ). Наряду с перечисленными ограничениями присутствие CO_2 в водороде вызывает существенное падение напряжения на ТЭ особенно при высоких плотностях тока [18, 19].

Перспективной технологией для комплексного решения проблем аккумулирования, очистки и повышения давления водорода перед использованием в ТЭ является металлгидридная технология хранения, позволяющая хранить значительные количества водорода (высокая объемная плотность хранения) с высокой безопасностью, т.к. водород хранится в твердофазном связанном состоянии. Способность избирательного поглощения водорода позволяет использовать их также для высокоэффективной очистки водорода [20].

Для стационарных автономных систем энергообеспечения компактность устройств, простота эксплуатации и безопасность часто имеют более важное значение, чем их вес. Поэтому металлгидридные системы очистки и хранения водорода на основе низкотемпературных гидридов весьма перспективны для создания систем аккумулирования энергии для стационарных энергоустановок, в том числе на основе ВИЭ. В связи с большим тепловым эффектом сорбции-десорбции металлгидридный аккумулятор водорода является одновременно и аккумулятором тепловой энергии, что позволяет наиболее рационально организовать систему обеспечения потребителей теплом, утилизации тепловых потерь и аккумулирования тепловой энергии. Это может оказаться дополнительным преимуществом таких систем для условий России [6].

Экспериментальная техника

В лаборатории водородных энергетических технологий разработана и создана экспериментальная энергоустановка H2bioPower использующая металлгидридную систему очистки и хранения водорода, полученного биологическим путем, для питания ТПТЭ (рис.1).

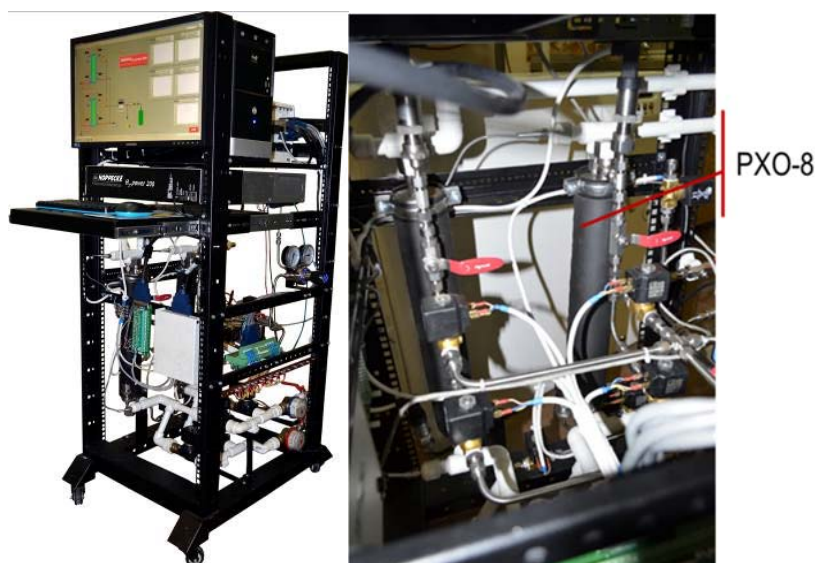


Рис. 1. Общий вид энергоустановки H2bioPower и металлгидридной системы

Установка позволяет выполнять следующие функции: 1) очистка биоводорода (смесь H_2/CO_2) с высокими значениями коэффициента извлечения (свыше 80%); 2) хранение очищенного водорода в твердофазном связанном состоянии; 3) питание водородом топливного элемента с твердополимерным электролитом по заданному графику; 4) обеспечивает возможность измерения основных эксплуатационных параметров: давления, расхода газа, температуры теплоносителя, энергетических параметров энергоустановки и управления запорно-регулирующей арматурой для проведения экспериментальных исследований.

В состав установки входят следующие основные узлы: Модельный источник биоводорода (имитация биореактора темновой ферментации); Металлогидридный блок очистки и хранения водорода (2 реактора РХО-8); Энергоустановка на базе топливных элементов (Норреске Е-200, мощность 200 Вт); Автоматизированная система сбора данных на базе NI PXI и ПК.

Металлогидридный блок очистки и хранения водорода представляет собой сборку из двух вертикально расположенных реакторов проточного типа РХО-8 (рис. 2).

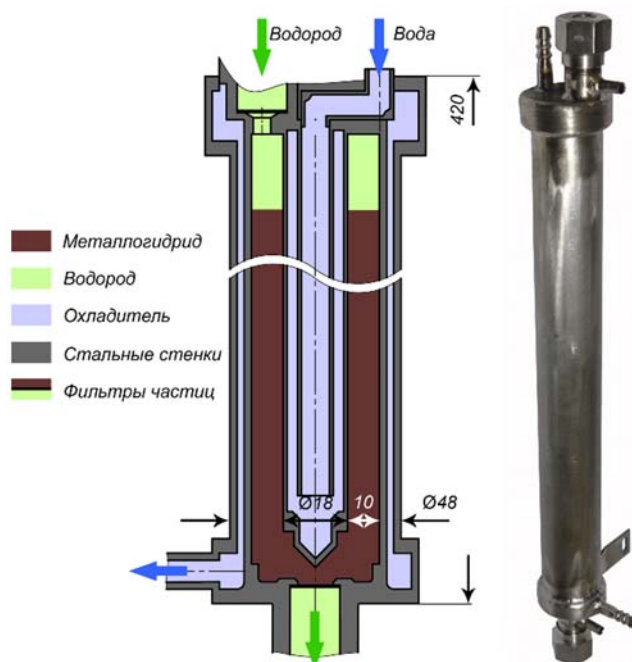


Рис. 2. Реактор проточного действия очистки РХО – 8.

Реактор РХО – 8 представляет собой вертикально расположенный цилиндр, выполненный из нержавеющей стали, внутри которого находится трубка Фильда, с наружной стороны предусмотрена внешняя «рубашка» для отвода/подвода тепла с помощью жидкого теплоносителя (вода) от/к засыпке водородпоглощающего сплава. Сплав измельченный до размера зерна ~ 10 мкм засыпан в кольцевой зазор между внешней «рубашкой» реактора и внутренней трубкой Фильда.

Использование двух реакторов позволяет обеспечить непрерывный поток очищенного водорода для питания ТЭ: один реактор обеспечивает очистку водорода, другой – питание чистым водородом ТЭ.

Результаты экспериментов

Экспериментальные исследования очистки модельной смеси (биоводород) с содержанием водорода до 50% об. проводились следующим образом: заранее приготовленная смесь (водород и углекислый газ) подается в верхний входной клапан реактора с постоянным расходом 10 норм.л/мин (вх.); фильтруется сквозь засыпку водородпоглощающего материала; и выбрасывается через выходной клапан (вых.) с ограничением по расходу 1,5

норм.л/мин (вых. < вх.). В теплообменник реактора подается холодный теплоноситель (вода, расход $g = 0,1$ л/сек, температура $T_{хол} = 21^{\circ}\text{C}$).

Расход газа на входе в реактор и выходе из реактора регистрируется регуляторами расхода компании Bronkhorst. Доля водорода, прошедшего через выходной клапан, регистрируется газоанализатором проточного типа АГ – 0012. Такая организация проведения эксперимента позволяет определить потери водорода в процессе очистки и интегральный коэффициент извлечения водорода (КИ). КИ водорода из модельной смеси $\text{H}_2 + \text{CO}_2$ (50/50%) представлен на рис.3 и определен как:

$$\eta_{\text{извл}} = \left(1 - \frac{V_{\text{H}_2}^{\text{потерь}}}{V_{\text{H}_2}^{\text{вх}}}\right),$$

где где $V^{\text{потерь}}$ и $V^{\text{вх}}$ – объемы водорода на выходе из реактора и на входе в реактор.

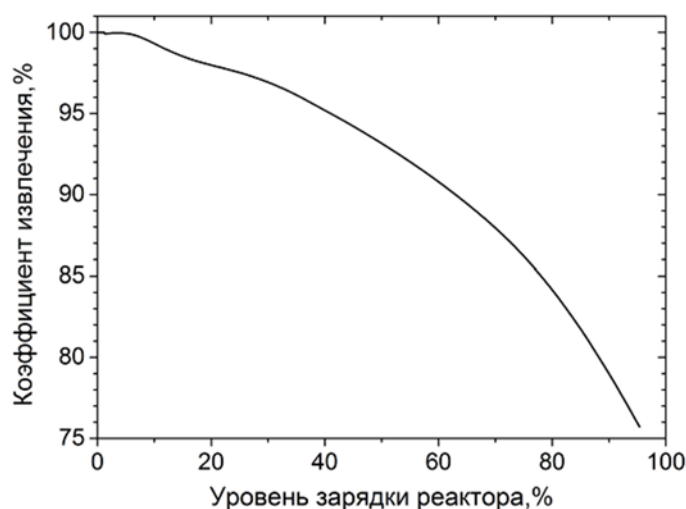


Рис. 3. КИ в зависимости от степени зарядки реактора

В результате получены высокие значения КИ свыше 80% при заполнении реактора до 80%. Учитывая невысокую производительность биореакторов темновой ферментации (до 5 норм.л/мин) при использовании в качестве субстратов органических отходов [21-24], реактор проточного действия очистки может показать высокую эффективность очистки водорода из получаемого биологического газа.

Весь очищенный (аккумулированный) водород был направлен в ТЭ для генерации энергии (рис. 4 и 5). Поддержание необходимого давления для бесперебойной работы ТПТЭ производилось путем периодического нагрева реактора (Рис. 6 и 7).

Заключение

Применение металлгидридного способа проточной очистки водорода показывает высокие показатели извлечения водорода для последующей аккумуляции и использования в ТПТЭ. Помимо этого, аккумуляция энергии в водороде позволяет использовать минимально возможное давление газа в реакторе, тем самым получить предельную безопасность при эксплуатации устройства, а также избежать обязательной сертификации по безопасности и обучения личного персонала по работе с баллонами высокого давления.

Наличие незначительных примесей воды и серы при использовании реального биоводорода может привести к деградации или полной неработоспособности водородпоглощающего сплава. В данном случае необходима специальная предварительная обработка выходного газа из биореактора. Применение мембранной очистки водорода для защиты металлгидридного блока в сочетании с высокой селективностью металлгидридов могут улучшить общую характеристику системы очистки.

Благодарности

Государственного задания ОИВТ РАН на 2018 г. при частичной поддержке РФФИ (грант № 17-08-01592).

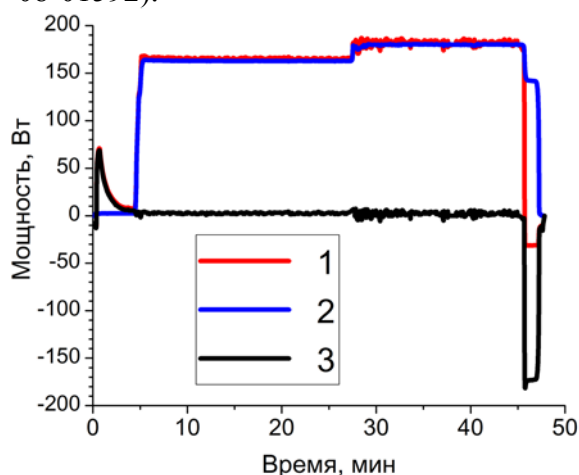


Рис. 4. Энергетические характеристики энергоустановки:

1 – мощность ТЭ, 2 – мощность на нагрузку, 3 – мощность от аккумулятора

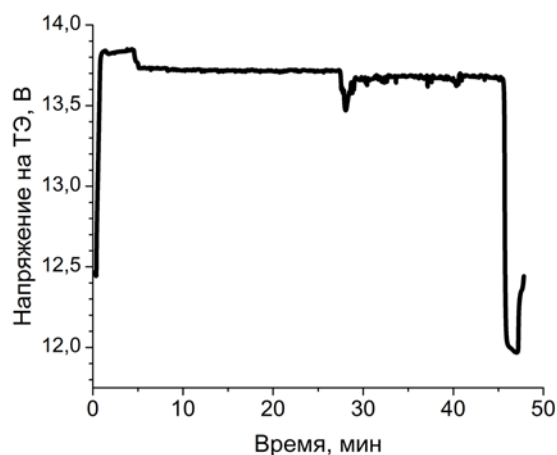


Рис. 5. Напряжение на ТЭ

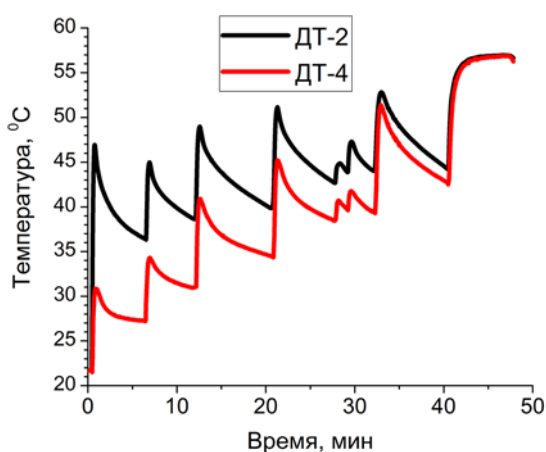


Рис. 6. Температура теплоносителя в реакторе РХО-8: ДТ2- на входе; ДТ4- на выходе

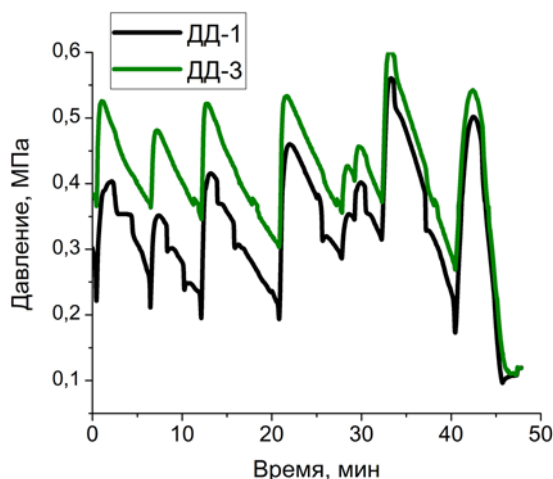


Рис. 7. Давление в проточном реакторе РХО-8: ДД1- на выходе; ДД3- на входе

Список литературы

1. Фортов В. Е., Попель О. С. Возобновляемые источники энергии в мире и в России // Материалы Первого Международного форума "Возобновляемая энергетика. Пути повышения энергетической и экономической эффективности REENFOR2013" / под ред. Попеля О. С. – Москва: ОИВТ РАН, 2013. – С. 12-22.
2. Энергетика в современном мире. / Фортов В. Е., Попель О. С. – Долгопрудный: Издательский дом "Интеллект", 2011. – 168 с.
3. Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы: учебное пособие. / да Роза А. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 704 с.
4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. №1715-р // СЗ РФ. 2009. № 48 Ст. 5836.
5. Малышенко С. П., Борзенко В. И., Дуников Д. О., Назарова О. В. Металлогидридные технологии водородного аккумулирования энергии для автономных систем энергообеспечения на основе возобновляемых источников энергии // Теплоэнергетика. – 2012. № 6. – С. 50-60.

6. Wei J., Liu Z.-T., Zhang X. Biohydrogen production from starch wastewater and application in fuel cell // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2010. – T. 35, № 7. – C. 2949-2952.
7. Chader S., Mahmah B., Chetehouna K., Amrouche F., Abdeladim K. Biohydrogen production using green microalgae as an approach to operate a small proton exchange membrane fuel cell // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2011. – T. 36, № 6. – C. 4089-4093.
8. Chu C.-Y., Wu S.-Y., Hsieh P.-C., Lin C.-Y. Biohydrogen production from immobilized cells and suspended sludge systems with condensed molasses fermentation solubles // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2011. – T. 36, № 21. – C. 14078-14085.
9. Keskin T., Abo-Hashesh M., Hallenbeck P. C. Photofermentative hydrogen production from wastes // *Bioresource Technology*. – 2011. – T. 102, № 18. – C. 8557-8568.
10. Roy S., Kumar K., Ghosh S., Das D. Thermophilic biohydrogen production using pre-treated algal biomass as substrate // *Biomass and Bioenergy*. – 2014. – T. 61, № 0. – C. 157-166.
11. Balat M., Balat M. Political, economic and environmental impacts of biomass-based hydrogen // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2009. – T. 34, № 9. – C. 3589-3603.
12. Lin C.-Y., Wu S.-Y., Lin P.-J., Chang J.-S., Hung C.-H., Lee K.-S., Lay C.-H., Chu C.-Y., Cheng C.-H., Chang A. C., Wu J.-H., Chang F.-Y., Yang L.-H., Lee C.-W., Lin Y.-C. A pilot-scale high-rate biohydrogen production system with mixed microflora // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2011. – T. 36, № 14. – C. 8758-8764.
13. Show K. Y., Lee D. J., Tay J. H., Lin C. Y., Chang J. S. Biohydrogen production: Current perspectives and the way forward // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2012. – T. 37, № 20. – C. 15616-15631.
14. Sandrock G. A panoramic overview of hydrogen storage alloys from a gas reaction point of view // *Journal of Alloys and Compounds*. – 1999. – T. 293-295. – C. 877-888.
15. Elsharnouby O., Hafez H., Nakhla G., El Naggar M. H. A critical literature review on biohydrogen production by pure cultures // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2013. – T. 38, № 12. – C. 4945-4966.
16. Lin C.-Y., Lay C.-H., Sen B., Chu C.-Y., Kumar G., Chen C.-C., Chang J.-S. Fermentative hydrogen production from wastewaters: A review and prognosis // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2012. – T. 37, № 20. – C. 15632-15642.
17. Lo Y.-C., Chen C.-Y., Lee C.-M., Chang J.-S. Sequential dark–photo fermentation and autotrophic microalgal growth for high-yield and CO₂-free biohydrogen production // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2010. – T. 35, № 20. – C. 10944-10953.
18. Dhathathreyan K. S., Rajalakshmi N. *Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell // Recent Trends in Fuel Cell Science and Technology / Basu S.* – New York, NY: Springer New York, 2007. – C. 40-115.
19. Nachiappan N., Kalaignan G. P., Sasikumar G. Effect of nitrogen and carbon dioxide as fuel impurities on PEM fuel cell performances // *Ionics*. – 2013. – T. 19, № 2. – C. 351-354.
20. Блинов Д.В., Борзенко В.И., Дуников Д.О. Применение металлгидридных технологий хранения и очистки водорода в энергоустановках на основе твердополимерных топливных элементов // *Book Применение металлгидридных технологий хранения и очистки водорода в энергоустановках на основе твердополимерных топливных элементов / Editor Москва: ОИВТ РАН 2016.* – C. 162-168.
21. Lin C.-Y., Lay C.-H., Sen B., Chu C.-Y., Kumar G., Chen C.-C., Chang J.-S. Fermentative hydrogen production from wastewaters: A review and prognosis // *International Journal of Hydrogen Energy* 10.1016/j.ijhydene.2012.02.072 № 0.
22. Show K. Y., Lee D. J., Tay J. H., Lin C. Y., Chang J. S. Biohydrogen production: Current perspectives and the way forward // *International Journal of Hydrogen Energy* 10.1016/j.ijhydene.2012.04.109 № 0.
23. Das D., Veziroglu T. N. Hydrogen production by biological processes: a survey of literature // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2001. – T. 26, № 1. – C. 13-28.
24. Ren N., Li J., Li B., Wang Y., Liu S. Biohydrogen production from molasses by anaerobic fermentation with a pilot-scale bioreactor system // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2006. – T. 31, № 15. – C. 2147-2157.

**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И АВТОНОМНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ЖИЗНЕОБЕСПЕЧЕНИЯ КАК ФАКТОР ПОСТУРБАНИСТИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ
ТЕРРИТОРИИ**

**RENEWABLE ENERGY SOURCES AND AUTONOMOUS LIFE-SUPPORT
TECHNOLOGIES AS A FACTOR OF THE POST-URBAN TERRITORY
DEVELOPMENT**

Ермишина А.В., Клименко Л.В., Дончевский Г.Н.

Южный федеральный университет, Ростов-на-Дону, Российская Федерация

Ermishina A., Klimenko L., Donchevsky G.

Southern Federal University, Rostov-on-Don, Russian Federation

avermishina@sfedu.ru

Статья посвящена концептуальной проработке и эмпирической верификации гипотезы о существовании и развитии в российском обществе новых негородских форм жизнедеятельности, которые формируются на базе индустриально-городского уклада, но пытаются преодолеть ограничения урбанизма. В отличие от традиционного сельского жизнеустройства эти формы были названы постурбанистическими.

В течение 2015-2016 гг. коллектив экономистов, историков и социологов исследовал постурбанистические процессы, проводил глубинные интервью с постурбанистами и реализовывал невключенные наблюдения в поселениях постурбанистического типа (родовые поместья, экопоселения, поселения- социальные проекты) в Краснодарском крае, Ростовской, Калужской, Нижегородской, Тверской, Московской областях, Ханты-Мансийском автономном округе, Адыгее, Мордовии в России, Винницкой области в Украине.

Авторы разделяют представителей постурбанизма на «дауншифтеров», применяющих для обеспечения своей жизнедеятельности преимущественно доиндустриальные технологии жизнеустройства, и «апшифтеров», стремящихся расширить использование в своей жизнедеятельности тех современных прогрессивных технологий, с которыми они имели дело в городе, либо даже перейти на новый, более высокий технологический уровень.

Материалы проведенного эмпирического исследования показали, что важное место в моделях социально-экономической активности постурбанистов занимают новейшие технологические решения и современные автономные экологичные технологии жилищного жизнеобеспечения. В настоящее время уровень развития возобновляемых источников энергии и автономных технологий бытового жизнеобеспечения жилища достаточен для развития удаленных от города поселений. При этом само развитие постурбанистических тенденций создает активный спрос на эти технологии. В то же время инфраструктурная неубстроенность неурбанизированных территорий служит существенным барьером постурбанизации. С целью повышения качества жизнеобеспечения населения неурбанизированных территорий необходима системная государственная экономическая политика по поддержке развития возобновляемых источников энергии и других автономных экологичных технологий жилищного жизнеобеспечения.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского гуманитарного научного фонда (РГНФ), проект №15-02-00444/15.

The article is devoted to the conceptual elaboration and empirical verification of the hypothesis about the existence and development in the Russian society of new non-urban life styles that are formed based on the industrial-urban life styles but trying to overcome the limitations of urbanism. In contrast to the traditional rural life, these life styles forms are called as "post-urban life styles".

During the period 2015-2016 economists, historians and sociologists examined post-urban processes, conducted in-depth interviews with post-urban persons and implemented unincorporated observation in post-urban settlements (ecovillages, social project settlements) in Krasnodar, Rostov, Kaluga, Nizhny Novgorod, Tver and Moscow regions, Khanty-Mansiysky Autonomous District, Adygea, Mordovia in Russia, Vinnytsia region in Ukraine.

The authors divide the post-urban representatives to "down-shifters" and "up-shifters". Down-shifters use mostly preindustrial living arrangement technology for their life styles. Up-shifters are seeking to expand the use of the ability to live the modern progressive technologies with which they were dealing in, or even move to a new, higher technological level.

The results of empirical research show that the most important in the models of social and economic activity of the post-urban persons are the latest technological solutions and modern autonomous ecological technologies of housing life

support. Currently, the level of development of renewable energy sources and autonomous technologies of household life support is sufficient for the development of settlements remote from the city. At the same time, the very development of the post-urban tendencies creates an active demand for these technologies. However, the infrastructure of the non-urbanized territories serves as a significant barrier to post-urbanization. In order to improve the quality of life support for the population of non-urbanized territories, a systematic state economic policy is needed to support the development of renewable energy sources and other autonomous environmentally sound technologies for housing life support.

The study was performed with financial assistance of the Russian Humanitarian Science Foundation (RHSF) (project No. 15-02-00444/15).

Ключевые слова: постурбанизация, урбанизация, рурализация, градо-сельская миграция, апшифтинг, глубинные интервью, экопоселения, Россия

Keywords: post-urbanization, urbanization, ruralization, urban-rural migration, upshifting, in-depth interviews, ecovillages, Russia

Постановка проблемы и основные гипотезы

Достигнутый уровень урбанизации (городское население планеты превысило 50% от всего числа жителей Земли), сопровождаемый быстрым нарастанием проблем жизнедеятельности в крупных и сверхкрупных городских агломерациях, явления деградации неурбанизированной «периферии» актуализируют вопрос о новых, **постурбанистических** моделях жизнеустройства.

Поиск постурбанистических форм жизнедеятельности связан с двумя моделями поведения домохозяйств: с одной стороны, это отказ от карьеры в городе, а с другой – миграция из города. Согласно исследованиям, проведенным в начале XXI в. Институтом Австралии, 23 процента австралийцев в возрасте от 30 до 59 лет сознательно пошли на понижение своего карьерного статуса и, соответственно, материального уровня жизни. Опрос, проведенный в США в 1990-е годы, показал, что 19% респондентов за последние пять лет осуществили долговременное изменение в их жизни, что привело к снижению их заработка. По данным опросов, проведенных в начале 2000-х годов, не менее 25% британцев в возрасте от 30 до 59 лет стали дауншифтерами в последние 10 лет [11]. «Синдромом отложенного счастья»- так обозначил причину, толкающую людей на такое действие, Клив Гамильтон [12]. По оценкам экспертов, около 5-7% жителей российских мегаполисов хотят уехать в деревню [3]. Массовую миграцию из города в село сдерживают только два фактора: 1) отсутствие в селе доступной и качественной медицинской помощи; 2) отсутствие в селе досуга в зимнее время. Даже такой фактор, как работа, оказывается вторичным [8, с. 67]

Результаты ряда исследований с определенной долей уверенности позволяют утверждать, что на фундаменте урбанизированного типа жизнеустройства уже возникли и множатся новые негородские формы организации жизни и деятельности сообществ людей, таковыми являются, с одной стороны, новые типы поселений (экопоселения, поселения творческого типа или поселения - социальные проекты (воспитание детей-сирот, детей-инвалидов и т.п.), с другой стороны, возникновение различных форм постурбанизма как в рамках городской среды, так и вне ее [5; 6; 9]. Представителей новых негородских форм жизнеустройства можно разделить на **дауншифтеров** и **апшифтеров**, отличающихся, соответственно, ориентацией на социальный побег или же на преобразование связей с городом, на отказ от достижений цивилизации или же на продуктивное использование современных технологий [4].

Формирование новых форм постурбанистического жизнеустройства сопровождается также реорганизацией сферы традиционных технологий жилищного жизнеобеспечения, в которую внедряются современные технологические решения с целью обеспечения экологичности и автономии.

Необходимо отметить, что большим преимуществом города со времени появления первых исторических городов было развитие технологий жилищного жизнеобеспечения, которые, однако, в большей своей части носили коллективный характер. Коллективное потребление, строительство и обслуживание объектов энерго- и водоснабжения было экономически оправдано. Не случайно отрасли жилищного жизнеобеспечения и производимые ими услуги

получили название общих, общественных, коммунальных не только в русском языке (жилищно-коммунальные услуги), но и в других языках (public utility services, les services publics). И, действительно, экономия от масштаба, ведущая к сокращению удельных затрат на производство жизнеобеспечивающих благ, позволила обеспечить физическую и ценовую доступность услуг, существенно повышая комфортность жилища. Доступность современных услуг жилищного жизнеобеспечения позволила существенно повысить качество жизни прежде всего городского населения, которое в крупных городах практически на 100% обеспечено централизованными услугами энерго- и водоснабжения.

В то же время сельская местность, например, в России до сих пор не обеспечена доступными услугами жизнеобеспечения, что существенно сокращает комфортность проживания. Вместе с тем, комфорт городского жилища до сих пор является значимым фактором привлекательности урбанизированного образа жизни. Не случайно по просторам интернета бродит поговорка неизвестного автора:

*“Мне надоел бездушный шумный город,
Мне давит грудь тройной стеклопакет,
Уехать бы с палаткой на природу,
Но только ванна чтоб была и интернет”.*
(<https://vk.com/womanpage>)

XX век принес новые технологии, которые существенно изменили не только производство благ, но и их потребление. Причем новые технологии имели стойкую тенденцию все больше обеспечивать индивидуализацию потребления. Наиболее революционным событием в истории потребления стал переход от коллективной телефонной связи к индивидуальной. Благодаря технологиям сотовой связи телефонный номер перестал быть принадлежностью места (дома, квартиры или офиса), а стал атрибутом личности - его владельца. Новые технологии разрушили инфраструктурную монополию телефонного кабеля и очень быстро стали доступными и массовыми.

Мечта горожанина о полной независимости и индивидуализации потребления распространялась и на блага жилищного жизнеобеспечения. В России это стремление является особенно острым в связи с низким качеством и постоянным ростом стоимости жилищно-коммунальных услуг.

По мнению экспертов, сегодня практически все блага жизнеобеспечения возможно производить с помощью автономных технологий, для реализации которых не требуется материальной сетевой инфраструктуры. Эти технологии разнообразны, отличаются производительностью, стоимостью, надежностью и качеством производимых услуг. Само появление и развитие постурбанистических форм жизнедеятельности вне городской инфраструктуры становится возможным вследствие появления доступных возобновляемых источников энергии и других автономных технологий жилищного жизнеобеспечения.

Эмпирическая проверка гипотез

Эмпирическое исследование использования технологий жилищного жизнеобеспечения представителями новых форм постурбанистического жизнеустройства (постурбанистами) было проведено в 2015 -2016 гг. в рамках проекта «Постурбанистические формы жизнеустройства в современной России: социоэкономический анализ». Основными методами сбора эмпирического материала выступили проведение глубинных полуструктурированных интервью [7; 10]. Ростовская область, Краснодарский край, Калужская область, Нижегородская область, Тверская область, Московская область, Ханты-Мансийский автономный округ, Адыгея, Мордовия в России, Винницкая область в Украине. Всего в исследовании приняло участие около 40 респондентов, часть из которых проживает в городе, часть - за городом. В частности, опрашивались жители поселений родовых поместий «Росток» (Ростовская область), «Милёнки» (Калужская область), экопоселения «Цица» (Краснодарский край), поселений родовых поместий «Агудария» (Краснодарский край), поселение родовых

поместий «Калиновець», экопоселения «Новый мир» (Адыгея), проекта «Переселение в поселение» (Тверская область), родового поместья «Миродолье» и экопоселения «Эколодж» (Московская область). Кроме того, в целевых тематических поселениях реализовывалось невключенное наблюдение¹.

Невключенные наблюдения и глубинные интервью с постурбанистами показали, что зависимость от городского комфорта и стремление обеспечить этот комфорт и в условиях негородского образа жизни отличают дауншифтеров от апшифтеров. *“Живя именно в том месте, где мы живем, (надо) обустроит свою жизнь таким образом, чтобы..., удобства повышать, чтобы родственники могли приезжать, более комфортно себя чувствовали, чтобы к нам гости приезжали”*. (Елизавета, 24 года, экопоселение “Цица”). Интересно, что экопоселение «Цица» было основано типичными дауншифтерами, которые предполагали уйти не только от городского образа жизни, но и от городских технологий. В первые годы формирования поселения они предъявляли строгие требования к новым поселенцам, включающие в том числе и неиспользование городских технологий. Однако сейчас и сами основатели используют блага цивилизации для обеспечения комфортности своего жилища.

Апшифтеры из числа жителей экопоселений, родовых поместий², а также из других сельских поселений уже внедряют или планируют в ближайшей перспективе освоить автономные технологии жизнеобеспечения современного типа.

Первая проблема, которую решают постурбанисты – обеспечение электроэнергией. И здесь обычным делом становится использование возобновляемых источников энергии и ее накопителей, прежде всего солнечных аккумуляторов. Потенциал этих технологий уже хорошо проверен мировой практикой: в 2014 году ветер, солнце, биомасса и вода обеспечили 26,2 процента всей произведенной в Германии электроэнергии, впервые обогнав по этому показателю традиционного для отрасли лидера - бурый уголь, на который пришлось 25,4 процента [1]. С помощью гидронасосов и тепловых коллекторов жилища экопоселенцев обеспечиваются горячей водой, которая также нагревается с помощью энергии солнца в солнечные дни. Совокупность технологий позволяют широко использовать бытовую технику: стиральные машины-автоматы, кухонные комбайны и т.п.

Для загородных постурбанистов важны не только соображения автономии, комфортности, экономности, но и идеи экологичности: *“У нас электроэнергия от солнечных батарей летом и от бензо-генератора зимой. Пластиковый мусор сжигается в печах, кострах или вывозится на свалки. По возможности стараемся не пользоваться одноразовыми вещами. Органический мусор компостируется, в том числе, с использованием эффективных микроорганизмов (ЭМ). (...) Коллективный проект поселения – микрогидроэлектростанция (ГЭС), то есть организация автономного электроснабжения. Есть возможность получения электроэнергии от движения воды в реке... но пока это проект, основанный на энтузиазме”*. (Веселин, 33 года, программист, экопоселение “Цица”). *“И еще мне понравилась автономная канализация «Топаз». С очисткой воды, которую можно использовать для полива. ... Круто иметь ветряк, солнечные батареи. Основная идея - независимость”*. (Лариса, 30 лет, производитель чая, пос. Александровка).

Некоторые жители поселений ведомы также идеями эстетичности в использовании автономных технологий жизнеобеспечения: *“Активно используем альтернативные источники энергии: солнечные батареи, «ветрячки». По нескольким причинам. Одна из них — это эстетический вид. Так как у нас планируется огромное количество деревьев, кустарников. Деревьев, прежде всего, высоких. Они дают намного больше тени. А столбы электропитания очень некрасивые. Так же от них идет излучение. У нас «этих столбов» не было. И мы решили идти этим путем... Ветряные насосы еще собираемся купить и ими качать воду. Может еще солнечный коллектор”*. (Владислав, 31 год, ландшафтный дизайнер, строитель, родовое поместье “Росток”).

В тоже время опрошенные апшифтеры, которые в настоящее время проживают в городе, также ориентированы на использование подобных технологий жизнеобеспечения. Многие из

городских постурбанистов хотели бы переехать жить за город и обустроить коммунальную инфраструктуру схожим образом: *“Я думал о ветряках и о солнечных батареях, сейчас я пытаюсь понять, что из этого эффективнее и лучше”* (Александр, 32 года, диджей, дизайнер, видеограф, г. Ростов-на-Дону); *“Сейчас интересные технологии использования солнечной энергии или энергии ветра. Еще можно, например, резервуары для воды автономные делать... Ведь у жизни за городом недостатки – это продолжение достоинств. Если что-то случится, коммунальные службы в последнюю очередь занимаются загородными поселениями”* (Влад, 29 лет, специалист в сфере IT, переводчик, Ростов-на-Дону).

В поселениях российских апшифтеров практически не встречаются дорогие по инвестициям, но дешевые и удобные в использовании технологии жизнеобеспечения. Например, в построенном латвийским миллионером в окрестностях г. Цесис «городе солнца» Аматциемсе все дома оснащены коммунальной канализацией, проложенной спецтехникой под корнями сосен и елей. Обогреваются дома в основном теплом от земли – в каждом доме имеется геотермальный тепловой насос со скважиной 90-100 м, преобразующий энергию земли в теплоэнергию. Этой теплоэнергии круглый год достаточно для обогрева дома и подогрева горячей воды. И только в холодные зимние дни жители прибегают к розжигу камина, которым оснащен каждый дом [2]. Возможно, в будущем такие технологии будут доступны и россиянам со средним уровнем доходов.

Выводы

Таким образом, в настоящее время уровень развития автономных технологий бытового жизнеобеспечения жилища достаточен для развития удаленных от города поселений. При этом само развитие постурбанистических тенденций создает активный спрос на возобновляемые источники энергии и другие автономные и экологичные системы жизнеобеспечения жилища. В то же время инфраструктурная необустроенность неурбанизированных территорий служит существенным барьером постурбанизации. С целью повышения качества жизнеобеспечения населения неурбанизированных территорий необходима системная государственная экономическая политика по поддержке развития возобновляемых источников энергии и других автономных экологичных технологий жилищного жизнеобеспечения.

Литература

1. Возобновляемая энергетика в Европе вырастает в грозного конкурента традиционным источникам (2015) / Эхо России. Общественно-политический журнал. 8 августа, 2015 <http://ehorussia.com/new/node/11303>
2. “Город солнца” латвийского миллионера Айварса Звирбулиса (2015) / ECONET. Включи сознание <http://econet.ru/articles/69384-gorod-solntsa-latviyskogo-millionera-ayvarsa-zvirbulisa> 05 июня 2015
3. До 7% жителей мегаполисов хотят уехать в деревню (2014) – Деревня-online.Ru <http://derevnyaonline.ru/smi/4375>
4. Дончевский Г.Н., Ермишина А.В., Клименко Л.В. (2015) Деятельностно-технологическая специфика апшифтинга как основной формы постурбанистического развития // Общество и экономика. 2015. № 8 – 9. С. 230-236
5. Задорин И.В., Мальцева Д.В., Хомякова А.П., Шубина Л.В. (2014) Альтернативные сельские поселения в России: стихийная внутренняя эмиграция или осознанный трансфер в будущее // Лабиринт. Журнал социально-гуманитарных исследований. №2.
6. Звягинцев В.И., Неуважаева М.А. (2015) Переселенцы из города в сельскую местность: феномен «обратной миграции» в современной России // Мир России. №1. Вып. 24.
7. Ильин В.И. (2006) Драматургия качественного полевого исследования. - СПб.: Интерсоцис.
8. Фигуровская Н.К. (2011) Город и деревня: диалектика сосуществования в экономическом пространстве // Альтернативы регионального развития. №2. С. 63 - 68
9. Циркон (2012). Экопоселение как форма внутренней эмиграции: мотивация и перспективы распространения. Итоговый комплексный аналитический отчет. http://www.zircon.ru/upload/iblock/841/Jekoposelenija_otchet_ZIRCON_2012.pdf

10. Ядов В.А. (2007) Стратегия социологического исследования. Описание, объяснение, понимание социальной реальности. 3-е изд., испр. - Москва: Омега-Л.
11. Hamilton C. Downshifting in Britain. A sea-change in the pursuit of happiness. The Australia Institute. Discussion Paper Number 58. November 2003 // <https://www.tai.org.au/file.php?file=DP58.pdf>.
12. Hamilton, Clive. CarpeDiem? The Deferred Happiness Syndrome // Web paper May 2004. - The Australia Institute - <http://www.tai.org.au/documents/downloads/WP57.pdf>

References

1. Vozobnovljaemaja jenergetika v Evrope vyrastaet v groznogo konkurenta tradicionnym istochnikam [Renewable energy in Europe grows into a formidable competitor to traditional sources] / Jeho Rossii. Obshhestvenno-politicheskij zhurnal. [Echo of Russia. Newsmagazine] August 8, 2015 <http://ehorussia.com/new/node/11303>
2. “Gorod solnca” latvijskogo millionera AjvarsaZvirbulisa [“The Sun City” of Latvian millionaire Ajvarsa Zvirbulisa] / ECONET. Vkljuchi soznanie [ECONET. Turn on the consciousness] <http://econet.ru/articles/69384-gorod-solntsa-latviyskogo-millionera-ayvarsa-zvirbulisa>. 05 june 2015
3. Do 7% zhitelej megapolisov hotjat uehat' v derevnju [Up to 7 percent of the megacities population want to leave the village]. – Derevnja-online.Ru <http://derevnyaonline.ru/smi/4375>
4. Donchevsky G.N., Ermishina A.V., Klimenko L.V. (2015) Dejatel'nostno-tehnologicheskaja specifika apshiftinga kak osnovnoj formy posturbanisticheskogo razvitija [Activity-technological specifics of upshifting as the main form post-urban development] // Obshhestvo i jekonomika. 2015. № 8 – 9. P. 230-236
5. Zadorin I.V., Maltseva D.V., Homyakova A.P., Shubina L.V. (2014) Al'ternativnye sel'skie poselenija v Rossii: stihijnaja vnutrennjaja jemigracija ili osoznannyj transfer v budushhee [Alternative Rural Settlements in Russia: Spontaneous Internal Emigration or Deliberate Transfer to the Future] // Labirint. Zhurnal social'no-gumanitarnyh issledovanij. №2.
6. Zvyagintsev V., Neuvazhaeva M. (2015) Pereselency iz goroda v sel'skuju mestnost': fenomen «obratnoj migracii» v sovremennoj Rossii [Migration from Urban to Rural Areas: the Phenomenon of “Counterurbanisation” in Modern Russia] // Mir Rossii. №1. Vyp. 24.
7. Il'in V.I. Dramaturgija kachestvennogo polevogo issledovaniya [The Dramaturgy of the Qualitative Field Research]. SPb.: Intersocis, 2006. - 256 p.
8. Figurovskaya N.K. Gorod i derevnja: dialektika sosushhestvovaniya v jekonomicheskom prostranstve [Town and Country: dialectic coexistence in economic space]. Al'ternativy regional'nogo razvitija [Regional Development Alternatives]. 2011. №2. P. 63 - 68
9. Zirkon Research Group (2012). Jekoposelenie kak forma vnutrennej jemigracii: motivacija i perspektivy rasprostraneniya. [Ecovillage as a Form of Internal Emigration: Motivation and Prospects of Expansion] Itogovyj kompleksnyj analiticheskij otchet. http://www.zirkon.ru/upload/iblock/841/Jekoposelenija_otchet_ZIRCON_2012.pdf
10. Yadov, V.A. (2007). Strategiya sotsiologicheskogo issledovaniya. Opisanije, ob'jasnenije, ponimaniye sotsialnoj real'nosti [A strategy of sociological research. Description, explanation, understanding of social reality]. Moskva: Omega-L.
11. Hamilton C. Downshifting in Britain. A sea-change in the pursuit of happiness. The Australia Institute. Discussion Paper Number 58. November 2003 // <https://www.tai.org.au/file.php?file=DP58.pdf>.
12. Hamilton, Clive. CarpeDiem? The Deferred Happiness Syndrome // Web paper May 2004. - The Australia Institute - <http://www.tai.org.au/documents/downloads/WP57.pdf>

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКТОВАНИЯ АККУМУЛЯТОРНЫХ
БАТАРЕЙ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ЭНЕРГОУСТАНОВОК НА ОСНОВЕ ВИЭ ДЛЯ УДАЛЁННЫХ И
ТРУДНОДОСТУПНЫХ ОБЪЕКТОВ**

**AUTOMATION OF BATTERY ASSEMBLY TECHNOLOGY AS A METHOD OF
INCREASING EFFICIENCY OF RENEWABLE SOURCES OF ENERGY FOR REMOTE
AND HARD-TO-ACCESS OBJECTS**

Антонова М.А., Жилейкина К.О., Птицын М.В.

ООО «Научно-технологический центр «АНК», Санкт-Петербург, Россия

Antonova M.A., Zhileykina K.O., Ptitsyn M.V.

LLC «Scientific and Technological Center "ANK", St. Petersburg, Russia

ankzhileykina@gmail.com

Использование энергоустановок на основе ВИЭ создает реальную возможность улучшения технико-экономических показателей локальных систем электроснабжения удаленных и труднодоступных районов страны. Одно из основных решений практической реализации этих возможностей – производство и применение в составе автономных энергоустановок накопителей электроэнергии, отвечающих требованиям безуходности, безопасности и экономичности в процессе эксплуатации в течение длительного срока службы. Эффективным технологическим решением этой задачи может являться тщательный подбор электрических аккумуляторов в батареи в процессе производства накопителей энергии (АКБ). Разработанная ООО «НТЦ «АНК» автоматизированная технология комплектования АКБ позволяет осуществлять подбор отдельных элементов (аккумуляторов) с любой степенью идентичности исходных параметров. Применяемые в процессе комплектования АКБ методики тестирования аккумуляторов дают возможность еще на стадии производства АКБ прогнозировать их поведение в процессе эксплуатации, выявлять тенденции к деградиационным процессам и проявления скрытых внутренних дефектов. Осуществление предлагаемого подхода к созданию накопителей электроэнергии позволит при незначительном повышении начальных затрат на производство АКБ существенно снизить трудозатраты и финансовые ресурсы, расходуемые в процессе всего срока эксплуатации энергоустановок.

To date, the using of renewable-energy power plants provide a real opportunity to improve the technical and economic indicators of local power supply systems in remote and hard-to-reach areas of the country. Production and use of power storage units that meet the requirements of maintenance, safety and economy during its lifetime in autonomous power plants in this regard become most effective from the point of view of practical implementation. With the significant progress of supplies for technical accumulation an important technological solution is the high quality selection of electric accumulators in batteries during the production of energy storage devices (batteries). Developed by the Scientific and Technological Center «ANK» automated battery assembly technology allows to select individual elements (accumulators) with any degree of identity of the initial parameters. The battery testing methods used in the assembly process make possible to predict their behavior in the operation even at the production stage of the battery, to identify trends in degradation processes and hidden internal defects. This proposed approach to the creation of power storage units is a cost-effective since, along with significant production costs, it will substantially reduce labor and depreciation during the lifetime of power plants.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, автономная электростанция, накопители электроэнергии, аккумуляторные батареи, технология комплектования батарей

Keywords: renewable energy sources, autonomous power station, power storage unites, rechargeable batteries, battery assembly technology

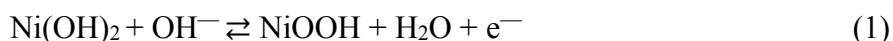
В настоящее время экологические проблемы и ограниченность запасов углеводородного топлива вынуждают искать новые виды энергоресурсов и, соответственно, новые технологии энергообеспечения потребителей. Особенно остры проблемы электроснабжения удалённых и труднодоступных зон, где стоимость электроэнергии многократно превышает действующие централизованные тарифы [1]. Это обусловлено, высокой стоимостью топлива, необходимостью проведения частых ремонтных работ, ограниченностью работы

традиционных электростанций по времени, длительностью транспортировки топлива, ограниченностью сроков сезонного завоза и многозвенностью схемы поставок [2].

Использование энергоустановок, преобразующих и аккумулирующих энергию солнца, ветра, воды (возобновляемых источников энергии - ВИЭ) создают реальную возможность улучшения технико-экономических показателей локальных систем электроснабжения. Опыт российских и зарубежных исследовательских групп показывает, что комбинированное применение ВИЭ и накопителей энергии в автономной системе электроснабжения является экономически эффективным способом энергообеспечения потребителей [3]. Это обусловило прогресс аккумуляторной батареи, который сделал их более компактными, безопасными, надежными и коммерчески доступными [4]. Как следствие актуальным направлением в развитии автономной электроэнергетики становится подбор адекватного технического средства аккумулирования с длительным сроком службы, отвечающего, в первую очередь, требованию безуходности, позволяющей не производить обслуживание аккумуляторных батарей в течение длительного периода времени, снижая трудовые и материальные затраты при эксплуатации энергоустановки.

Основные принципы обеспечения безуходности, применимые для большинства аккумуляторных батарей, как щелочных, так и кислотных, с водными электролитами можно рассмотреть на примере никель-кадмиевой (НК) электрохимической системы.

Основной токообразующий процесс, протекающий на положительном оксидно-никелевом электроде в цикле заряда-разряда аккумулятора, соответствует реакции:



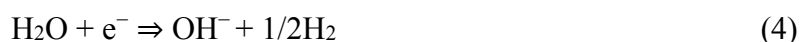
В то же время на отрицательном электроде протекает электрохимическая реакция:



При достижении степени заряженности аккумулятора более 50% на положительном электроде параллельно с основной реакцией начинается побочный процесс выделения кислорода, на который тратится часть энергии, направляемой на заряд АКБ.



При достижении 100% заряженности активной массы отрицательного электрода на его поверхности происходит выделение газообразного водорода:



При выборе типа химического источника тока (ХИТ) для накопителей энергии, используемых в энергоустановках на основе ВИЭ важно учитывать как техническую часть: эксплуатационные характеристики и конструктивные особенности аккумуляторных батарей, так и экономическую составляющую: производственные затраты и амортизационные отчисления. При этом необходимо рассматривать не только начальные затраты на приобретение батареи, но и общие затраты за весь период эксплуатации энергоустановок. Наиболее экономически эффективным вариантом с точки зрения начальных затрат является конструкция аккумулятора, предусматривающая эквивалентное содержание положительной и отрицательной электродных масс, определяющих емкость аккумулятора. Однако, такой тип ХИТ, помимо необходимости дополнительных затрат электроэнергии при заряде аккумулятора, не предусматривает возможности его безуходности. Для снятия полной емкости требуется перезаряд аккумулятора, в ходе которого происходит разложение электролита с выделением, как кислорода, так и водорода (Рис.1а), потерю которого необходимо периодически восполнять в ходе технического обслуживания АКБ.

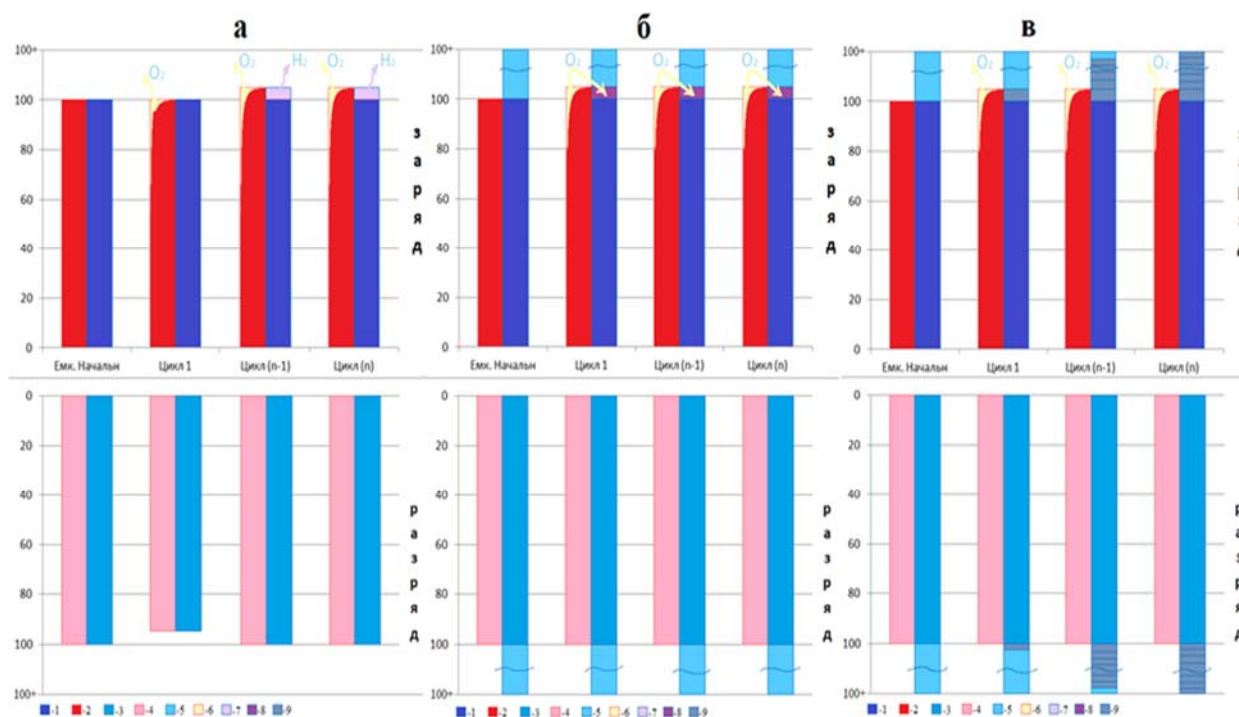
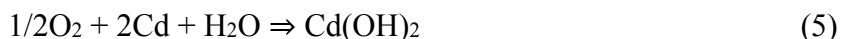


Рисунок 1 Диаграммы баланса электродных реакций в никель-кадмиевом аккумуляторе.

Расшифровка цветовых обозначений: 1 – зарядная емкость отрицательного электрода; 2 – зарядная емкость положительного электрода; 3 - разрядная емкость отрицательного электрода; 4 - разрядная емкость положительного электрода; 5 – запас разряженной активной массы отрицательного электрода; 6 – зарядная емкость положительного электрода, затраченная на выделение кислорода; 7 – зарядная емкость отрицательного электрода, затраченная на выделение водорода; 8 – зарядная емкость отрицательного электрода, затраченная на поглощение выделившегося кислорода; 9 – остаточное количество заряженной активной массы отрицательного электрода.

Для решения задачи безуходности в конструкции аккумулятора закладывается 20-30 % избытка емкости отрицательной активной массы по отношению к положительной. Этот принцип используется для создания герметизированных аккумуляторов в которых выделяющийся на положительном электроде кислород вступает в химическую реакцию с восстановленной (заряженной) активной массой отрицательного электрода:



На отрицательном электроде водород не выделяется до момента полного заряда отрицательной электродной массы, который в установленных производителем режимах заряда аккумулятора (уровня перезаряда) не достигается (Рис. 1б).

Такая модель при соблюдении штатных режимов эксплуатации с контролируемым уровнем перезаряда исключает возможность потери электролита, вызванную процессом выделения газов из аккумулятора, и соответственно необходимость обслуживания батареи в ходе ее длительной эксплуатации.

Однако выделяющийся на положительном электроде кислород также может взаимодействовать с углеродосодержащими компонентами активных масс (процесс карбонизации), окислять металлические токоведущие основы электродов, электрохимически восстанавливаться при разряде аккумулятора и выходить из него через предохранительный клапан при достижении избыточного давления внутри корпуса. В этом случае в процессе заряда аккумулятора часть выделяющегося кислорода участвует в реакции (5), а необратимая потеря кислорода, расходуемого на побочные реакции, приводит к накоплению на

отрицательном электроде доли активной массы, не участвующей в электрохимической реакции (Рис.1в) и, в конечном итоге - к потере емкости.

Процесс восстановления исходных характеристик, представленный на Рис.2 вполне реалистичен, но требует дополнительных трудозатрат и определённого количества времени на выполнение регламентных работ.

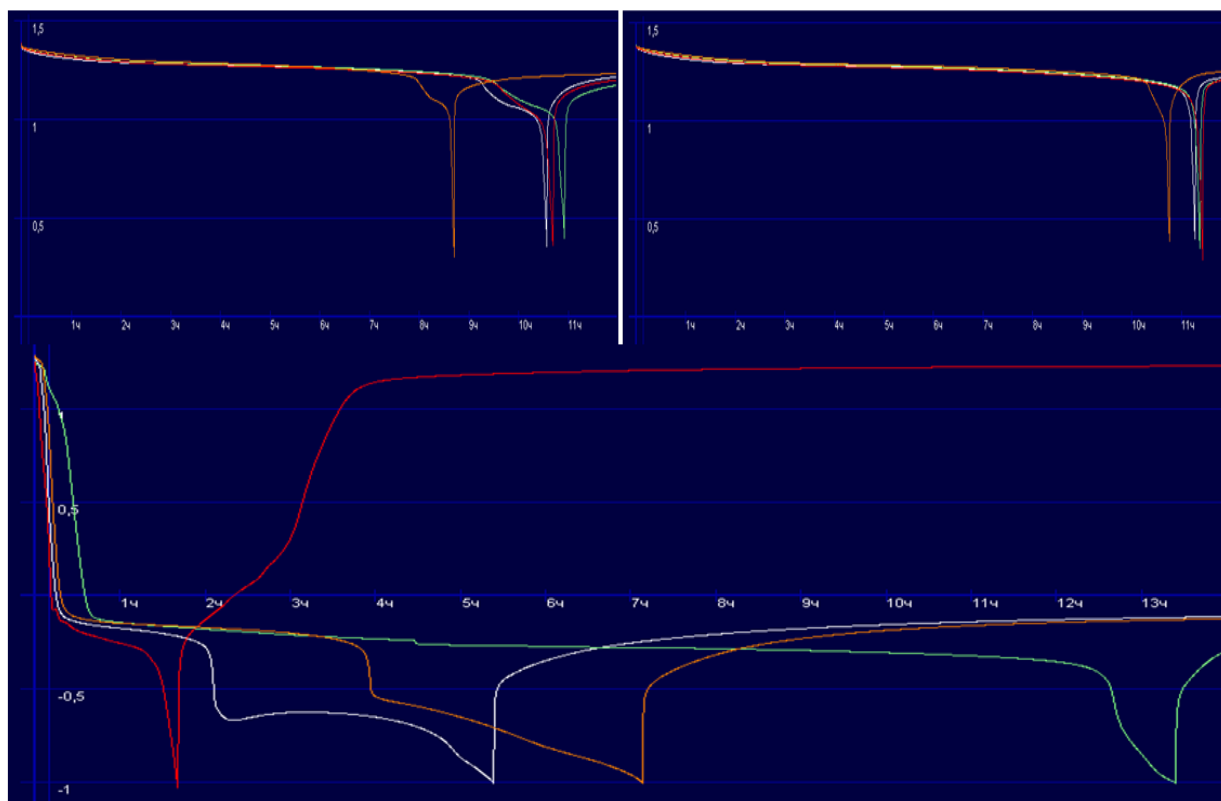


Рисунок 2 Проведение восстановительных работ. Разрядные кривые НК аккумуляторов: а - до процесса восстановления; б - после процесса восстановления; в - в ходе проведения восстановительных работ

Требование безуходности достаточно легко выполнимо для отдельных аккумуляторов, однако, при переходе к группе последовательно соединённых аккумуляторов (батарее), положение может осложняться неидентичностью их исходных электрических характеристик [5], что в свою очередь, при длительной эксплуатации батареи приводит к процессам, представленным на Рис.1в, в аккумуляторах с пониженным уровнем емкости. Решением этой проблемы является предварительный тщательный подбор аккумуляторов в батарею – комплектация.

С целью обеспечения идентичности ячеек в батарее и как следствие продления её срока службы ООО НТЦ «АНК» была разработана автоматизированная технология комплектования, а также аппаратура, реализующая данную технологию применительно как к герметичным никель-кадмиевым аккумуляторам, так и к другим электрохимическим системам, в том числе литий-ионным.

Разработанное специалистами предприятия оборудование позволяет осуществлять подбор аккумуляторов с любой степенью идентичности, задавая оптимальный уровень значений конечного зарядного напряжения и допустимый разброс величины разрядной емкости в заданном интервале значений конечного разрядного напряжения (Рис.3).

Выход технологии комплектования на качественно новый уровень стал возможным за счёт создания автоматизированного технологического оборудования с программным

обеспечением, позволяющим визуализировать результаты испытаний. Это дало возможность группировать в батареи аккумуляторы со схожими электрическими параметрами так, что АКБ стала работать как единый элемент. Последнее значительно упрощает систему контроля параметров батареи, что имеет особую важность, в первую очередь, для литиевых систем, а также для батарей любых других электрохимических систем, для которых важно обеспечить высокое качество и надежность эксплуатации.

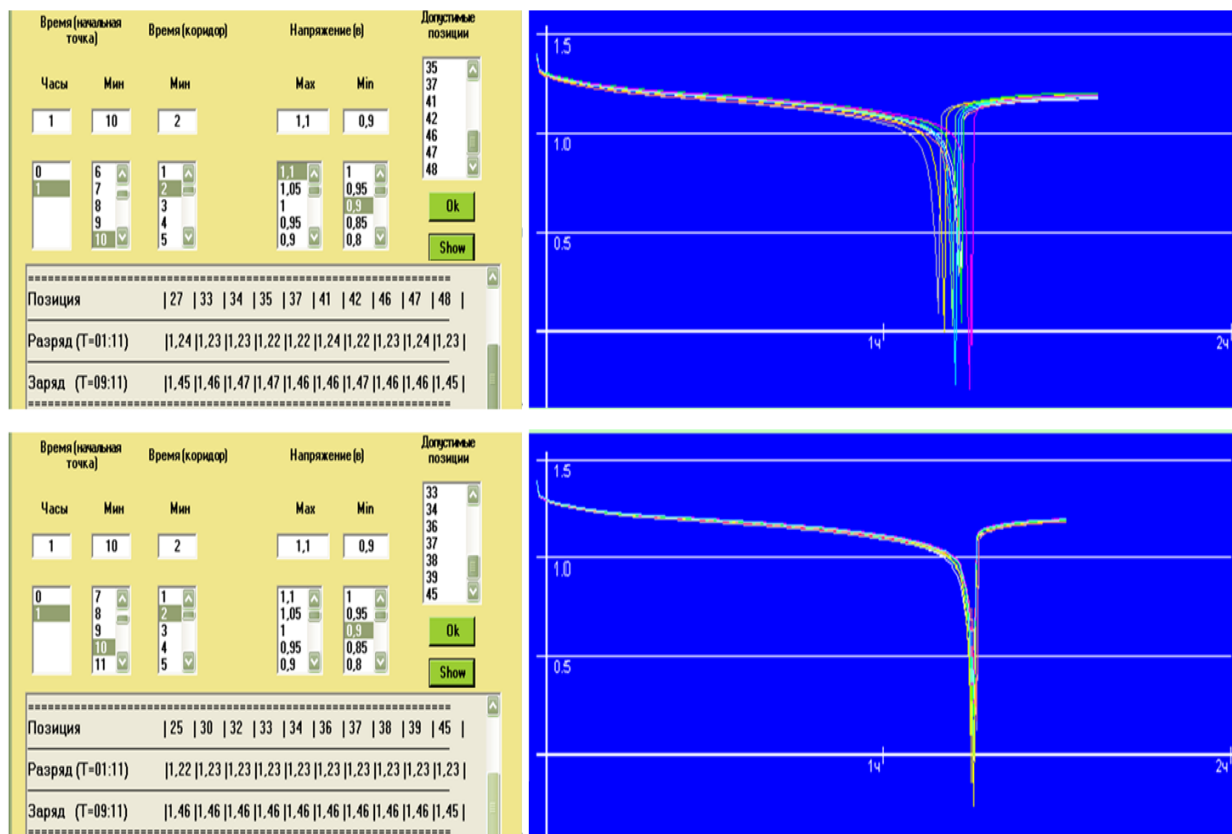


Рисунок 3 Разрядные характеристики скомпонованной батареи с различной степенью идентичности электрических параметров

При работе скомпонованных батарей в условиях, изменяющихся от цикла к циклу разрядных нагрузок, значения напряжений отдельных аккумуляторов не выходят за пределы допустимых значений (Рис. 4).

Нарастание разбалансированности аккумуляторных батарей, состоящих из аккумуляторов с существенно различающимися значениями электрической емкости при длительном циклировании приведены на рисунке 5.

Результатом эксплуатации таких батарей, состоящих из полностью герметичных аккумуляторов, как правило, становится деформация или разгерметизация корпуса наиболее «слабого» аккумулятора (Рис. 6).

В последнее время в электроустановках на основе ВИЭ широкое применение находят литий-ионные аккумуляторы различных модификаций ввиду высокой удельной энергоемкости и устойчивой тенденции к снижению себестоимости.

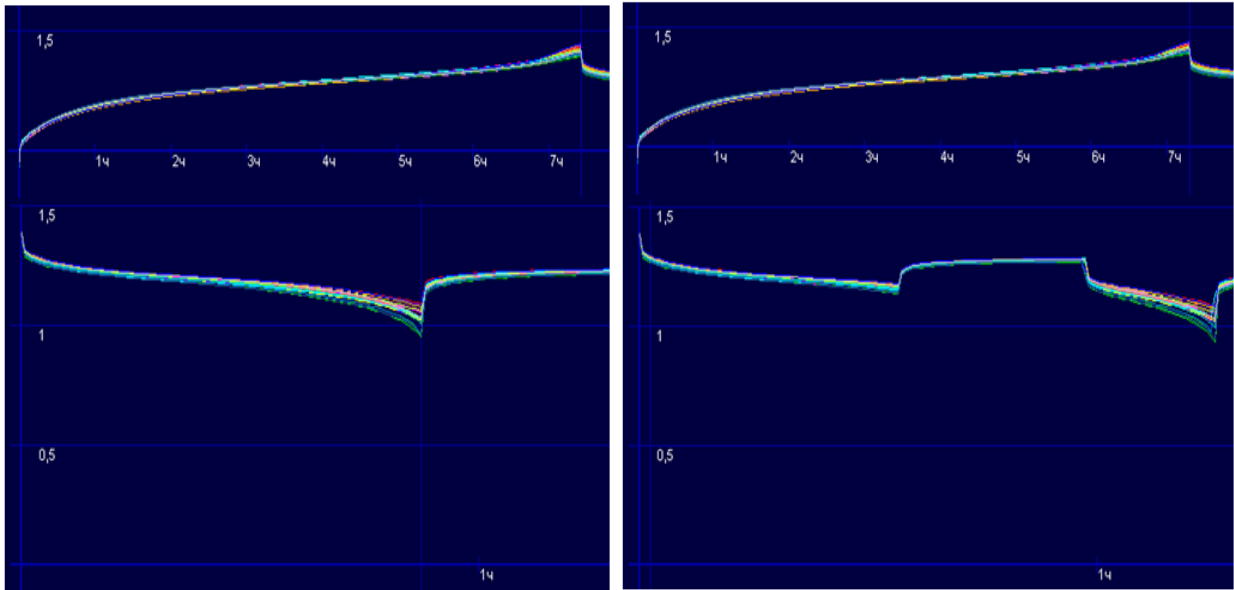


Рисунок 4 Зарядно-разрядная характеристика скомплектованной аккумуляторной батареи

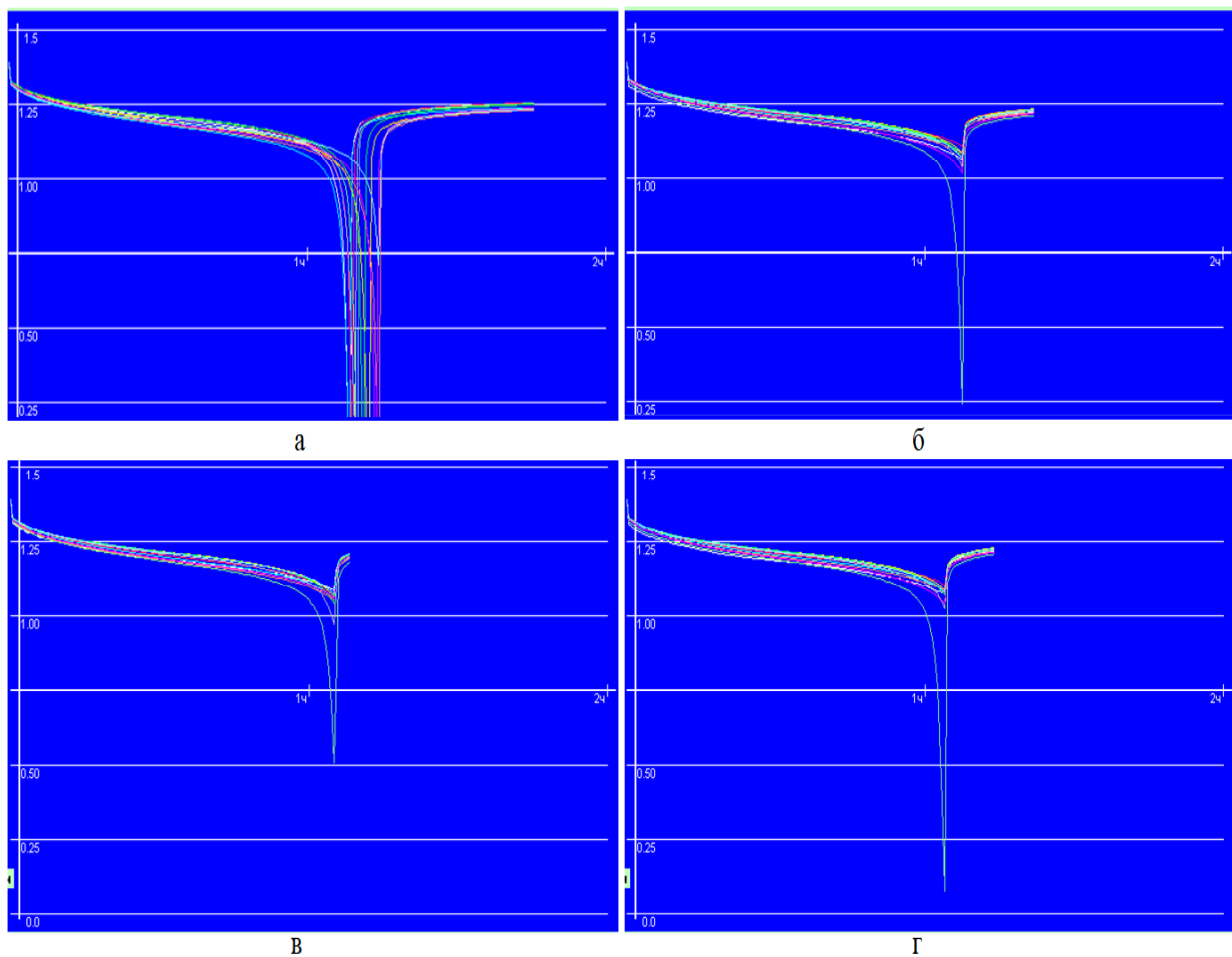


Рисунок 5 Разрядные кривые отдельных аккумуляторов – а, и тех же аккумуляторов в составе батареи 12В – б,в,г в процессе её циклирования

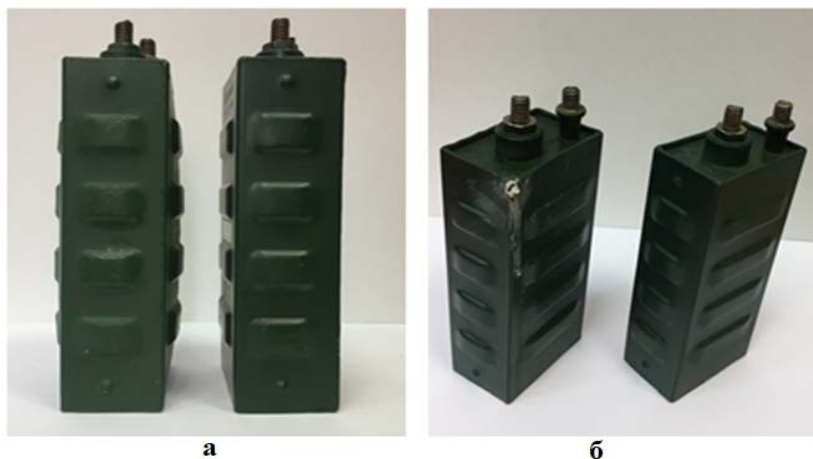
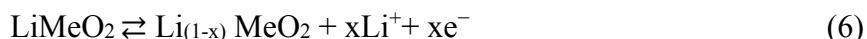


Рисунок 6 Последствия эксплуатации герметичных никель-кадмиевых батарей в условиях нескомплектованности входящих в них аккумуляторов: а – деформация корпуса аккумулятора; б – разгерметизация.

Токообразующие реакции на положительном и отрицательном электроде имеют вид:



Использование в литиевых ХИТ электролитов на основе органических растворителей с высоким напряжением разложения предотвращает протекание побочных процессов в диапазоне рабочих напряжений аккумулятора, что обеспечивает их герметичность и соответственно – безуходность. Однако при выходе за пределы установленного интервала напряжений начинаются необратимые химические процессы с участием органических веществ. Поэтому существенным недостатком литий-ионных аккумуляторов является угроза воспламенения или взрыва по причине перегрева, теплового разгона вследствие метастабильности химических соединений, короткого замыкания, перезаряда или переразряда аккумулятора в реальных условиях эксплуатации АКБ. В качестве примера на Рис.7 представлены данные разряда нескомплектованной батареи (12В, 100Ач) литий-железо-фосфатных аккумуляторов европейского производства на устройство контроля и управления в течение длительного времени в условиях симуляции аварийной ситуации. Как видно из приведенных данных, прослеживается явный разбаланс значений напряжения отдельных аккумуляторов в батарее с выходом за пределы допустимых 2,5 В.



Напряжение аккумуляторов в батарее, В
2,9
3,13
3,19
2,1

Рисунок 7 Разряд литий-железо-фосфатных аккумуляторов на систему контроля при длительном нахождении в режиме резерва

Такие нарушения условий эксплуатации могут значительно ускорить деградацию отдельных аккумуляторов и привести к преждевременному выходу из строя всей АКБ. Безопасное и эффективное использование литий-ионных аккумуляторов, а также уменьшение эффекта потери емкости батареи при её длительной эксплуатации, может быть обеспечено, как и в случае с аккумуляторами на основе водных электролитов, их правильным подбором в батарею на основании схожести электрических параметров. Благодаря чему существенно упрощается система контроля состояния батареи.

Программное обеспечение разработанных нашим научно-технологическим центром испытательных стендов, предусматривает графическое отображение динамических характеристик аккумуляторов, с возможностью наложения друг на друга графиков до 20 циклируемых ячеек одновременно, что даёт возможность еще на стадии производства АКБ прогнозировать их поведение в процессе эксплуатации. Применяемая методика тестирования позволяет также выявить в процессе комплектования следующие проблемы: микрокороткие замыкания (Рис. 8а), фазовые изменения (вторые площадки на графиках, Рис.8б), повышенное омическое сопротивление (Рис.8в), пониженные мощностные характеристики (Рис.8г), и с учётом полученных данных комплектовать аккумуляторы в батарею с максимально схожими фактическими параметрами исключая попадание потенциально нежелательных ячеек в батарею.

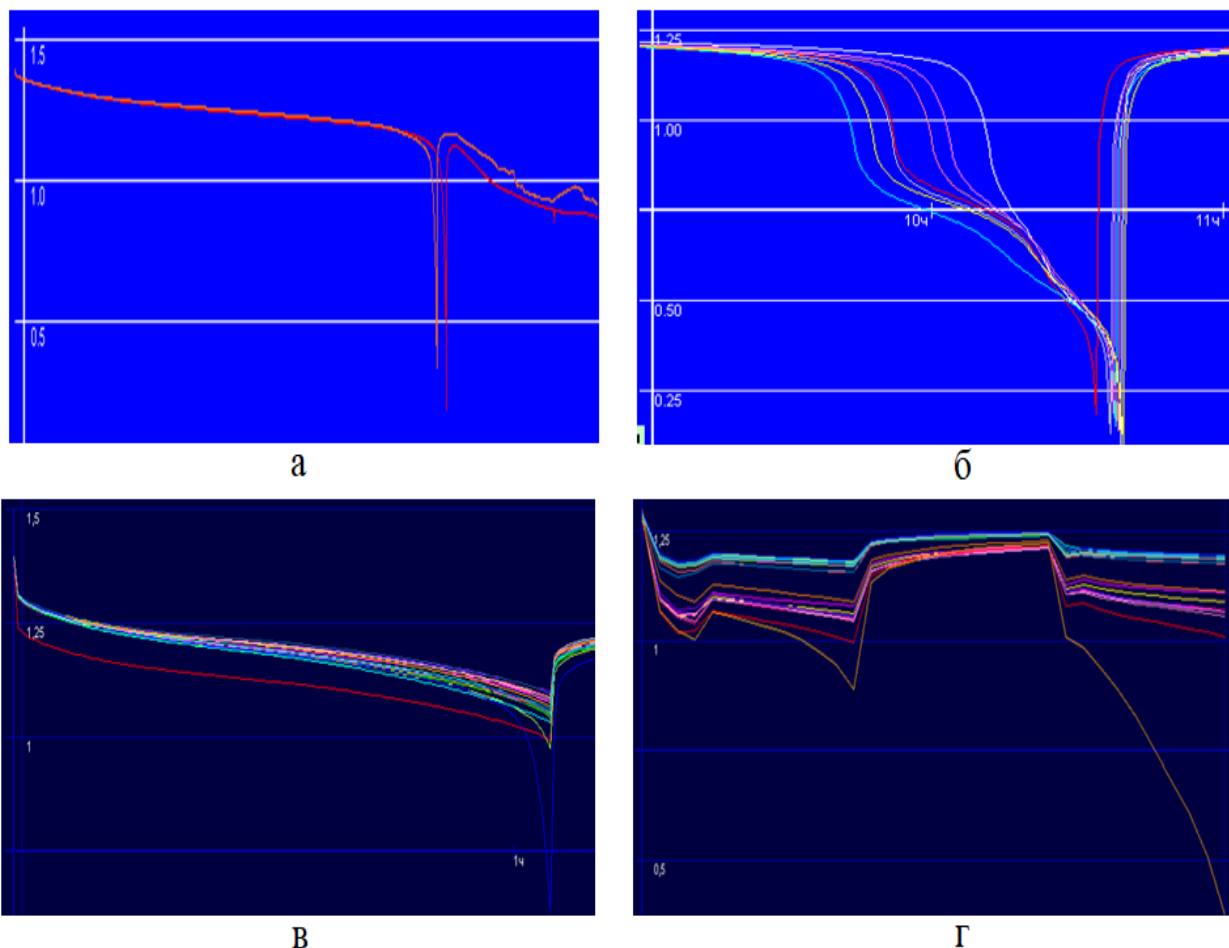


Рисунок 8 Влияние дефектов аккумулятора и побочно протекающих реакций на его зарядно-разрядные характеристики

Выводы

1. Выбор накопителя для автономных энергоустановок на базе ВИЭ для удаленных и труднодоступных регионов должен осуществляться с учётом критериев безуходности, надёжности и безопасности в течение длительного срока эксплуатации.
2. Эффективность работы аккумуляторной батареи любой электрохимической системы, определяется надлежащим комплектованием батареи, которое достигается подбором аккумуляторов с близкими электрическими параметрами.
3. Создание батарей, безусловно отвечающих требованиям эксплуатации, может быть достигнуто с помощью автоматизированной технологии комплектования аккумуляторных батарей, разработанной ООО «НТЦ «АНК».
4. Реализация предлагаемого подхода к созданию накопителей электроэнергии позволит при незначительном повышении начальных затрат на производство АКБ существенно снизить трудозатраты и финансовые средства, расходуемые в процессе всего срока эксплуатации энергоустановок.

Литература

1. Лукутин Б.В. Суржикова О.А. Шандарова Е.Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография. — М. Энергоатомиздат 2008. — 231 с.
2. Карамов Д.Н. Актуальность применения возобновляемых источников энергии в децентрализованных населенных пунктах России на примере Ленского района республики Саха (Якутия) // Вестник ИргТУ. – 2013. – № 11(82). – С. 279–283.
3. Кузнецова Н.Д. Анализ эффективности применения аккумуляторных систем в / Н.Д.Кузнецова; науч. рук. С. В. Митрофанов // Автоматизированные системы управления и информационные технологии: материалы Всерос. науч.-техн. конф.. Пермь, 23 мая 2017 г. В 2 т. – Пермь: Перм. нац.-исследоват. политехн. ун-т, 2017. – Т. 2. - С. 149-154.
4. Тарасенко А.Б., Попель О.С. Подходы к оценке и примеры применимости накопителей электрической энергии для различных приложений // Материалы Международного конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность», Сколково, 13-14 октября 2016 г./ Под ред. к.ф.-м.н Д.О. Дуникова, д.т.н. О.С. Попеля - Москва: ОИВТ РАН. 2016. - 274 с. – СС. 243-249.
5. Теньковцев В. В., Центр Б. И. Основы теории и эксплуатации герметичных никель-кадмиевых аккумуляторов. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 1985. – 96 с., ил. – СС. 70-73

**ОЦЕНКА ЗАТРАТ ЭНЕРГИИ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ БИОТОПЛИВА ИЗ
МИКРОВОДОРОСЛЕЙ
ASSESSMENT OF ENERGY CONSUMPTION FOR OBTAINING BIOFUELS FROM
MICROALGAE**

Киселева С.В., Чернова Н.И.

НИЛ ВИЭ географического факультета МГУ имени М.В.Ломоносова, Москва, Россия

Kiseleva S.V., Chernova N.I.

Renewable Energy Sources Laboratory of Geographical Faculty of Lomonosov MSU, Moscow, Russia

k_sophia_v@mail.ru

Актуальным является поиск новых видов биомассы и технологий её комплексного использования, в том числе микроводорослей (МКВ) как нетрадиционного возобновляемого ресурса. МКВ считаются перспективным сырьем для производства биотоплива третьего поколения, поскольку имеют более высокие темпы роста, чем наземная биомасса, и при этом не конкурируют с производством продуктов питания и кормов. Помимо биотоплива биомасса МКВ может быть использована в качестве перспективного сырья для производства сопутствующих продуктов с высокой добавленной стоимостью. Приведены оценки энергетических затрат при получении биотоплива из МКВ – как на основе общих теоретических подходов, так и собственных экспериментальных результатов. Формулируются возможные пути повышения эффективности энергетического использования микроводорослей. Для повышения энергоэффективности актуальным является поиск высокопродуктивных штаммов МКВ энергетического назначения, создание и наполнение отечественных коллекций МКВ, увеличение продуктивности штаммов по биомассе и по накоплению целевого продукта путем совершенствования технологий культивирования.

The search for new types of biomass and technologies for its integrated use, including microalgae (MA) as an unconventional renewable resource, is an actual task. Microalgae are considered promising raw materials for the production of third generation biofuels, because they have higher growth rates than terrestrial biomass, and do not compete with food and feed production. In addition to biofuels, the biomass of algae can be used as a promising raw material for the production of co-products with high added value. Estimates of energy costs in the production of biofuels from MA both on the basis of general theoretical approaches and own experimental results are given. Possible ways of increasing the efficiency of energy use of microalgae are formulated. To improve energy efficiency, it is important to search for high-yield MA strains for energy purposes, to create and to fill domestic MA-collections, to increase the productivity of strains by biomass and co-products by improving cultivation technologies.

Ключевые слова: микроводоросли, биотопливо, биодизель, бионефть, открытые культиваторы, фотобиореакторы, преобразование энергии.

Keywords: microalgae, biofuel, biodiesel, bio-oil, outdoor cultivators, photobioreactors, energy conversion

Введение

Исследование биомассы микроводорослей как альтернативного источника топлива и различных продуктов с высокой добавленной стоимостью не теряют актуальности. Это объясняется тем, что задача поиска альтернатив углеводородному топливу в условиях вариаций цен на него – особенно для стран, не обладающих собственными значительными энергетическими ресурсами, – является значимой. Кроме того, данная задача является в определенной степени локомотивом разработок в области технологий переработки биомассы с получением энергии. И в этом смысле микроводоросли являются удобным объектом исследований в связи с их большой продуктивностью, лабильностью биохимического состава, известными технологиями выращивания, модульностью систем для крупномасштабного культивирования и широким спектром ценных сопутствующих продуктов (со-продуктов).

Итак, микроводоросли представляют собой достаточно эффективный преобразователь солнечной энергии с хорошо организованными стадиями восстановления CO₂ до целого комплекса энергоемких биомолекул, включающих углеводы, белки, липиды, которые могут быть подвергнуты дальнейшей биотехнологической трансформации в различные целевые продукты, в том числе в широкую линейку биотоплив (биоэтанол, биодизель, бионефть,

биоводород и др.). Несмотря на многочисленные успехи, достигнутые в течение нескольких десятилетий, коммерциализация энергетических продуктов из водорослей остается сложной задачей из-за технико-экономических ограничений. Значительные усилия в настоящее время направлены на достижение максимальной энергоэффективности процесса получения биотоплива из МКВ [1].

Методы и результаты анализа энергоэффективности получения топлива из МКВ

Исходные данные и критерии оценки

На основе литературных данных и собственных экспериментов авторами проведена систематизация и анализ энергозатрат на получение биодизельного топлива из микроводорослей. Использовались данные о полных затратах (границы системы – «от культиватора до двигателя»), а также об энергозатратах на отдельные операции производства топлива. В последнем случае, возможно использовать результаты лабораторных экспериментов не только по получению биодизеля из микроводорослей, но и иных энергетических продуктов методами пиролиза и гидротермального сжижения (горючий газ, бионефть и углистый остаток), поскольку отдельные этапы производства биомассы МКВ (культивирование, сбор биомассы, экстракция, предобработка биомассы) соответствуют таковым при производстве биодизеля из МКВ. Основным методом исследований при рассмотрении энергозатрат является анализ жизненного цикла (Life cycle assessment – LCA) [2, 3 4, 5]. Для адекватного сравнения результатов производства биотоплива из различных видов МКВ, при различных технологиях их выращивания и переработки был использован показатель NER (Net energy ratio - чистые энергетические затраты, равные отношению энергии, затраченной на производство биотоплива, к энергии полученного биотоплива). Проведена оценка изменения энергозатрат при масштабировании, т.е. переходе от лабораторного уровня к крупномасштабному (промышленному) производству биодизеля из МКВ.

Энергетические затраты при получении биодизеля на лабораторном уровне

Собственные лабораторные эксперименты по получению биодизеля были наиболее близки к экспериментам, представленным в работе [6]. Аналогичными являлись, в частности, системные границы (этапы производства, для которых рассчитывалось потребление энергии): культивирование МКВ – сбор и осушение (снижение влажности) – экстракция масла (липидов) из МКВ – конверсия масла в биодизель (рис.1). В [6] жизненный цикл был продолжен до сжигания биодизеля в автомобильном двигателе. Сопоставление собственных экспериментальных данных и приведенных в работе [6] позволило выполнить анализ жизненного цикла при отсутствии данных для некоторых этапов производства и иных затруднениях. В наших лабораторных экспериментальных исследованиях были использованы сине-зеленые водоросли/цианобактерии *Arthrospira platensis*, штамм 1/02 P. Средняя продуктивность биомассы в лабораторных условиях составляла 10 г/м²/сутки, площадь открытого фотокультиватора - 9,2 м², питательная среда для культивирования – Zarrouk's medium. Методы открытого культивирования, сбора биомассы и экстракции липидов изложены в работе [7]. В работе [6] использовались микроводоросли *Nannochloris sp.* и *Nannochloropsis sp.*, среда культивирования BG-11, площадь открытых культиваторов – 1000 м², средняя продуктивность биомассы – 3 г/м²/сутки. Удельное энергосодержание микроводорослей в работе [6] и в наших экспериментах было близко и составляло порядка 22 МДж/кг сухой биомассы (АСВ).

Оценки энергозатрат в нашем лабораторном эксперименте дали для основных процессов производства на лабораторном уровне следующие результаты:

- Культивирование (выращивание) биомассы – 72,6 кВтч/1 кг биомассы. Согласно нашим экспериментальным данным, выход масла для *A.platensis* составлял 0,12 кг масла/1 кг

биомассы МКВ по АСВ. Следовательно, приведенные энергозатраты – 605 кВтч/1 кг масла.

- Сбор урожая и осушение биомассы на ситах – пренебрежимо малые затраты энергии.
- Экстракция масла (липидов) – 8 кВтч/1 кг масла
- Конверсия липидов в биодизель – пренебрежимо малые затраты энергии.

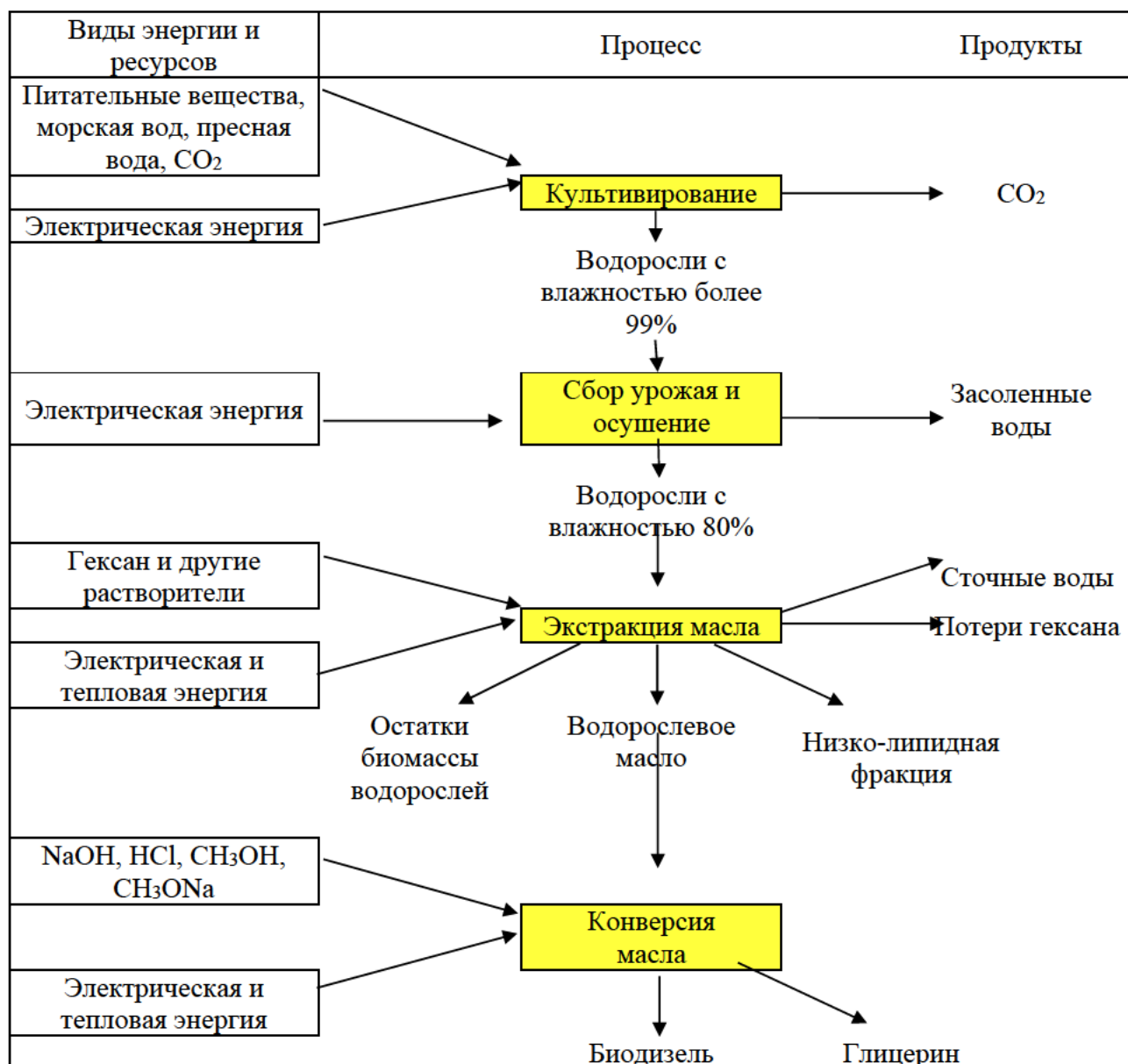


Рис. 1 Системные границы производства биодизеля, принятые в наших оценках.

Суммарно энергозатраты составили порядка 613 кВтч/1 кг масла. Сравнение процесса получения биодизеля из работы [6] с лабораторным регламентом наших экспериментов показало, что основное отличие в энергетических затратах определяется методами культивирования и сбора урожая.

Для расчетов NER нами были использованы данные о структуре NER, проведенные в работах по анализу жизненного цикла получения биодизеля из МКВ. Было принято, что в структуре NER культивирование составляет порядка 77%, сбор урожая и предобработка биомассы для переработки в биодизель – порядка 20%. В результате в наших лабораторных экспериментах NER составил 66,25 (против 33,4 в оценках для лабораторных экспериментов из работы [6]). Поскольку зависимость чистых энергетических затрат от продуктивности и

содержания липидов в микроводорослях линейное, то при повышении содержания липидов вдвое (до 24-25 %), что реалистично и доказано нашими экспериментальными исследованиями с двухстадийным культивированием различных видов микроводорослей, NER в нашем лабораторном эксперименте может достигнуть 33 и менее.

Оценки NER , полученные в работе [6] и наших исследованиях на лабораторном уровне значительно выше, чем в других исследованиях жизненного цикла производства биодизеля из водорослей. Согласно [8], $NER=1.96, 1.04, 1.47$ и 0.744 для четырех сценариев производства водорослей и экстракции масла. В работе [9] $NER=2.58$. Одна из причин такого различия в результатах – более высокая продуктивность микроводорослей ($20-30 \text{ г/м}^2/\text{сутки}$), принятая большинством авторов, которую мы рассматриваем как завышенную. Согласно данным компании Seabiotic (Израиль), как низкая продуктивность МКВ, так и высокие затраты на производство 1 кг масла из микроводорослей является подтвержденными результатами практического опыта открытого культивирования МКВ в плоскостных бассейнах при круглогодичном производстве на уровне лабораторного эксперимента.

Оценка энергозатрат при производстве биодизеля на промышленном уровне и способы повышения энергоэффективности при производстве биодизеля

Если величина NER в случае лабораторного эксперимента в работе [6] оставила 33.4, то для промышленной установки (площадь культиваторов 1000 м^2) – 1.37. Следует отметить, что NER для традиционного дизеля и биодизеля из соевых бобов оценивается как 0.18 и 0.8 соответственно. Структура чистых затрат при переходе к промышленному производству изменяется следующим образом: доля энергозатрат на культивирование снижается до 68%, доля энергозатрат на сбор биомассы с 20% снижается до 3-4%, однако увеличивается доля затрат энергии на экстракцию и сепарацию – с 1-2% до 20%; затраты на конверсию масла в биодизель возрастают с 1-2 % до 7-8%. В связи с этим большое значение имеет дальнейшее повышение энергоэффективности процессов культивирования, поскольку именно они остаются определяющими.

Анализ чувствительности энергоэффективности промышленного производства биодизеля относительно а) затрат ископаемого топлива на производство электрической энергии; б) концентрация масла в микроводорослях; в) суточной продуктивности биомассы показывает, что наименьшая чувствительность проявляется к выбору типа оборудования (потребления энергии насосами, центрифугой и т.п.). Наибольшая чувствительность – к содержанию масла и продуктивности микроводорослей

Значительное уменьшение энергозатрат при переходе от лабораторного к промышленному производству биодизеля из МКВ происходит за счет: 1) масштабирования процессов; 2) рекуперации энергии; 3) вторичного использования биогенных элементов из остаточных продуктов получения биодизеля и бионефти для культивирования микроводорослей.

Следует отметить неоднозначность результатов оценки NER для производства биодизеля при различных масштабах производства (лабораторный эксперимент – промышленная установка). В связи с немногочисленностью лабораторных экспериментов, единичностью крупномасштабных экспериментов, широким разбросом системных границ (т.е. тех производственных процессов, которые рассматриваются в составе жизненного цикла производства биодизеля), видов и штаммов микроводорослей, их продуктивности по биомассе и маслу, существует довольно широкий разброс результатов оценки NER методами анализа жизненного цикла.

Выводы

Оценка энергозатратности процесса получения биодизельного топлива в лабораторных экспериментах была проведена в терминах Net energy ratio (NER) или чистых энергетических затрат. На основе собственных лабораторных экспериментов энергозатраты на процесс

производства биодизеля из микроводоросли *Arthrospira platensis* с низким содержанием липидов (0,12 кг масла/кг биомассы) и продуктивностью 10 г/м²/сутки составили порядка 613 кВтч/1 кг масла. Оценка NER дали величину 66,25, что значительно превышает оценки, полученные в других исследованиях. Большие энергетические затраты в наших лабораторных экспериментах определяются методами культивирования (высокое потребление электрической и тепловой энергии при выращивании биомассы в климатических условиях России) и сбора урожая (минимальные затраты энергии при гравитационном методе фильтрации биомассы на ситах).

Поскольку зависимость чистых энергетических затрат (NER) от продуктивности и содержания липидов в МКВ линейное, то при повышении содержания липидов вдвое (до 24-25 %), что реалистично и доказано нашими экспериментальными исследованиями с двухстадийным культивированием различных видов микроводорослей, NER в нашем лабораторном эксперименте может снизиться до 33 и менее. Проведены оценки чувствительности энергоэффективности к различным факторам производственного процесса на лабораторном уровне и при промышленном производстве биодизеля.

Работа выполнена по госбюджетной теме «География и рациональное использование возобновляемых источников энергии».

References

1. Chernova N.I., Kiseleva S.V., Popel' O.S. Efficiency of the biodiesel production from microalgae // Therm.Eng. 2014. V. 61. No.6. P. 399–405. doi 10.1134/S0040601514060019
2. Clarens, A.F., E.P. Resurreccion, M.A. White, and L.M. Colosi. Environmental life cycle comparison of algae to other bioenergy feedstocks // Environmental Science and Technology, 2010. 44(5): 1813-1819.
3. Campbell, P.K., T. Beer, and D. Batten. Life cycle assessment of biodiesel production from microalgae in ponds // Bioresource Technology, 2011. 102(1):50-56.
4. Frank E, Elgowainy A, Han J, Wang Z. Life cycle comparison of hydrothermal liquefaction and lipid extraction pathways to renewable diesel from algae // Mitig Adapt Strateg Glob Change, 2013. 18 (1):137–58.
5. Quinn J C, Smith T G, Downes C M, Quinn C. Microalgae to biofuels lifecycle assessment—multiple path way evaluation // Algal Res., 2014. 4(0): 116–22.
6. Passell, Howard, Dhaliwal, Harnoor, Reno, Marissa, Wu, Ben, Ben Amotz, Ami, Ivry, Etai., Ayer, Nathan. Algae biodiesel life cycle assessment using current commercial data // Journal of environmental management, 2013. 129, 103-111.
7. Chernova N.I., S.V. Kiseleva, S.I. Zaytsev. Problemi polucheniya biotopliva tret'ego pokoleniya: vozdeystviye stressorov na nakopleniye neytralnikh lipidov v sine-zelenikh vodoroslyakh (zianobakteriyakh) [Alternative Energy and Ecology (ISJAE)], №12 (2014), 70-83 (in Russian).
8. Lardon, Laurent, Hélias, Arnaud, Sialve, Bruno, Steyer, Jean-Philippe, & Bernard, Olivier.
9. Life-cycle assessment of biodiesel production from microalgae // Environmental science & technology, 2009. 43(17), 6475-6481. doi: 10.1021/es900705j
10. Frank E.D. et al. Energy Systems Division. Argonne National Laboratory, 9700 S. Cass Avenue, Argonne, IL 60439, 2017.

**ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ С
ГИБРИДНЫМ НАКОПИТЕЛЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
SIMULATION MODEL OF A WIND POWER PLANT WITH A HYBRID STORAGE OF
ELECTRIC ENERGY**

Киселева С.В.¹, Тарасенко А.Б.², Игнатьев С.Г.³, Шакун В.В.¹

1: НИЛ ВИЭ географического факультета МГУ имени М.В.Ломоносова, Москва, Россия

2: ОИВТ РАН

3: Центральный аэрогидродинамический институт имени профессора Н. Е. Жуковского

S. Kiseleva¹, A. Tarasenko², S.Igntiev³, V. Shakun¹

1: Renewable Energy Sources Laboratory, Lomonosov MSU, Moscow, Russia

2: Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences

3: Central Aerohydrodynamic Institute

k_sophia_v@mail.ru

Для исследования работы ветроэнергетической установки, работающей совместно с потребителем и накопителем электрической энергии, представлена физическая модель ветроэнергетической установки, включающая имитатор ветрогенератора, нагрузку, гибридный накопитель (блок аккумуляторных батарей и суперконденсатора), систему сбора данных. Показаны особенности работы модели при вариациях входного сигнала (аналог скорости ветра) и нагрузки. Математическое моделирование работы ветроэнергетической установки с потребителем и накопителем электрической энергии проводилось с помощью балансовой модели, включающей в себя блок задания входного сигнала (скорости ветра), 2) ветроэлектрогенератор 3) потребитель; 4) дизель-генератор; 5) накопитель электрической энергии (аккумуляторная батарея, батарея суперконденсаторов). Математическое моделирование системы с гибридным накопителем показало, что использование суперконденсаторных модулей в составе ветродизельных комплексов в отсутствие аккумуляторных батарей большой емкости представляется обоснованным, поскольку позволяет сгладить пульсации, возникающие из-за изменений скорости ветра, и обеспечить работу дизель-генератора в более комфортном режиме, продлевая его срок службы и экономя топливо. При этом суперконденсаторная батарея имеет преимущество перед аккумуляторной батареей за счет ресурсных показателей.

To study the operation of a wind power plant operating in conjunction with a consumer and an electric energy storage, a physical model of a wind power plant including a simulator of a wind generator, a load, a hybrid storage device (a battery pack and a supercapacitor), and a data collection system are presented. The features of the model operation are shown for variations in the input signal (analog of wind speed) and load. Mathematical modeling of the operation of the wind power plant with the consumer and the storage of electric energy was carried out using a balance model that includes an input signal (wind speed), 2) a wind generator, 3) a consumer; 4) diesel generator; 5) hybrid accumulator of electrical energy. Mathematical modeling of the hybrid storage system has shown that the use of supercapacitor modules in wind turbine complexes in the absence of high energy storage batteries seems to be justified, since it allows smoothing the pulsations that arise due to changes in wind speed and ensuring the operation of the diesel generator in a more comfortable mode, prolonging its service life and saving fuel. In this case, the supercapacitor battery has an advantage over the battery due to a greater resource.

Ключевые слова: ветроустановка, суперконденсатор, аккумулятор, имитационное моделирование, математическое моделирование, качество электрической энергии.

Keywords: wind turbine, supercapacitor, battery, simulation, mathematical modeling, quality of electrical energy.

Введение

Исследования способов стабилизации выработки ветроэнергоустановок как за рубежом, так и в России, ведутся по ряду направлений: использование дизельного двигателя в качестве гарантирующего источника питания [1], использование накопителей электрической энергии [2, 3.], оптимизация структуры энергосистемы региона, например, использование газотурбинных установок и гидроэлектростанций для маневра мощностью, переброс мощности в другие регионы или из них и др. [4]. Ветродизельные системы получили достаточно широкое распространение в нише энергопитания автономных потребителей

различной мощности, однако без накопителя энергии доля замещаемого дизельного топлива составляет около 10-15% [5]. Кроме того, при больших мощностях дизель-генераторной установки не обеспечивается ее работа на номинальной мощности при резких изменениях скорости ветра, что негативно сказывается на расходе топлива и ресурсе двигателя. Проблема использования электрохимических аккумуляторов различных типов, а также систем на основе водородного цикла совместно с ветроэнергостановками интенсивно исследуется уже несколько лет [6]. Однако добиться приемлемых технико-экономических показателей не позволяют особенности выдачи мощности ветрогенератором: в отличие от длительных ночных периодов отсутствия первичного источника энергии, характерных для солнечной генерации, здесь преобладают короткие и резкие колебания мощности. Это, с одной стороны, делает не вполне адекватным накопитель энергии с большой энергоемкостью, а с другой – достаточно быстро выводит из строя накопитель малой энергоемкости за счет большого количества циклов заряда и разряда. Маневрирование мощностью в пределах энергосистемы региона или страны обычно требует серьезных капитальных затрат на расширение инфраструктуры.

Для автономных потребителей активно исследуются суперконденсаторные накопители электрической энергии, часто объединенные в гибридную систему с двигателем внутреннего сгорания или электрохимическим аккумулятором, что позволяет снизить расход топлива или износ аккумуляторов за счет покрытия переходных режимов суперконденсатором. Так, использование суперконденсаторов совместно с ветроэнергостановками для нужд получения пресной воды методом обратного осмоса было реализовано в [7], поскольку для подобных систем броски мощности представляют достаточно серьезную угрозу с точки зрения ресурсных характеристик мембранного модуля. Полученные результаты дают основание рассматривать возможность увеличения времени полезного использования энергии ветроэнергостановки в два раза при применении буферной суперконденсаторной батареи.

Таким образом, исследования различных типов накопителей, в том числе гибридных систем накопителей различного типа совместно с ветроэнергетической установкой является в настоящее время актуальными. Причем, разработка и использование имитационной физической модели системы (ВЭУ-накопители электрической энергии-нагрузка) с возможностью подачи на вход модели типовых временных последовательностей скорости ветра потенциально обеспечивает такое количество экспериментальных данных, которые позволяют прийти к достаточно общим выводам и разработать рекомендации, в частности, по выбору оптимальных типов накопителей для ветровых энергоустановок в различных условиях их эксплуатации.

Подходы к созданию физической модели ВЭУ с гибридным накопителем

Для исследования работы ветроэнергетической установки, работающей совместно с потребителем и накопителем электрической энергии, была создана модель (имитатор) ветроэнергостановки с гибридным накопителем (ИМВЭС) (рис. 1). Модель ветроэнергостановки включает в себя синхронный генератор с выпрямителем ГСПМ-500/24-400_2, имитирующий ветроэлектрогенератор; серводвигатель DNBB13-000 10B АМС, имитирующий ветроколесо, активную нагрузку в виде реостата и сопротивлений, аккумуляторную батарею (АБ) в составе двух аккумуляторов марки Prosolar 12100DG и суперконденсаторный (СК) модуль LSMTron LSUM 032R4C 0250F EA.

Входящий в состав установки сервоусилитель EPS-TA0001143 позволяет программно (специализированное ПО MotionView) формировать последовательность сигналов, задающих частоту двигателя или момент на валу. В результате вращение оси серводвигателя соответствует задаваемым модельным или реальным разверткам скорости ветра по времени. Ось серводвигателя через ременную передачу соединена с ветроэлектрогенератором. Таким образом, на основе зависимости частоты вращения или момента, использованного в модели ветрогенератора от скорости ветра (при условии: быстроходность $Z=\text{const}$), возможно

моделировать режим работы установки, приближенный к реальному и отражающему случайную природу ветра.

Заряд аккумуляторной батареи и питание нагрузки осуществляются через контроллер заряда EPSolarTracerMPPT4415 RN, имеющий общий вход для подключения нагрузки и аккумуляторной батареи. Суперконденсаторный модуль в силу высоких ресурсных и мощностных показателей используется как фильтр мощных кратковременных колебаний напряжения, выдаваемых генератором и имитирующих неравномерность выработки ветроэлектрогенератора. Мониторинг работы отдельных элементов системы ведется модулями аналогового ввода ОВЕН путем измерения падения напряжения на соответствующих шунтах и делителях в схеме. Далее модули ввода опрашиваются архиватором МСД-200 той же фирмы по протоколу ASCII (RS485) с записью на SD-карту.

Эксперименты проводились в нескольких направлениях.

4. Исследование поведения системы при задании различных временных последовательностей частоты вращения и моментов на серводвигателе, в том числе использовались последовательности, соответствующие реальным режимам ветра (рис. 1). При этом предполагаются вариации входного сигнала (аналог скорости ветра) продолжительности затишья, величины нагрузки, емкости АБ и СК. Целью экспериментов является выявление общих закономерностей перетока энергии между элементами модели, в том числе с учетом инерции ветроколеса.
5. Для выявления роли СК в составе гибридного накопителя важно рассмотреть влияние вариаций нагрузки (потребления энергии) на поведение системы. Проверка реакции энергоустановки на наброс нагрузки при включенном суперконденсаторном модуле отражена на рис. 2. Цель данного эксперимента состояла в уточнении приоритетов контроллера заряда по отбору мощности при резком росте нагрузки. Результаты изменения мощности в элементах модели представлены на рис. 2. Показано, что возможно использование СК-батарей для сглаживания пиковых нагрузок в ветроэнергоустановке с подключением суперконденсаторной батареи на вход контроллера заряда параллельно первичному источнику без дополнительных преобразователей напряжения. При этом должно быть согласовано напряжение заряда суперконденсаторной батареи и максимальное напряжение первичного источника энергии.

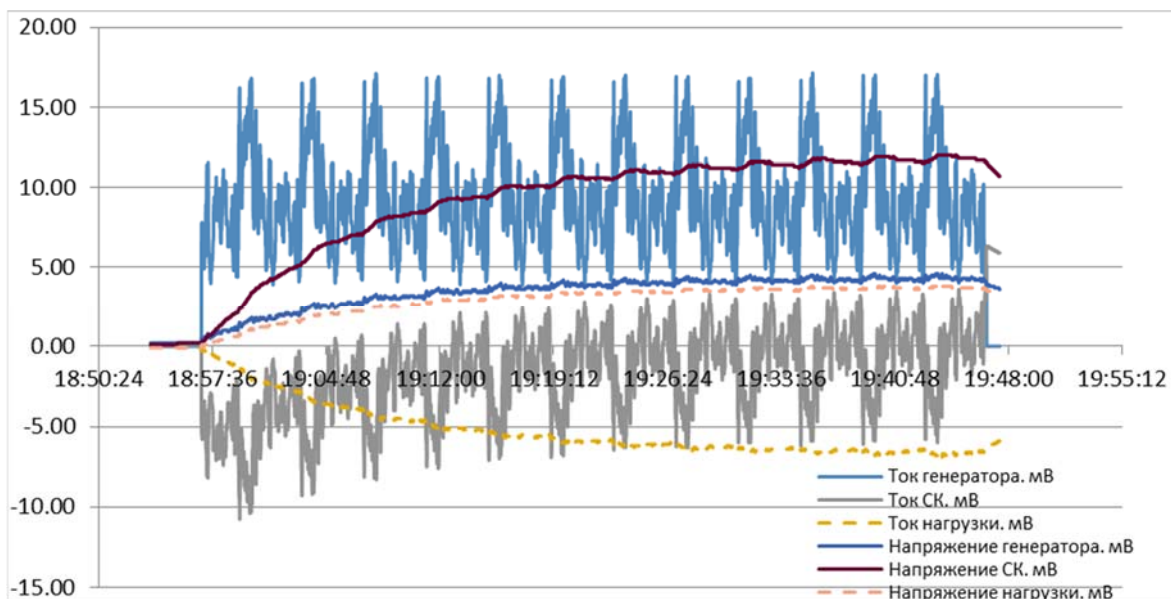


Рис. 2 – Изменения во времени величин токов и напряжений в отдельных элементах модели ВЭУ с гибридным накопителем (в условных единицах – напряжение на шунтах, мВ).

Изменение тока на генераторе отражает режим скорости ветра.

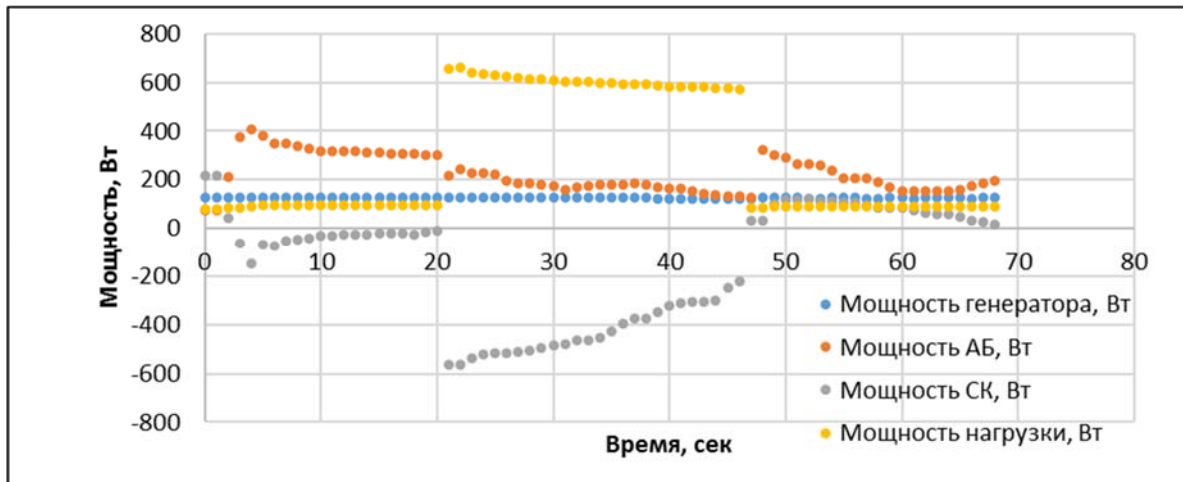


Рис. 3 – Изменение электрической мощности на различных компонентах модели ветроустановки во время эксперимента по набросу (резкому росту) нагрузки

Подходы к математическому моделированию работы ВЭУ с гибридным накопителем

Вторым направлением исследования является математическое моделирование работы ветроэнергетической установки (ВЭУ) с потребителем и накопителем электрической энергии, которое проводилось первоначально на основе балансовой модели, включающей в себя следующие блоки: 1) входящий сигнал (основная характеристика – развертка скорости ветра во времени с детализацией 3 часа (1 шаг моделирования) и 10 секунд (2 шаг моделирования)); 2) ветроэлектрогенератор (основная характеристика – зависимость мощности от скорости ветра); 3) потребитель (основная характеристика – график потребления электрической энергии с детализацией 1 час); 4) дизель-генератор (основные характеристики – мощность, зависимости расхода топлива от коэффициента использования установленной мощности (КИУМ)); 5) накопитель электрической энергии-1 – аккумуляторная батарея (АБ, основные характеристики – эффективная энергоемкость, начальный заряд АБ, допустимые токи заряда и разряда, рабочее напряжение, допустимая глубина разряда); 6) Накопитель электрической энергии-2 – батарея суперконденсаторов (БСК, основные характеристики – эффективная энергоемкость, допустимые токи заряда и разряда, рабочее напряжение).

Для моделирования был выбран ветроэлектрогенератор (ВЭГ) GhrePowerFD 16-50 компании GhrePower (КНР). Номинальная мощность установки отвечает требованиям энергоснабжения небольших поселков, не подключенных к сети. Объектом моделирования является энергоснабжение поселка Усть-Воямполка (Камчатский край), для которого известен график нагрузки за 2012-2013 г. Источником данных о скоростях ветра в данной географической точке являлась база наземных метеорологических наблюдений, размещенных на сайте «Расписание погоды» [5] (срочные наблюдения с интервалом 3 часа).

На первом этапе моделировалась работа энергетической системы, состоящей из двух ветроэлектрогенераторов указанного выше типа, аккумуляторной батареи (АБ) эффективной энергоемкостью 200 кВтч с начальной степенью заряда 60% и дизель-генераторной установкой (ДГУ), разбитой на 3 секции по 40 кВт для повышения коэффициента использования установленной мощности ($K_{иум}$) дизель-генераторов. $K_{иум}$ далее учитывался при оценке затраченного на выработку энергии топлива. При моделировании предполагалось секционирование дизель-генераторов, а именно, задавался такой режим работы генератора с учетом скорости ветра и нагрузки в пределах каждого 3-часового интервала, чтобы если $K_{иум}$ ДГУ при работе одной секции превышал 0,85, вводилась в работу вторая секция, если ситуация повторялась, – то третья. При моделировании рассматривались два режима: 1) работа ДГУ только на нагрузку и 2) работа на нагрузку, а также на заряд АБ в те моменты, когда АБ могла принять энергию, а $K_{иум}$ ДГУ был ниже 40%. В таком режиме излишки мощности до

момента достижения $K_{иум} ДГУ=50\%$ (безопасный режим работы ДГУ с точки зрения продления срока службы и экономии топлива) передавались на заряд АБ.

Результатом моделирования ВЭУ с накопителем и ДГУ на первом этапе стали следующие экономические оценки. Основным критерием использования новых технологий в энергетике автономных районов является снижение затрат на энергоснабжение, которое достигается путем экономии ископаемых видов топлива. Средняя стоимость привозного дизельного топлива на Камчатке, используемого ОАО Южные электрические сети Камчатки, в 2017 г составила 49 тыс. руб/тонну. С учетом этой стоимости при заданной конфигурации установки годовой расход топлива при работе ДГУ на заряд АБ составляет 168 тонн, при работе только с нагрузкой – 186 тонн. При отказе от накопителя и ветроэлектрогенераторов – 238 тонн. Таким образом, в первом случае достигается степень замещения ископаемого топлива в 29%, во втором – только 21%. Отказ от накопителя при наличии тех же ВЭГ обеспечивает расход топлива в 190 т, то есть степень замещения в 20%. Сохранение в составе энергосистемы одного ветроэлектрогенератора из двух без накопителя энергии сокращает степень замещения до 3%. При работе одного ВЭГ с аккумуляторной батареей эффективной энергоемкостью 200 кВтч с начальной степенью заряда 60% получаем примерно ту же величину замещения при работе АБ только как буфера для ВЭГ; но при работе ДГУ не только на нагрузку, но и на заряд АБ, степень замещения возрастает до 8%. При переходе в режим совместной работы АБ с ДГУ при любой конфигурации установки возрастает число циклов заряда-разряда, что существенно сказывается на сроке службы АБ.

Шаг расчета по времени в 3 часа, и даже в час при моделировании ВЭУ с гибридным накопителем является слишком продолжительным для оценки применимости суперконденсаторов. Поэтому на втором этапе было предпринято моделирование работы ветроэнергетической установки с шагом по времени для скорости ветра – 2 сек. В расчетах использовались технические характеристики суперконденсаторной батареи с номинальным напряжением в 220-240 В, построенной на единичных элементах в 3000 Ф (органический электролит, 2,7 В/элемент). При такой емкости элементы позволяют принимать или отдавать ток до 750 А. Предполагалось, что при повышении нагрузки на ДГУ более 85% от номинальной мощности генератора начинается компенсация нагрузки за счет разряда БСК, а при снижении нагрузки на ДГУ ниже 40% его мощности – идет заряд БСК от ДГУ. Таким образом, $K_{иум} ДГУ$ можно держать в пределах безопасного интервала значений. Расчет совместной работы ВЭГ и ДГУ с БСК энергоемкостью 205 Втч и мощностью 91 кВт показал, что такая энергоемкость БСК недостаточна для принятия всей энергии пульсаций, уводящих ДГУ ниже $K_{иум}$, равного 0,4. Достаточной для данного режима, согласно результатам моделирования, является энергоемкость БСК 336 Втч. Важно, что при моделировании необходимо учитывать не только глубину пульсаций мощности ДГУ, но и их повторяемость; поэтому для более корректных оценок потребной энергоемкости БСК в составе ветроэнергетической установки требуется динамическое моделирование работы системы. В конкретном случае расчетов ветроэнергетический потенциал в выбранной точке (поселок Усть-Воямполка) следует признать недостаточным при существующем графике нагрузки. Для обеспечения высокой степени замещения дизельного топлива следует использовать два ВЭГ выбранного типа, при этом целесообразно дополнить их высокоресурсной АБ, работающей также и совместно с ДГУ для достижения оптимального $K_{иум}$ последней. При отсутствии АБ в составе ветродизельного комплекса целесообразно использовать БСК, обеспечивающую удержание $K_{иум} ДГУ$ в заданных рамках, оптимальных с точки зрения экономии топлива и сохранения моторесурса.

Выводы

Представлена физическая имитационная модель ветроэнергетической установки, включающая имитатор ветрогенератора (блок сервопривод-электродгенератор), нагрузку, гибридный накопитель (блок аккумуляторных батарей и суперконденсатора), систему сбора

данных. На примере реального графика нагрузки поселка в Камчатском крае, параметров отечественных дизель-генераторных и суперконденсаторных систем, а также ветроэлектрогенераторов китайского производства, зарекомендовавших себя в условиях работы в Российском Заполярье, рассмотрены различные варианты компоновки ветродизельного комплекса. Показано, что введение в состав системы ветроэлектрогенератора может привести не только к снижению потребления дизельного топлива, но и к ухудшению технико-экономических показателей дизель-генераторной установки за счет работы дизель-генератора на малых мощностях. Выполнены расчетно-аналитические исследования в целях оптимизации состава комплекса – как путем секционирования дизель-генераторной установки, так и использования суперконденсаторной батареи для компенсации переменной выработки ветроэлектрогенераторов.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, проект № 16-08-01233.

References

1. <http://www.northernpower.com/pdf/case-study-kasigluk.pdf>
2. Christian Bussar, Melchior Moos, Ricardo Alvarez, Philipp Wolf et al, Optimal allocation and capacity of energy storage systems in a future European power system with 100% renewable energy generation// *Energy Procedia*. 2014. № 46. 40 – 47.
3. William F. Pickard, Amy Q. Shen, Nicholas J. Hansing, Parking the power: Strategies and physical limitations for bulk energy storage in supply–demand matching on a grid whose input power is provided by intermittent sources// *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2009. № 13, 1934–1945.
4. Jami Hossain, A case study of high wind penetration in the Tamil Nadu Electricity Utility, *ENERGY POLICY* August 1993, p. 868-874.
5. http://www.hydro.com.au/documents/Energy/King_Island_Renewable_Energy_PK_2008.pdf.
6. Andreev V.M., Zabrodsky A.G., Kognovitsky S.O. Integrated power plant with an energy storage on the basis of the hydrogen cycle // *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*. 2007. №2 (46). С. 99-105.
7. Bryce S. Richards, Gavin L. Park, Thomas Pietzsch, Andrea I. Schafer. Renewable energy powered membrane technology: Brackish water desalination system operated using real wind fluctuations and energy buffering, // *Journal of Membrane Science* . 2014. № 468. 224–232.

**ТРЕБОВАНИЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ВИЭ - ИМПЕРАТИВ
ПРОДЛЕНИЯ ПРОГРАММЫ ПОДДЕРЖКИ ВИЭ ПОСЛЕ 2024 Г.
EXTENSION OF NATIONAL RES SUPPORT PROGRAM BEYOND 2024 IS AN
IMPERATIVE TO KEEPING LOCAL CONTENT REQUIREMENTS FOR RES
EQUIPMENT**

Копылов А.Е.

«Акта консалт», Москва, Россия

Kopylov A.

Acta Consult, Moscow, Russia

anatoly.kopylov@acta-consult.ru

Активные обсуждения необходимости и целесообразности продления национальной программы поддержки ВИЭ за границей 2024 г. используют многообразные аргументы и часто приводят к противоположным выводам. Однако сохраняющиеся требования по локализации производства оборудования отрасли фактически делают императивным решение вопроса о продлении программы: если она не будет продлена, то рынок такого локализованного оборудования просто «закроется».

Many different arguments are used within the frame of a discussion whether it is necessary and worth it to extend Russian national RES support system beyond 2024 and often these arguments lead to internally contradictory conclusions. But if kept afloat local content requirements in the industry really make this decision on the program extension an imperative: soon after its closure the local equipment market will simply shut down.

Ключевые слова: ВИЭ, локализация, оборудование ВИЭ, поддержка ВИЭ, продление поддержки ВИЭ в России.
Keywords: RES, local content requirements, RES equipment, RES support, extension of RES support in Russia.

Вопрос продления программы поддержки ВИЭ в РФ за границей 2024 г. является предметом обсуждения чиновниками и экспертным сообществом в течение примерно 2-х последних лет. Основные аргументы «за» продление российской программы сводятся к следующим.

- ✓ Развитие энергетики на основе ВИЭ – мировой тренд и мы в России не можем также его пропустить или дальше отставать в развитии новых видов генерации
- ✓ Продлить программу поддержки можно, но на других принципах поддержки, в основном, за счёт мер промышленной политики, стимулирования экспорта и др.
- ✓ Программу поддержки можно продлить, но в уменьшающихся масштабах, чтобы снизить нагрузку на потребителей на рынке
- ✓ Программу поддержки необходимо продлить, в расширяющихся масштабах, чтобы обеспечить расширение рынка оборудования для новой генерации на основе ВИЭ в России.

Имеется свой набор аргументов в пользу противоположной позиции – «не надо продлевать программы поддержки ВИЭ».

- ✓ Продлевать программу поддержки ВИЭ не надо, хватит того, что уже создали и начали строить, «дело пошло!»
- ✓ Раз есть уже какое-то локальное производство, значит программа выполнена
- ✓ Слишком дорого обходится стране и потребителям развитие ВИЭ, лучше подождать пока технологии станут дешевле и тогда уже начать их использовать в широких масштабах, когда будет достигнут сетевой паритет по ценам на энергию ВИЭ и традиционной генерации
- ✓ Развитие ВИЭ подорвёт традиционные для России отрасли: угольную, нефтяную и газовую, что приведёт к росту социальной напряжённости в стране.

Любопытно, что сторонники и той, и другой позиции предполагают обязательное внесение изменений в систему поддержки ВИЭ в случае её продления.

Следует напомнить, что основной мотивацией правительства при принятии решения о запуске национальной программы поддержки ВИЭ была необходимость и целесообразность создания в стране новой отрасли энергомашиностроения – производство основного и вспомогательного оборудования для энергетики ВИЭ. Предложения по использованию требований по локализации производства оборудования как условия применения мер поддержки программы поддержки ВИЭ в России разрабатывались в 2010-12 гг.* Основными исходными предпосылками в начале разработки были следующие.

На тот период времени экспертами отмечалось, что в мире нет однозначно успешного опыта локализации такого типа оборудования, проблемы того или иного типа встречались в каждом из случаев реализации такой политики: Канада (с различиями такой политики по провинциям страны), Бразилия, Китай, Испания, Украина, Индия, Австралия, Португалия и др. В большинстве случаев принятые первоначально схемы и требования в дальнейшем корректировались. Основными факторами локальных временных неудач были:

- ✓ не всегда гармоничная привязка мер локализации производства к мерам по поддержке энергетики ВИЭ в стране
- ✓ неправильная оценка возможных и требующихся сроков осуществления локализации производства оборудования, как правило, излишне оптимистичная со стороны регулятора: требование «быстрого старта»
- ✓ темпы повышения предъявляемых требования по локализации к проектам ВИЭ по уровням и срокам достижения
- ✓ несоответствующая структура и уровень необходимого промышленного потенциала требованиям, которые предъявляет та или иная страна к запуску производства оборудования для генерирующих объектов ВИЭ
- ✓ нехватка квалифицированного персонала в задействованных отраслях промышленности
- ✓ недостаточная величина национального рынка ВИЭ для развития промышленности производства оборудования для генерации на основе ВИЭ
- ✓ действующий регулятивный режим в стране для новых промышленных инвестиций мог противоречить условиям, предъявляемым к программам локализации производства оборудования для ВИЭ
- ✓ сложившийся и (или) формирующийся уровень конкуренции на соответствующем сегменте рынка.

Что касается стартовых условий развития производства оборудования для генерации на основе ВИЭ в России, то наши оценки позволили сделать следующие оценки. Во-первых, рынка проектов ВИЭ промышленного масштаба не было ни для одной из отраслей: солнечной энергетики, ветряной или малой гидрогенерации.

Во-вторых, сложившиеся на момент предполагаемого запуска программы условия по отраслям сильно различались. Оборудование для малых ГЭС производится в России достаточно давно, есть местные производители с историей, но они - малоконкурентны, в т.ч. из-за малых объёмов производства, или устаревшего оборудования, или несоответствующего качества выпускаемого оборудования.

Солнечные панели производятся в России давно, ещё со времён СССР, но технологическая база – устаревшая, объёмы - мизерные. Имелся только один готовившийся к реализации проект компании Хевел на основе современного оборудования и находившийся на тот момент в высокой степени готовности.

Производственная база российской ветроэнергетики почти отсутствовала или была фрагментарной и нестабильной. Проектов производства элементов оборудования ВЭС высокой степени готовности в стране на начало второго десятилетия в стране не было.

* Подробнее см.: *Копылов А.Е.* Экономика ВИЭ. Изд. 2-е, перераб. и дополн., 2016, стр. 445-466.

В ходе разработки предложений по структуре и мерам поддержки развития локального производства оборудования ВИЭ в России исходили из следующих базовых принципов и требований. На период становления рынка оборудования ВИЭ планировалось отвести 2-3 года после объявления о будущих требованиях по локализации, кроме солнечной энергетики, для которой уже было почти готовое производство на заводе Хевел в Новочебоксарске, которого к тому же хватало только на начальные конкурсные отборы проектов.

Первоначально требования по локализации были только по оборудованию, без работ, однако в дальнейшем по предложению Минпромторга России в состав «локальных» элементов проектов ВИЭ были включены и работы по строительству, монтажу, сборке на площадках, консультированию и проч. Их включение в состав требований по локализации позволяло, с одной стороны, сразу обозначить приоритеты развития программы генерации на основе ВИЭ, с другой стороны, давало потенциальным производителям и инвесторам время для «разгона». В течение этого 2-3-летнего срока заинтересованные производители могли присмотреться к рынку, понять, как он работает и оценить стабильность условий, а уже затем принимать инвестиционные решения по местному производству своего оборудования или его отдельных элементов.

Изначально был сделан выбор не в пользу стоимостных оценок долей локализации, а в пользу балльной оценки на основе заранее объявленных балльных индикаторов, присвоенных тем или другим элементам конструкции. При присуждении баллов отсутствует проблема колебания стоимостной составляющей импортируемых деталей в составе конструкции, проблема некорректной оценки фактической и номинальной стоимости элементов конструкции или работ.

Применительно к ветроэнергетике существуют разные оценки минимальных размеров рынка, как минимального порога прихода на него производителей оборудования. Например, первые известные нам публичные оценки* ориентировались на 150-200 МВт мощности ежегодно в течение 3-х лет и более. В дальнейшем с ростом зрелости рынков местоположение производства именно в родной для компании стране становится всё менее важным условием† в связи с ростом экспортного потенциала производителя, что ведёт к снижению порога требований к размещению ею производства в других странах‡.

На сегодняшний день нижним пределом объёма производства ветроагрегатов на одном производстве одного производителя может считаться объём примерно 200 МВт в год. Именно поэтому основное требование такой новой отрасли к рынку оборудования ветростанций составляет 200 МВт в год на одного производителя, для солнечной энергетики – 120-150 МВт на одного производителя и оба остаются в силе.§ Соответственно предположение о необходимости как минимум трёх таких производителей в каждом сегменте приводит нас к оценке минимальных объёмов рынка такого оборудования в 500-600 МВт для ветроэнергетики и 350-450 МВт – для солнца. Меньшие объёмы рынка приведут к возникновению дуополии и снижению конкуренции на нём.

В настоящее время на рынке оборудования солнечной энергетики в России работают три производителя: группа компаний «Хевел» с суммарным производством 130 МВт в год, завод «Гелиос» - прим. 80 МВт и завод компании «Солар системс» на 180 МВт в год. В прессе в 2018

* *Francisco M. Veloso*, “Understanding Local Content Decisions: Economic Analysis and an Application to the Automotive Industry,” *Journal of Regional Science* (Blackwell Publishing) 46, no. 4 (October 2006): 747-772, p. 9.

† Этот вывод справедлив главным образом для стран, не отличающихся большими территориями, в которых не возникает больших затрат на транспортировку крупногабаритных элементов ветроагрегатов. Для больших стран: США, Китай, Канада, Россия местное производство часто становится залогом экономичности проектов ветроэнергетики.

‡ *Joanna Lewis and Ryan Wiser*, “Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms,” *Energy Policy* (ELSEVIER SCI LTD) 35, no. 3 (March 2007): 1844-1857, p. 7.

§ *Копылов А.Е.* Экономика ВИЭ. Изд. 2-е, перераб. и дополн., 2016, стр. 461

г. была информация о строительстве ещё одного завода солнечных панелей, но пока она не получила практического подтверждения. С точки зрения объёма рынка эти объёмы производства означают, что эти три поставщика фактически заполняют собой весь рынок. Такой рынок без какого-либо превышения предложения над спросом почти никогда не бывает конкурентным. Если же правительство захочет усилить конкуренцию на рынке оборудования солнечной энергетики, то его размеры придётся увеличить ещё на 200-250 МВт вводов солнечных станций в год.

В области ветряной энергетики было объявлено о трёх проектах локального производства. Первым стала группа «Росатом», начавшая сотрудничество с голландской компанией «Lagerway» позже купленной немецкой компанией «Enercon». Группа «Роснано» в сотрудничестве с российской дочкой «Фортум» вступили в кооперацию с крупнейшим производителем ветроагрегатов компанией «Vestas». Испано-немецкая компания SGRE S.a. также объявила о своих планах локализации производства ветроагрегатов в России в сотрудничестве с итальянской Enel в России в области ветроэнергетики, но очевидно, пока не получила необходимого гарантированного объёма заказов от своего ключевого заказчика.* Первые два проекта активно развиваются, следует ждать активности и у третьего игрока - SGRE S.a. Таким образом, суммарный объём рынка, исходя из приведённых индикаторов, должен быть не меньше суммарных достигнутых объёмов производства солнечных панелей, а по ветроагрегатам также сохранить среднегодовые объёмы в 500-600 МВт вводов мощностей ВЭС.

Таким образом, можно уже сформулировать первые выводы относительно итогов реализации российской программы локализации производства оборудования для генерирующих объектов на основе ВИЭ.

- 1) Фактически в России появилась новая подотрасль в электроэнергетике: производство энергии ВИЭ на основе энергии солнца (1704 МВт) и ветра (2442 МВт), ТБО (335 МВт). И пусть пока она невелика по объёмам, но она быстро растущая и, что, наверное, ещё важнее, ведёт к существенным изменениям не только в самой электроэнергетике, но и в обслуживающей её промышленности и других отраслях.
- 2) Сформировалось российское производство современных солнечных панелей: 3 российских завода.
- 3) Идёт быстрая подготовка к запуску производственных мощностей в ветроэнергетике: проект группы Росатома, СП компаний Фортум и Роснано. Заявлены планы корпорации SGRE S.a. по локализации своих ветроагрегатов в России в сотрудничестве с российским подразделением итальянской Enel.
- 4) Новый импульс, хоть и слабый, получила российская малая гидроэнергетика (ожидаемый ввод новых - 120 МВт).
- 5) Идёт подготовка проектов на основе сжигания ТБО также с использованием местного оборудования.

Таким образом, всё это доказывает, что российская программа поддержки ВИЭ доказала на практике свою эффективность и актуальность в рамках тех целей и задач, которые были поставлены. Также важно иметь в виду, что у этих новых отраслей есть, но краткосрочная перспектива до конца действия программы поддержки ВИЭ в России: ветер – до 3351 МВт, солнце – до 1759, МГЭС – до 425 МВт.

Приведённые выше расчёты размеров рынка оборудования двух технологий ВИЭ: солнечные станции на основе фотопреобразования и ветроэнергетика, должны будут сохраниться и в перспективе при решении вопроса о целесообразности и масштабах сохранения системы поддержки ВИЭ в стране. Целесообразно рассмотреть возможные

* Enel пока выиграл конкурсные отборы только на 295 МВт ВЭС, что недостаточно для запуска полноценного локального производства

варианты развития рынка локального оборудования ВИЭ в случае принятия того или иного решения относительно продления программы поддержки ВИЭ.

1. Локальный закрытый рынок (без потенциала роста):

- a) можно не увеличивать объёмы рынка, но требуется продление программы во времени
- b) останутся уже имеющиеся заводы по производству солнечных панелей (300-400 МВт в год)
- c) видимо сможет сохраниться пара производств элементов ветроагрегатов (400-500 МВт в год) в зависимости от масштабов российского рынка
- d) фрагментарное производство оборудования для МГЭС
- e) такой рынок может «схлопнуться» за несколько лет до формального завершения программы поддержки ВИЭ в стране

2. Локальный рынок с отложенным потенциалом роста:

- a) Те же условия и факторы, что и для 1-го варианта развития событий, но дополнительно требуются
- b) дополнительные усилия по какому-то из направлений – фокус на НИОКР
- c) меры по снижению огромных рисков такого сценария: *зачем инвестировать при не расширении объёмов рынка, откуда брать деньги на НИОКР при ограничении рынка и объёмов продаж, как выходить на другие рынки при такой малой базе установок оборудования, др.?*

3. Локальный рынок как часть глобального рынка ВИЭ:

- a) необходимость повысить уровень конкуренции (хотя бы 3-4 производителя на тип оборудования)
- b) продлить горизонт программы до инвестиционного
- c) госпрограмма поддержки экспорта.

В случае отмены пролонгации программы поддержки вовсе или заметного сокращения объёмов вводов после 2024 г. ниже отмеченных ранее нижних пределов для ветряных и солнечных станций большинство инвесторов, скорее всего, быстро свернут свои производства после завершения поставок по последним подписанным контрактам, зафиксировав убытки и списав инвестированные средства. Именно поэтому, исходя из заявленного ранее и реализованного правительством требования локализации производства оборудования для генерации на основе ВИЭ как одного из главных приоритетов программы развития ВИЭ стране, такое требование императивно требует продолжения как самой программы поддержки ВИЭ, так и развития отношений по развитию локального производства оборудования для этого. Это условие, по сути, во многом обесценивает большую часть дискуссии о продолжении поддержки ВИЭ в стране за границами 2024 г.

**ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ УДАЛЕННЫХ ПОСЕЛКОВ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИЭ
ENERGY SUPPLY OF REMOTE SETTLEMENTS IN THE MURMANSK REGION
USING RENEWABLE ENERGY SOURCES**

Кузнецов Н.М., Минин В.А.
ЦЭС КНЦ РАН, г. Апатиты, Россия

Kuznetsov N.M., Minin V.A.

Northern Energetics Research Centre – Branch of the Federal Research Centre “Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences” (NERC KSC RAS), Apatity, Russia

kuzn55@mail.ru

Показан потенциал возобновляемых источников энергии (солнца, ветра, гидроэнергии малых рек, приливов) в Мурманской области. Определены приоритеты использования возобновляемых источников энергии. Оценены перспективы использования солнечных и ветровых энергетических установок, приливных электростанций и малых ГЭС в энергетическом хозяйстве региона – для энергоснабжения удаленных населенных пунктов, для работы в составе энергосистемы, а также для участия в теплоснабжении потребителей Севера. Приведены примеры практического использования установок на базе ВИЭ по указанным направлениям.

The potential of renewable energy sources (sun, wind, hydropower of small rivers, tides) in the Murmansk region is shown. Priorities for renewable energy sources using are determined. Prospects for solar and wind power plants, tidal power plants and small-scale hydropower plants in the regional power grid network are estimated - for power supply of remote settlements, for work as part of the power system, and for participation in the heat supply of consumers of the North. Examples of practical using of plants based on the renewable energy sources in these directions are given.

Ключевые слова: Мурманская область, возобновляемые источники энергии, потенциал ВИЭ, направления и перспективы использования, опыт внедрения

Keywords: Murmansk region, renewable energy sources, potential of renewable energy sources, prospects for using, implementation experience

Развитие энергетики Мурманской области долгие годы происходило за счет последовательного освоения гидроэнергетических ресурсов, использования привозного топлива на ТЭЦ и котельных, а также ядерного горючего на Кольской АЭС. Вместе с тем, Мурманская область располагает широким набором возобновляемых источников энергии (солнца, ветра, малых рек, морских приливов и волн и др.), которые в определенных условиях могут составить конкуренцию традиционным источникам энергии или выгодно дополнить последние, принося ощутимый экономический эффект.

В Центре физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН выполнена оценка ресурсов возобновляемых источников региона [1] и расставлены приоритеты их возможного использования. Ресурсы солнечной энергии региона велики, но потенциал этого возобновляемого источника энергии (рис.1) в 1,5-1,7 раза ниже, чем в центральных и южных районах страны. Кроме того в условиях Севера имеется ряд трудностей, связанных с освоением этого источника энергии. Во-первых, это почти полное отсутствие солнечной энергии в зимние месяцы, когда потребность в энергии со стороны потребителей максимальна. Во-вторых, в северных широтах из-за активной циклонической деятельности число дней с ясной солнечной погодой сравнительно невелико. Исходя из сказанного, применение солнечных установок в Мурманской области может быть оправдано лишь в исключительных случаях, когда альтернативные способы получения энергии еще дороже.

Мурманская область располагает значительными ресурсами приливной энергии. Имеется богатый опыт эксплуатации Кислогубской приливной электростанции мощностью около 1500 кВт на побережье Баренцева моря (рис.2). Однако ввиду сравнительно небольшой величины прилива (в среднем 2-3 м) сооружение приливных электростанций (ПЭС) на побережье Кольского полуострова возможно далеко не повсеместно.

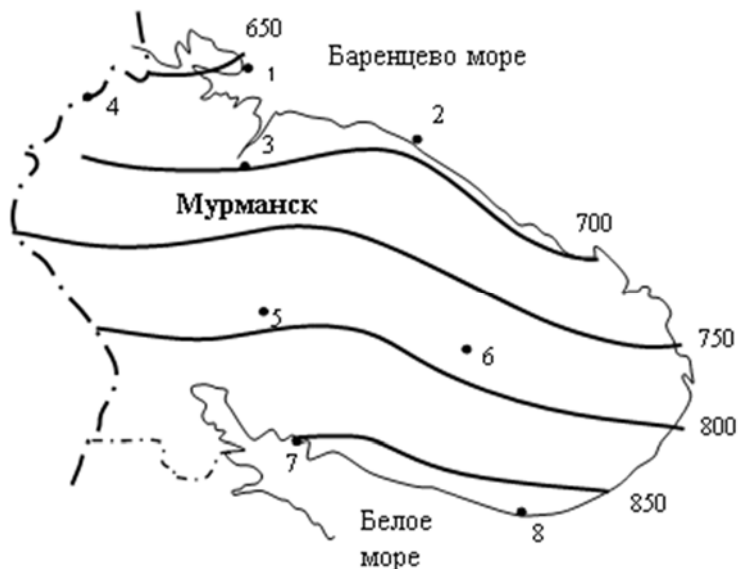


Рис. 1. Поступление солнечной энергии на территорию Мурманской области (кВт·ч/м²)

1 – метеостанция Цып-Наволок, 2 – Дальние Зеленцы, 3 – Мурманск, 4 – Янискоски, 5 – Хибины, 6 – Краснощелье, 7 – Умба, 8 – Чаваньга

Заслуживает внимания сооружение Лумбовской ПЭС на крайнем северо-востоке Кольского полуострова, где средняя величина прилива составляет 4,2 м. Эта ПЭС может иметь мощность до 670 МВт и годовую выработку энергии до 2,0 млрд. кВт·ч. Однако удаленность объекта строительства и высокие капиталовложения пока отодвигают сооружение этого энергетического объекта на дальнюю перспективу. А в ближайшие годы специалистами планируется строительство ПЭС на северном побережье Кольского полуострова в губе Долгой в 6 км от поселка Териберка.



Рис. 2. Кислогубская приливная электростанция

Исследования на действующей Кислогубской ПЭС доказали, что тонкостенная железобетонная конструкция здания ПЭС после 50-летней эксплуатации в суровых условиях арктического побережья находится в хорошем состоянии. Искусственное основание, выполненное под водой и ежесуточно работающее при знакопеременных напорах, работает устойчиво. Установленная защита оборудования и арматуры конструкций ПЭС от коррозии работает удовлетворительно. Бетонные конструкции здания ПЭС обладают особо высокой морозостойкостью, на них нет никаких повреждений, а прочность бетона превышает проектную величину. На базе Кислогубской ПЭС начато исследование совместного

использования приливной и солнечной энергии (рис.3). Изучаются также возможности сооружения в этом районе ветропарка [2].



Рис. 3. Солнечная установка на территории Кислогубской ПЭС

Из всех перечисленных выше возобновляемых источников для Мурманской области наибольший интерес представляют гидроэнергия малых рек и энергия ветра. Технические гидроэнергоресурсы 35 малых и средних рек области оцениваются в 4,4 млрд. кВт·ч при 516 МВт среднегодовой мощности. Серьезным препятствием на пути сооружения ГЭС является рыбохозяйственное значение большинства рек. Требуется компромиссные решения, предусматривающие проведение рыбоохранных мероприятий.

Одним из первоочередных объектов малой гидроэнергетики может быть ГЭС мощностью 6 МВт на реке Пиренга, впадающей в озеро Имандра. Другим подобным объектом может стать малая ГЭС мощностью 1250 кВт на реке Чаваньга на юго-востоке Кольского полуострова (в 7 км от одноименного села), а также малая ГЭС в центре полуострова на Ельреке, притоке Поноя, мощностью 500 кВт (в 12 км от села Краснощелье). Возможная выработка этих ГЭС на 30-50% выше выработки дизельных электростанций, действующих в настоящее время в указанных селах.

Мурманская область располагает высоким потенциалом ветровой энергии, сосредоточенным, главным образом, в прибрежных районах. Наиболее сильные и устойчивые ветры наблюдаются на северном побережье Кольского полуострова (рис.4). Это самое ветреное место на всем европейском Севере России.

В ходе выполненных в ЦФТПЭС КНЦ РАН исследований выявлены предпосылки, благоприятствующие применению ветроэнергетических установок (ВЭУ) на Кольском полуострове: высокий потенциал ветра, совпадение зимнего максимума интенсивности ветра с максимумом потребности в энергии со стороны потребителей. Можно назвать три основных направления развития ветроэнергетики: автономная ветроэнергетика (работа ВЭУ на отдельного потребителя или их группу), системная ветроэнергетика (работа парков ВЭУ в составе энергосистемы), теплоснабжение потребителей с участием ВЭУ.

Автономные ветроэнергетические установки могут улучшить состояние энергообеспечения децентрализованных потребителей (отдельных поселков и сел, метеорологических станций, маяков, пограничных застав, объектов Северного флота и т.д.), получающих энергию от местных дизельных электростанций, бензиновых агрегатов и мелких котельных. Ветроустановки, работая совместно с указанными традиционными источниками

энергии, способны вытеснить до 30-50%, а в наиболее ветреных районах до 70% дефицитного органического топлива.

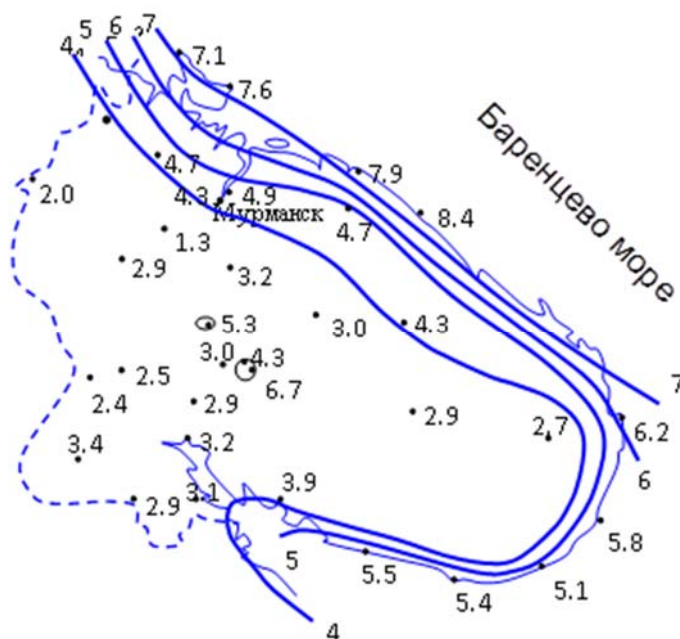


Рис. 4. Средние многолетние скорости ветра (м/с) на высоте 10 м от поверхности земли в условиях открытой ровной местности

В Мурманской области имеется опыт сооружения и эксплуатации автономных ветроэнергетических установок. В 2013 г. в пос. Молочный заработала ВЭУ мощностью 5 кВт. В 2014 г. в поселке Новая Титовка электроэнергию начали вырабатывать три ветрогенератора по 3 кВт. В населенном пункте Ловозеро смонтирована ВЭУ мощностью 4 кВт. В 2015 году в селе Пялица на побережье Белого моря (рис.5) была установлена гибридная ветро-солнечно-дизельная электростанция мощностью 92 кВт [3].



Рис. 5. Гибридная энергоустановка с использованием ВИЭ в селе Пялица

Системную ветроэнергетику целесообразно развивать в первую очередь там, где высок потенциал ветра, имеются дороги для доставки крупных ВЭУ, есть выход в энергосистему.

Этим требованиям отвечает, например, район Серебрянского и Териберского каскадов ГЭС на северном побережье Кольского полуострова.

В Мурманской области уже имеется практический опыт применения ВЭУ в составе энергосистемы. В 2001 году вблизи гостиницы «Огни Мурманска» была смонтирована и пущена в опытно-промышленную эксплуатацию датская ветроустановка Wincon-200 мощностью 200 кВт [4]. Применение ветроэнергетических установок для теплоснабжения удаленных автономных потребителей было опробовано на ветроэнергетическом полигоне ЦФТПЭС КНЦ РАН в пос. Дальние Зеленцы на побережье Баренцева моря. Результаты исследований по этой проблеме отражены в работе [5]. Предпосылками для такого использования ВЭУ являются продолжительный отопительный сезон (9-10 месяцев и более), совпадение сезонного максимума потребности в тепловой энергии с сезонным поступлением энергии от ВЭУ.

В целом потенциал нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Кольского полуострова велик. Вовлечение их в хозяйственный оборот представляет собой большую научно-техническую задачу. Решение ее может улучшить состояние электро- и теплоснабжения большого круга потребителей Севера.

Литература

1. Минин В.А., Дмитриев Г.С. Перспективы освоения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии на Кольском полуострове. – Мурманск: Объединение Bellona, 2007. - 92 с.
2. Минин В.А. Перспективы сооружения ветропарка в районе Кислогубской приливной электростанции // Труды КНЦ РАН. Серия Энергетика. №2/2011(5). – С.194-204.
3. Кузнецов Н.М., Минин В.А. Гибридные установки с применением ВИЭ в энергообеспечении удаленных потребителей Мурманской области / Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность. 2016. Материалы международного конгресса REENCON-XXI. Москва, 2016. – С.184-189.
4. Минин В.А., Дмитриев Г.С. Опыт монтажа и эксплуатации сетевой ветроэнергетической установки около г. Мурманска // Электрические станции, №2, 2004. –С.71-73.
5. Минин В.А., Бежан А.В. Перспективы использования энергии ветра для теплоснабжения потребителей европейского Севера. – Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2009. - 56 с.

**АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И
ФАКТОРОВ ВЛИЯЮЩИХ НА СЕБЕСТОИМОСТЬ ВЫРАБОТКИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**
**ANALYSIS OF THE RENEWABLE ENERGY SOURCES CHARACTERISTICS AND
FACTORS AFFECTING THE COST OF ELECTRICITY GENERATION**

Соснина Е.Н., Солнцев Е.Б., Липужин И.А.

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, Н.Новгород, Россия

Sosnina E., Solntsev E., Lipuzhin I.

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

lipuzhin.ivan@yandex.ru

В статье рассмотрены вопросы выбора источников малой распределенной генерации на базе возобновляемых источников энергии для автономных систем электроснабжения. Выполнен анализ автономных потребителей. На основе анализа рынка энергоустановок, используемых для электроснабжения автономных потребителей (дизельный электростанции, ветроэлектрические установки, солнечные установки, мини-гидроэлектростанции, аккумуляторные батареи) определены удельные стоимости энергоблоков. Исследованы основные характеристики энергоустановок и факторы, влияющие на выработку ими электроэнергии. Приведена методика для оценки себестоимости электроэнергии, и значения *LCOE (Levelized Cost of Energy)* для различных типов энергоустановок. Задачей исследования является определение себестоимости электроэнергии в функции от параметров источников питания и внешних факторов. Полученные зависимости могут быть использованы при разработке методики выбора типа и мощности комбинированных источников малой распределенной генерации для автономных систем электроснабжения на основе технико-экономического анализа.

The article is devoted to the selection of small distributed generation sources based on renewables (RES) for autonomous power supply systems. The analysis of autonomous consumers is done. The specific unit costs of power units is determined on the basis of the analysis of the market for power plants used for power supply of autonomous consumers (diesel generators, wind power plants, solar installations, mini hydro power plants, storage batteries). The main characteristics of power plants and factors influencing the generation of electricity are investigated. A technique for estimating the cost of electricity, and the value of the LCOE (Levelized Cost of Energy) for various types of power plants are presented. The research objective is to determine the cost of electricity as a function of the parameters of power sources and external factors. The obtained dependences can be used in the development of a method for selecting the type and power of combined sources of small distributed generation for autonomous power supply systems on the basis of a technical and economic analysis.

Ключевые слова: автономная система электроснабжения; возобновляемые источники энергии; изолированная система электроснабжения; распределенная генерация.

Keywords: distributed generation; isolated power supply system; renewable energy sources; LCOE.

Введение

В настоящее время до 70% территорий России с населением более 20 млн. человек остаются неохваченными централизованными электросетями [1]. Основная причина – большие расстояния до малонаселенных пунктов, расположенных в труднодоступных районах. Особенно остро эта проблема стоит в Мурманской области, Дальнем Востоке и Арктической зоне.

Важным направлением развития экономики России является повышение региональной энергетической безопасности регионов. На решение этой задачи направлено развитие малой распределенной генерации и создание на ее основе автономных систем электроснабжения (СЭС) [2].

Автономные системы электроснабжения

Под автономными СЭС понимаются СЭС отдельных потребителей (предприятий, населенных пунктов), содержащие автономные генерирующие установки, расположенные в непосредственной близости от потребителей, и распределительные электрические сети

ограниченной протяженности. В большинстве случаев автономные СЭС не имеют связи с централизованными сетями, а мощность генерирующих установок составляет десятки – сотни кВт (таблица 1).

Таблица 1 – Автономные потребители электроэнергии

Сфера применения	Примеры объектов-потребителей	Мощность объектов, кВт
Добывающая промышленность	Поисково-разведочные комплексы; установки добычи полезных ископаемых и ресурсов; поселения работников	От 50
Отдельные отрасли промышленности	Рыбная, легкая, деревообрабатывающая промышленность	От 50
Сельское хозяйство	Фермерские хозяйства; птицефабрики; склады; установки для переработки зерна	От 10
Населенные пункты	Дачные поселки и загородные дома; коттеджные поселки; деревни; военные поселки; вахтовые поселки; пограничные посты; базы отдыха	От 5
Бюджетные учреждения	Детские сады; школы; больницы; институты.	От 10
Передвижные и мобильные объекты	Подразделения спасателей; мобильные госпитали.	От 5
Маломощные удаленные отдельностоящие объекты	Объекты телекоммуникации; метеостанции; маяки; станции заправки автомобилей; объекты общественного питания вдоль автомобильных трасс; железнодорожные станции.	От 5

Основу автономной энергетики России составляют дизель-генераторные установки (ДГУ). Они нашли широкое применение благодаря высокой надежности, коэффициенту готовности и простоте обслуживания. Как источники электроэнергии ДГУ обладают недостатками, к главным из которых относятся большой удельный расход органического топлива и вредные выбросы в окружающую среду. Серьезной проблемой является дальний и дорогостоящий транспорт топлива, ограниченный сроками сезонного завоза, что является одной из главных причин снижения надежности электроснабжения автономных СЭС [3].

В силу вышеописанных причин стоимость электроэнергии в автономных системах достигает несколько десятков руб/кВт·ч, а население, проживающее в энергоудаленных поселениях сталкиваются с частыми перебоями электроснабжения, авариями, ограничениями потребления электроэнергии по времени суток.

Вместе с тем, большинство энергоудаленных регионов обладают высоким потенциалом использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Поэтому перспективным направлением развития автономных СЭС является сооружения автономных энергетических комплексов на базе установок ВИЭ.

Характеристики энергоустановок на базе ВИЭ

В таблице 2 приведены основные типы источников энергии, применяемых для электроснабжения автономных объектов.

В зависимости от потенциала ВИЭ в конкретном месте, необходимо выбрать отдельный тип источника энергии, или их комбинацию. Наибольшую эффективность показала комбинация установок ВИЭ с традиционными источниками энергии (ДГУ) [4]. Отдельным

элементом автономной СЭС являются накопители электроэнергии, которые служат для согласования режимов производства и потребления электроэнергии. В основном для этой цели применяются аккумуляторные батареи.

Таблица 2 – Диапазон выпускаемых мощностей источников питания для автономных СЭС

Тип источника	Диапазон выпускаемых мощностей, кВт
Ветроэлектрическая установка (ВЭУ)	0,3-3000
Солнечная энергетическая установка (СЭУ), одна панель	0,005-0,5
ДГУ: однофазные / трехфазные	3-26 / 5-2400
Мини-гидроэлектростанции (ГЭС)	0,3-8000
Накопители энергии	емкость 4,5-3000 А·ч

Также при проектировании СЭС необходимо учитывать вспомогательное полупроводниковое оборудование (выпрямители, инверторы), которые необходимы для связи источников и потребителей электроэнергии, и обеспечения последних электроэнергией требуемого качества.

На Рис. 1 приведена удельная стоимость каждого типа энергоустановок.

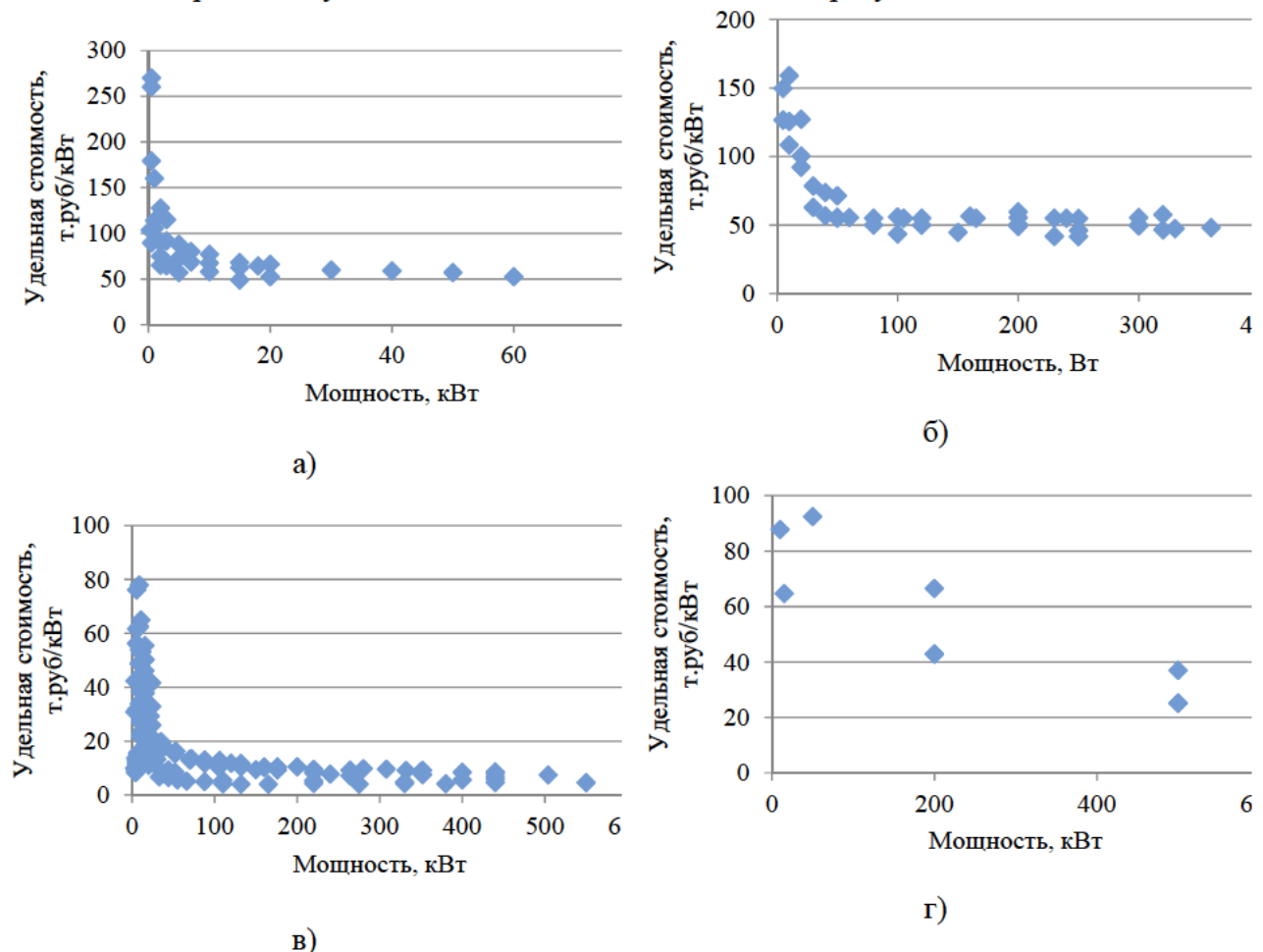


Рис. 1 Зависимость удельной стоимости от мощности: а) ВЭУ; б) СЭУ; в) ДГУ; г) мини-ГЭС.

При дальнейшем увеличении мощности ВЭУ, тренд снижения удельной стоимости (Рис. 1, а) сохраняется, достигая 30 тыс.руб/кВт при мощностях ВЭУ более 1-2 МВт. Различия в удельной стоимости СЭУ (Рис. 1, б) обусловлены технологией изготовления панелей: монокристаллическая (гибкая), поликристаллическая, тонкопленочная. Стоимости ДГУ (Рис. 1, в) отличаются в зависимости от исполнения установок: открытое или шумозащищенный

кожух; и страны изготовителя. Большой разброс стоимости мини-ГЭС (Рис. 1, г) обусловлен разными типами применяемых турбин: пропеллерная, диагональная, радиально-осевая, ковшовая.

Факторы влияющие на себестоимость выработки электроэнергии

Выбор типа источника энергии в каждом конкретном случае зависит от внешних фактов. В главе рассмотрены основные факторы, влияющие на выбор энергоустановки, а также на изменение стоимости выработки электроэнергии.

А. Скорость ветра

Мощностная характеристика горизонтально-осевой ВЭУ приведена на Рис. 2, а. Приведенный график справедлива для мощностей ВЭУ от 10 до 100 кВт.

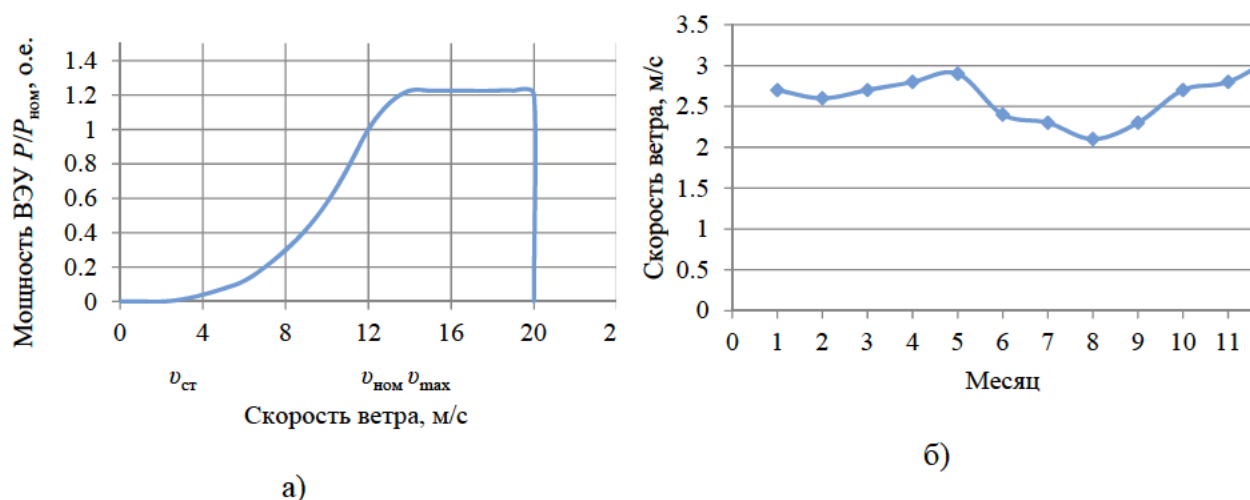


Рис. 2. Зависимости: а) выработка мощности горизонтально-осевой ВЭУ от скорости ветра; б) среднемесячной скорости ветра на высоте 50 м над поверхностью земли для г. Н.Новгорода.

Данные о среднегодовых скоростях ветра служат исходной характеристикой общего уровня интенсивности ветра. Информацию получают с помощью предварительного мониторинга в течение нескольких лет, или по архивным данным с близлежащих метеорологических станций. Для оценочных расчетов используют среднемесячные скорости ветра (Рис. 2, б).

Скорость ветра зависит от высоты подъема над земной поверхностью. Приведенная на Рис. 3, а зависимость справедлива для открытых ровных мест. Большое влияние на значение скорости ветра оказывает форма рельефа и тип подстилающей поверхности. С помощью климатологической базы данных была получена среднемесячная скорость ветра для г. Н. Новгорода в условиях различных типов ландшафта на высоте 100 м над уровнем земли (Рис. 3, б.).

Б. Солнечная инсоляция

На эффективность выработки электроэнергии СЭС оказывают непосредственное влияние географические и климатические характеристики: широта и время года, от которых зависит продолжительность светового дня. На Рис. 4 приведена зависимость среднегодового облучения солнцем горизонтальной поверхности в зависимости от широты установки панелей. Помимо этого, важную роль играет угол наклона поверхности солнечной панели относительно горизонта.

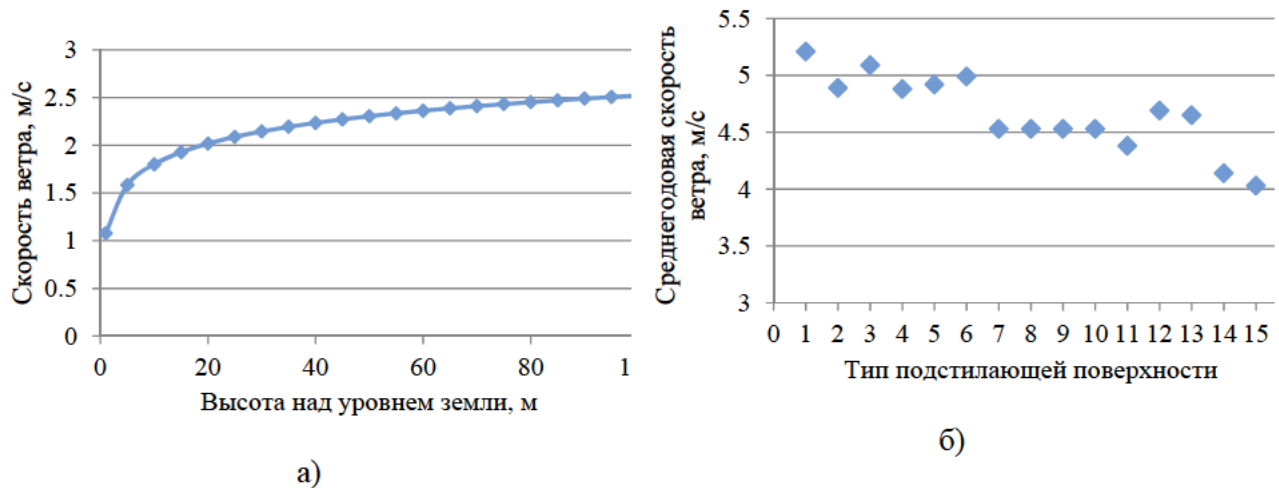


Рис. 3. Зависимости: а) скорости ветра от высоты над поверхностью земли на примере г. Н.Новгород; б) среднегодовой скорости ветра от типа подстилающей поверхности: 1 - 35-м широколиственные-вечнозеленые деревья (70% покрытия); 7 - 0,6-м многолетнее растение (100%); 11 - неровная голая почва; 13 - грубый ледяной снег / лед; 15 - Открытая водная поверхность; 16 - плоская поверхность с грубой травой.

В. Расход воды

Режим реки отражает влияние всего комплекса физико-географических и климатических факторов, свойственных данной природной зоне. На равнинной территории природные факторы и, соответственно, водный баланс и режим рек изменяются зонально.

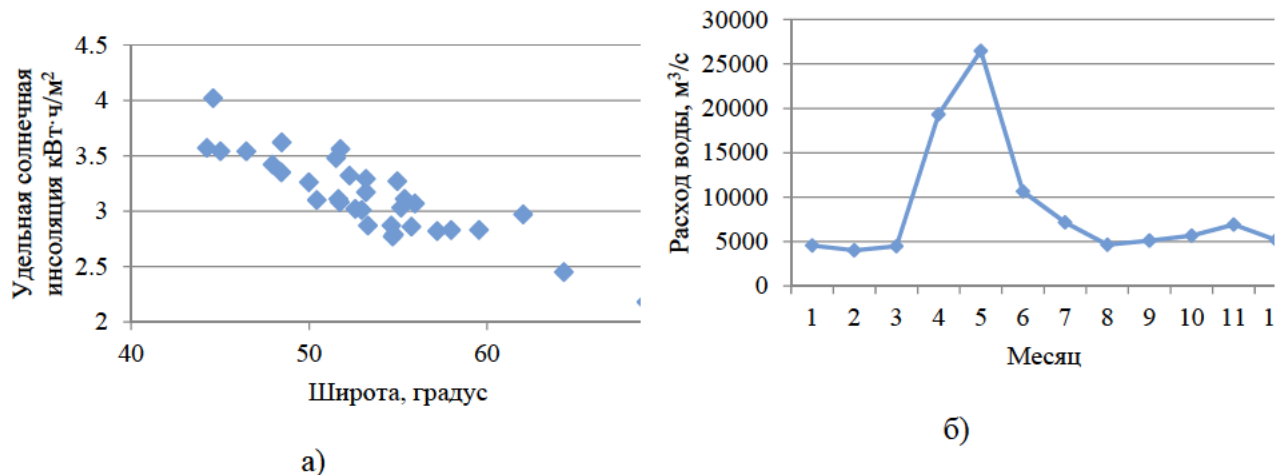


Рис. 4. Зависимости: а) удельной среднегодового облучения солнцем поверхности в зависимости от широты; б) среднегодовой расход воды р. Волга.

В пределах каждой зоны или гидрологического района, реки имеют общие черты водного режима, обусловленные общностью условий формирования стока. Эта общность проявляется в закономерном чередовании периодов повышенной и пониженной водности внутри года, называемых фазами водного режима. Различают три фазы водного режима: половодье, межень и паводки (Рис. 4, б).

Г. Уровень загрузки ДГУ

Основной характеристикой ДГУ, влияющей на их эффективность, является расход топлива. При анализе ДГУ удобно использовать удельный расход топлива. Как видно из Рис. 5, а, с увеличением номинальной мощности ДГУ удельный расход топлива снижается.

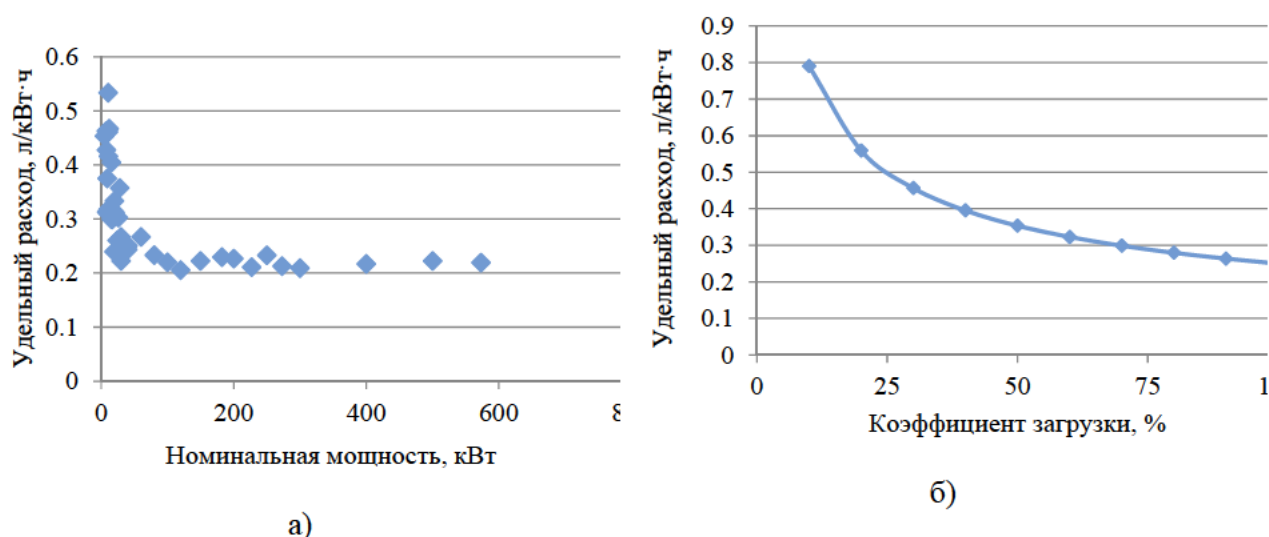


Рис. 5 Зависимости удельного расхода топлива: а) от номинальной мощности ДГУ при коэффициенте загрузки 75% (на примере ДГУ фирмы SDMO); б) от коэффициента загрузки.

Расход топлива дизельным двигателем зависит от его коэффициента загрузки k_z (Рис. 5, б). Таким образом, работа ДГУ с низким коэффициентом загрузки приводит к увеличению удельного расхода дизельного топлива. Эксплуатация ДГУ с загрузкой ниже 75% является неэффективной.

Д. Расстояние до населенного пункта

Большинство автономных СЭС располагаются на значительном отдалении от крупных населенных пунктов. Затраты на транспорт дизельного топлива для ДГУ зависят от вида транспорта и расстояния. Годовые затраты на топливо зависят от количества поездок в течение года, которое в свою очередь является функцией расхода дизельного топлива ДГУ. На Рис. 6, а приведена зависимость удельных затрат на перевозку топлива от коэффициента загрузки ДГУ и расстояния до населенного пункта на а/м марки Газель.

Оценка себестоимости электроэнергии

При выборе источника питания ключевым фактором может являться себестоимость выработанной электроэнергии. В зарубежной практике себестоимость электроэнергии от источников распределенной генерации уже более 20 лет принято оценивать по величине коэффициента $LCOE$ (*Levelized Cost of Energy*) [5], который определяется как:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T (K_t + O_t + Z_{топф} + Z_{CO_2t} + Z_{утилт}) \cdot (1+r)^{-t}}{\sum W_t \cdot (1+r)^{-t}},$$

где K_t – полные капитальные затраты, понесенные в году t ; O_t – затраты на обслуживание и ремонт в году t ; $Z_{топф}$ – затраты на топливо в году t ; Z_{CO_2t} – затраты на оплату выбросов парниковых газов в году t ; $Z_{утилт}$ – затраты на утилизацию в году t ; $(1+r)^{-t}$ – коэффициент дисконтирования для года t (отражает оплату стоимости капитала); W_t – количество произведенной электроэнергии в году t , МВт·ч; t – период времени; T – срок жизненного цикла объекта.

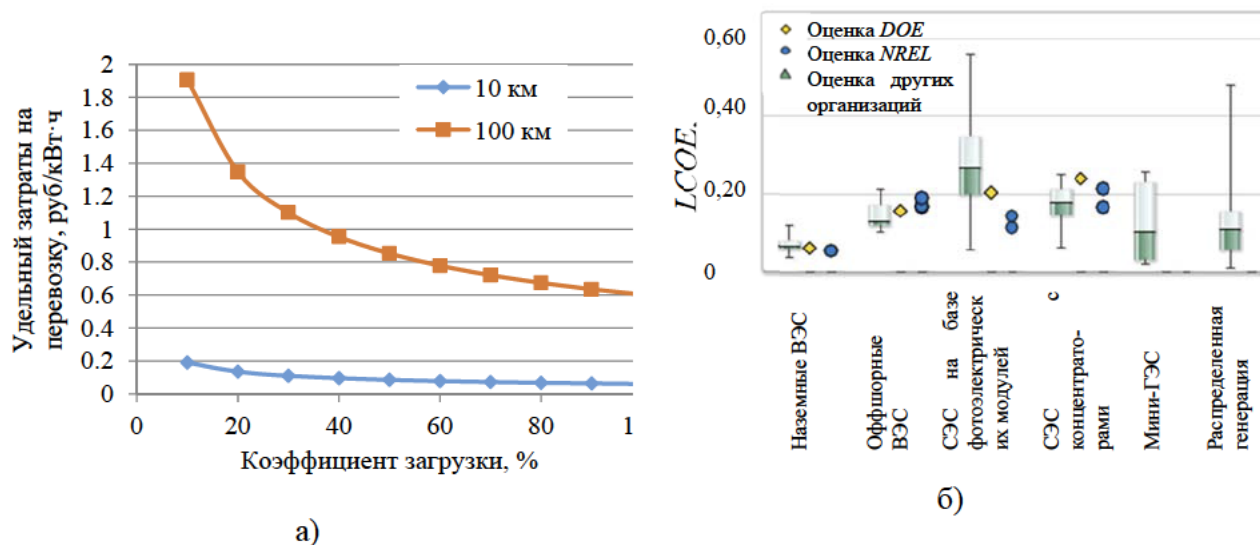


Рис. 6. Зависимости: а) удельных затрат на перевозку дизельного топлива от коэффициента загрузки ДГУ и расстояния до населенного пункта; б) коэффициента $LCOE$ для различных типов ВИЭ.

На Рис. 6, б приведены данные по прогнозируемому значению коэффициента $LCOE$ для различных типов ВИЭ [6]. Используя коэффициент $LCOE$ возможно сравнить несколько альтернативных вариантов построения систем электроснабжения с ВИЭ, а также сравнить со стоимостью сооружения линии электропередач. Чем ниже значение $LCOE$, тем более выгоден рассматриваемый вариант.

Выводы

Коэффициент $LCOE$ учитывает затраты на выработку электроэнергии на всем жизненном цикле установки, которые будут сильно отличаться в каждом конкретном случае. Поэтому при выборе типа источника, нельзя пользоваться средними значениями, и необходимо выполнять детальный расчет. Используя приведенные характеристики возможно определить минимумы функции $LCOE$, определив, таким образом, оптимальную конфигурацию автономной системы.

Полученные зависимости могут быть использованы при разработке методики выбора типа и мощности комбинированных источников малой распределенной генерации на основе ВИЭ для автономных систем электроснабжения на основе технико-экономического анализа.

Благодарности

Работа выполнена в рамках Государственного задания №13.2078.2017/4.6 при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ.

Список литературы

1. Popel O.S. Renewable energy sources in the regions of the Russian Federation: problems and prospects. *EnergSovet*. 2011. № 5 (17). Pp. 22-26.
2. Technological platform "Small distributed power engineering". URL: <http://ds-energy.ru/> (2018).
3. Belsky, A.A. Wind power plant with power regulation at the expense of the wind rotor conclusion from under the wind. 2013. №1 (63). Pp. 185-188.
4. Far Eastern WDP projects. URL: <http://передвижная-энергетика.рф/projects/kompleksnyy-proektstroitelstva-vetrogeneratsii-na-dalнем-vostoke-rossii/> (2018).
5. Chernyakhovskaya Yu.V. Evolution of methodological approaches to electricity cost assessment. Analysis of best foreign practices. *Vestnik IGEU*. №4. 2016. Pp. 56-68. DOI: 10.17588/2072-2672.2016.4.056-068.
6. Transparent Cost Database. URL: en.openei.org/apps/TCDB/ (2018).

**АВТОНОМНАЯ МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА КИЛОВАТТНОГО УРОВНЯ НА ОСНОВЕ
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ И ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ
AUTONOMOUS POWER PLANT OF KILOWATT POWER LEVEL BASED ON
RENEWABLE SOURCES AND FUEL CELLS**

**Григорьев А.С.¹, Григорьев С.А.², Мельник Д.А.¹, Лосев О.Г.¹, Вервелакис Г.М.¹,
Филимонов М.Н.¹**

1: НИЦ «Курчатовский институт», 123182, Москва, пл. Академика Курчатова, 1

2: НИУ «МЭИ», 111250, Москва, ул. Красноказарменная, 14

Grigoryev A.S.¹, Grigoryev S.A.², Melnik D.A.¹, Losev O.G.¹, Vervelakis G.M.¹, Filimonov M.N.¹

¹Research Center "Kurchatov Institute", 123182, Moscow, pl. Academician Kurchatov, 1

²Research Institute "MEI", 111250, Moscow, Krasnokazarmennaya Street, 14

Losev_OG@nrcki.ru

В настоящее время, не имея подключения к Единой энергетической системе России в удаленных населенных пунктах производство тепловой и электрической энергии происходит на изолированных локальных «островных» теплоэлектростанциях в основном из так называемого традиционного ископаемого углеводородного топлива, в том числе, примерно 15% дизельного топлива, почти всё остальное – мазут и каменный уголь. Приходится решать экологические проблемы, учитывая риски, связанные с транспортировкой и хранением мазута и дизельного топлива, в частности аварийные утечки топлива и загрязнение окружающей среды с ограниченной способностью к самовосстановлению в уникальных климатических условиях Севера. В данной статье предлагается ознакомиться с ведущимися в НИЦ «Курчатовский институт» работами по созданию специализированных автономных энергоустановок киловаттного уровня генерируемой мощности с использованием возобновляемых источников энергии мощностью от 50 кВт и ниже предназначенных для широкого круга потребителей, в том числе и для создания станций быстрой зарядки электротранспорта, позволяющих зарядить аккумуляторную батарею транспортного средства до 80% емкости за время до получаса.

Currently, without the connection to the Unified Energy System of Russia in remote settlements of these regions, the production of heat and electric energy takes place in isolated local "island" thermal power plants mainly from the so-called traditional fossil hydrocarbon fuel, including about 15% of diesel fuel, almost everything else - fuel oil and coal. It is necessary to solve environmental problems, taking into account the risks associated with transportation and storage of fuel oil and diesel fuel, in particular emergency fuel leaks and environmental pollution, with limited capacity for self-recovery in the unique climatic conditions of the North. In this article it is proposed to familiarize with the work on creation of specialized autonomous power installations of kilowatt level of generated capacity using renewable energy sources running from 50 kW and below intended for a wide range of consumers, including for the creation of fast charging stations for electric transport and allowing you to charge the battery of the vehicle to 80% capacity for up to half an hour.

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, локальные электрические сети, автономная энергетическая установка, станция быстрой зарядки, электрический транспорт.

Keywords: renewable energy, local electrical systems, autonomous power plant, fast charging station, electric transport.

Гарантирование надежного электроснабжения имеет большое производственное и социальное значение в развитии Арктики и Дальнего Востока. Трудность обеспечения надежного электроснабжения по доступным ценам также может стать серьёзным объективным препятствием для экономического роста в этих регионах. На социальное и экономическое развитие отдаленных районов влияет высокая стоимость производства тепла и электроэнергии [1].

Для развития Сибири и Дальнего Востока России достаточно часто требуются автономные гибридные энергоустановки с выходной мощностью киловаттного уровня, что могут обеспечить установки, на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [2], [3].

В качестве потенциальных потребителей можно отметить метеорологические станции, навигационные маяки и буи, появляющиеся на Севере многочисленные станций сотовой и радиорелейной связи, локальные системы радио и телевизионного вещания, аппаратура аэродромных служб и т.д. [4]. Отдельно можно упомянуть станции зарядки электротранспорта выполненные на базе энергоустановки на ВИЭ [5]. Для решения этой задачи необходим

отдельный класс автономных малообслуживаемых энергоустановок в диапазоне выходных мощностей от 50 кВт и ниже.

Одной из главных задач надежной работы энергоустановок на основе ВИЭ является обеспечение бесперебойного питания в периоды отсутствия солнца и ветра и, соответствующее климатической зоне исполнение, обеспечивающее надежную работу энергоустановки. Курчатовским институтом ведутся активные проработки как в направлении использования топливных элементов (ТЭ) на спиртах, водороде, сжиженном и природном газе в качестве источников дополнительной электрической и тепло генерации, так и в направлении применения систем накопления электроэнергии, в том числе и в рамках водородного цикла.

Наиболее перспективно развитие энергоустановок на ВИЭ там, куда достаточно сложно завезти традиционное углеводородное топливо, а провести ЛЭП или нецелесообразно, или невозможно. В высоких широтах (выше 75° с.ш.) на Крайнем Севере развитие ветровых и солнечных систем мегаваттного класса мощности с использованием отечественного оборудования на сегодня достаточно проблематично.

Процесс движения от традиционной генерации на мазуте и дизельном топливе в сторону гибридной генерации с использованием энергии ветра и солнца должен быть направлен на обеспечение энергоснабжения этих регионов экологически безопасным способом и по более доступным ценам. В перспективе такие внесетевые установки на основе ВИЭ в ряде случаев позволят отказаться от прокладки новых сетей от центрального энергоснабжения и минимизировать риски энергетической безопасности.

Приведенные выше солнечные и ветровые системы способны обеспечить электропитанием достаточно крупные населенные пункты, поселки и даже города. Такие станции строятся в районах с развитой инфраструктурой, места их строительства выбираются с учетом максимальной доступности первичных источников – солнца и ветра.

В тоже время достаточно актуально стоит задача обеспечения качественным электропитанием отдельного ряда потребителей как гражданского, так и специального назначения, расположенных в удаленных, труднодоступных районах, в том числе в Арктической зоне и на Дальнем Востоке России. Ранее электропитание подобных объектов осуществлялось, в том числе, от радиоизотопных термоэлектрических генераторов (РИТЭГ), которые к настоящему моменту почти повсеместно выведены из эксплуатации по причине истечения срока службы и потенциальной радиационной опасности.

Круг подобных потребителей хоть и многочислен, но обычно они разбросаны на обширных территориях вдали от стационарных городских и поселковых источников энергии, а прокладка для них электросетей электроснабжения не представляется экономически целесообразной.

НИЦ «Курчатовский институт» за последние годы успешно выполнил в этом направлении исследований ряд Государственных контрактов, посвященных использованию возобновляемых источников энергии. Полученный в результате выполнения этих контрактов научно-технический задел послужил основой для создания в рамках кооперации с промышленными партнерами Курчатовского института ряда отечественных автономных гибридных солнечных и ветроэлектрических энергоустановок промышленно-бытового назначения. В составе энергоустановок используются комплектующие преимущественно отечественных производителей.

Для оптимизации конструкции и характеристик энергоустановки созданы соответствующие математические модели.

Взаимосвязь моделей схематично изображена ниже на рис. 1.

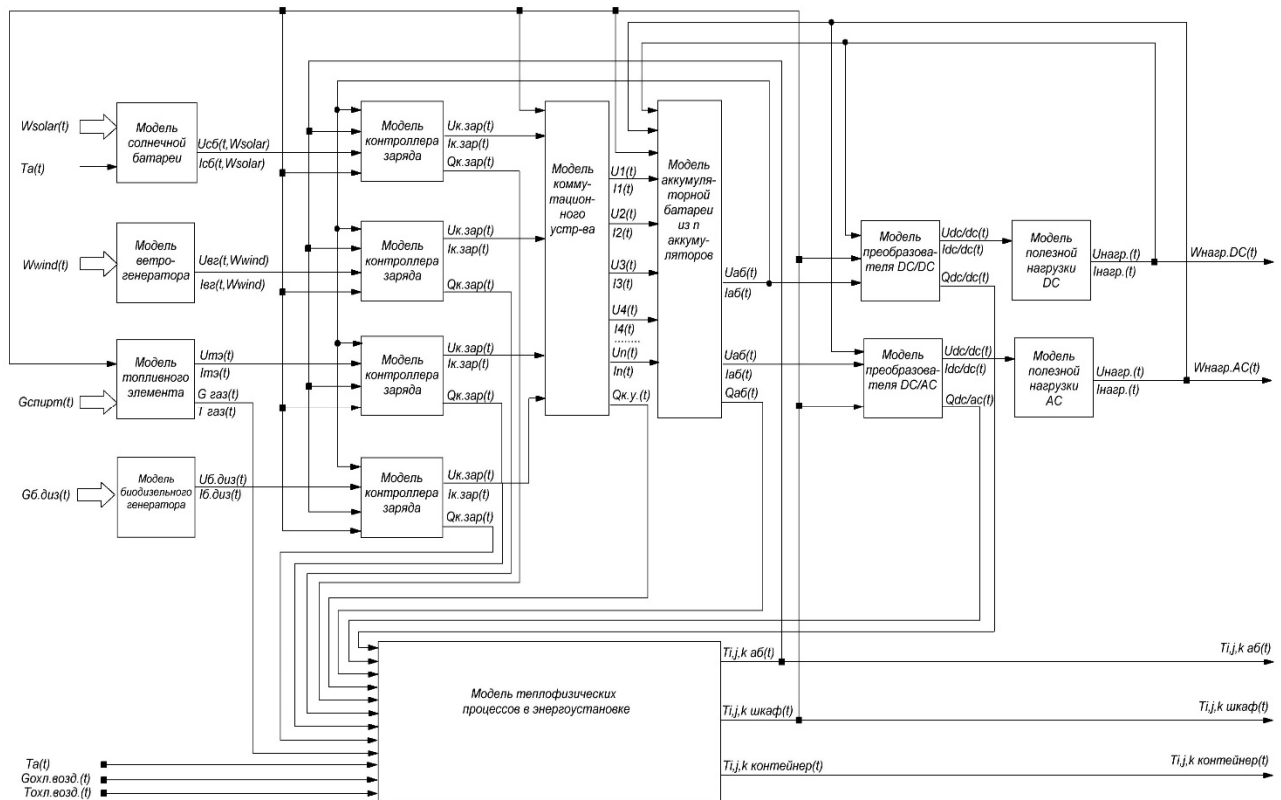


Рис. 1. Связь математических моделей по входам и выходам

Имеется рабочая конструкторская документация на солнечные ветроэлектрические установки (см. пример на рис. 2) и освоено их серийное производство в качестве источников электропитания как для объектов хозяйственно-бытового назначения, так и для объектов специального промышленного назначения.



Рис. 2. Серийные солнечные ветроэлектрические установки на площадке промежуточной сборки на Камчатке в 2017 г.

В рамках соглашения с Минобрнауки России (универсальный идентификатор работ RFMEFI60417X0164) в 2017 – 2019 гг. проводятся прикладные научные исследования по теме «Разработка автономных систем электропитания на основе альтернативных источников

энергии для развития инфраструктуры транспортных средств» направленные на разработку автономных систем электропитания с использованием возобновляемых источников энергии и топливных элементов для станций зарядки электротранспорта различного назначения (рис. 3).

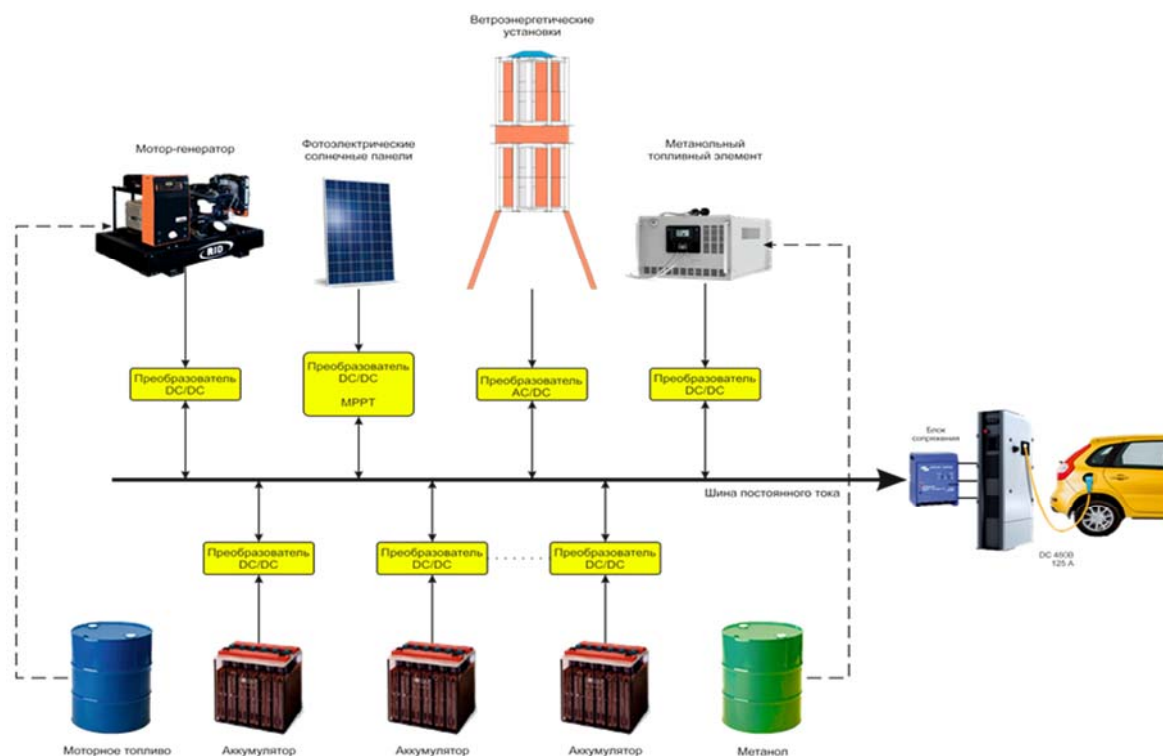


Рис. 3. Структура автономной системы электропитания с использованием возобновляемых источников энергии и топливных элементов для станций зарядки электротранспорта

Параметры серийной модели, планируемой к реализации по результатам исследований:

- максимальная выходная электрическая мощность энергоустановок: до 60 кВт в одном модуле с возможностью, если это необходимо, модульного наращивания для конкретного объекта;
- ток полезной нагрузки: постоянный: до 125 А;
- выходное напряжение постоянного тока: до 480 В;
- минимальное время зарядки аккумуляторной батареи электротранспортного средства: 0,5 часа;
- климатическое исполнение автономных энергоустановок М по ГОСТ 15150-69, при этом диапазон рабочих температур составляет от минус 40°С до +40°С.

Предлагаемое направление разработок с одной стороны имеет солидный отечественный научно-технический задел, опирающийся на многолетний позитивный опыт применения и эксплуатации наземных РИТЭГ, с другой - требует постановки и решения новых научно-технических задач, возникающих при их дальнейшем совершенствовании, и в частности путём создания источников электроэнергии на основе комбинированного использования традиционных ВИЭ (солнца и ветра) и газообразных и жидких (в том числе и возобновляемых) энергоносителей, таких как, например, водород, метан, метанол и этанол.

References

1. Anatole Boute «Off-grid renewable energy in remote Arctic areas: Ananalysis of the Russian Far East» Renewable and Sustainable Energy Reviews 59 (2016) 1029–1037 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.034>
2. Kokorin A.O. "Wind and solar generation in remote settlements of the Russian Arctic" / Arctic herald. Informational and analytical journal, 2017, No. 3 (22), pp. 40 - 47. <http://arctic-herald.ru/?p=586>

-
3. A.S. Grigoriev, V.V. Skorlygin, S.A. Grigoriev, D.A. Melnik, M.N. Filimonov «A Hybrid Power Plant Based on Renewables and Electrochemical Energy Storage and Generation Systems for Decentralized Electricity Supply of the Northern Territories» *Int. J. Electrochem. Sci.*, 13 (2018) 1822 – 1830, doi: 10.20964/2018.02.54
 4. Barnavin AP, Vasin SE, Grigoriev AS, Kaplar EP, Korolev AV, Melnik DA, Lyukaitis V.Yu., Pakhlov SV, Stepanov OL, Chetverkin GK "Autonomous Power Supply Systems for Local Consumers Located in the Arctic Zone of Russia" // Collection of Reports of the V International Forum "The Arctic: Present and Future" December 7-9, 2015, Russia, St. Petersburg, pp. 232-243. <http://www.youblisher.com/p/1284949-Daijest/>
 5. O.G. Losev, I.V. Maruseva, A.S. Pushkarev, S.A. Grigoriev, A.S. Grigoriev "Refueling station on renewable energy sources for hydrogen and electric transport" / *Alternative fuel transport* № 3 (33), May 2013 г. <http://metaninfo.ru/aftmarchive/TAT32013.pdf>

О ПОТРЕБНОСТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В РЕГУЛИРУЮЩИХ МОЩНОСТЯХ ABOUT THE NEEDS OF THE ENERGY SYSTEM IN REGULATING DEVICES FOR ENERGY MANAGEMENT APPLICATIONS

Лушников О.Г.

Ассоциация «Гидроэнергетика России», Россия, Москва

Lushnikov O.G.

“Hydropower of Russia”, Russia, Moscow

Contact information Andreeva Maria: AndreevaMM@rushydro.ru

Ключевые слова: гидроаккумулирование, балансировки энергетических режимов, дефицит регулировочных мощностей, несбалансированные избытки мощности, рынок электроэнергии и мощности, инвестиционная привлекательность ГАЭС

Keywords: pumped hydro storage power plants, balance operating modes of the UES of Russia, insufficiency of the regulating electric power, non-compensated capacity excess, investment attractiveness and economic efficiency of construction and operation of PHSP Power system.

Очевидная несбалансированность вводов в эксплуатацию различных типов генерирующих мощностей в энергосистемах России обусловлена с одной стороны неравномерным территориальным распределением энергоресурсов, степенью их инфраструктурной доступности, возможным воздействием на окружающую среду, с другой стороны, недостаточно последовательной политикой, определяющей приоритеты развития энергетической отрасли. Конечно, на планы строительства новых электростанций оказывает влияние, прогнозируемый уровень электропотребления в субъектах РФ. В свою очередь на реальный уровень потребления электроэнергии в энергосистемах и динамику его изменения влияют условия, часто несовпадающие с возможностями развития генерации на этих территориях, таких как наличие развитой инфраструктуры, необходимой для промышленности, социальной базы – для населения и др. В результате влияние на развитие тех или иных энергетических сегментов, зачастую оказывают не технические потребности и возможности, а чисто политические решения или финансовые и лоббистские возможности потенциальных инвесторов. Принимая решения о масштабном строительстве новых генерирующих мощностей, зачастую не берется в расчет тот факт, что энергетическая система должна, прежде всего, отвечать требованиям надежности, безопасности и управляемости.

В данной работе сделана попытка ответить на вопросы, которые определяют направления деятельности не только гидроэнергетических компаний, а энергетики в целом. А именно:

- -существует ли дефицит регулировочных мощностей в ЕЭС России;
- -существуют ли альтернативные ГАЭС технологии создания регулировочных мощностей и компенсации избытка мощности;
- - являются ли российские ГАЭС экономически эффективными и инвестиционно привлекательными объектами.

Анализ дефицита регулировочных мощностей в ЕЭС России

В период с 2009-14 гг. ОАО «РусГидро» при информационной поддержке ОАО «СО ЕЭС» и ряда других энергетических компаний, провело ряд последовательных исследований, целью которых была оценка необходимости строительства новых гидроаккумулирующих станций (далее – ГАЭС) в Российской Федерации. В основу оценки были приняты результаты анализа существующего и прогнозного дефицита регулировочных мощностей с учетом ограничений максимально допустимых перетоков ЕЭС России, а также планов по перспективному вводу генерирующих мощностей до 2030 г.

В качестве сценария развития электроэнергетики в расчетах была принята Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 года (далее – Генеральная схема),

рассмотренная и одобренная на заседании Правительства РФ 3 июня 2010г. При выполнении исследований и модельных расчетов учитывались данные принятые при формировании Схемы и программы развития ЕЭС России. В основу расчетов положены прогноз спроса на электроэнергию по территориям субъектов РФ на каждый год планирования и предложения по перечню и месту размещения электрических станций и сетевых объектов. В процессе выполнения работ были исследованы условия функционирования ЕЭС России на примере объединенных энергетических систем Центра, Северо-Запада, Средней Волги и Юга. Другие ОЭС РФ не рассматривались по причине наличия в них значительных регулировочных мощностей, располагаемых на ГЭС. Расчеты долгосрочных энергетических режимов проводились на энергетической схеме, являющейся эквивалентом полной электрической схемы, используемой для расчетов электрических режимов ЕЭС России. В основу расчетов был положен принцип соблюдения баланса производства и потребления электроэнергии (как в суточном, так и в месячном разрезе) и почасового баланса между производством и потреблением активной мощности с учетом экономических критериев загрузки оборудования тепловых электростанций (ТЭС) и ограничений по пропускной способности электрической сети. При оптимизации электроэнергетических режимов учитывались ограничения максимально допустимого перетока мощности в контролируемых сечениях электрической сети. Балансировка режимов по активной мощности осуществлялась путем:

- изменения от рабочего к выходному дню конфигурации графика нагрузки гидроэлектростанций;
- выбора состава генерирующих мощностей ТЭС и изменения от рабочего к выходному дню конфигурации графиков нагрузки ТЭС в пределах диапазона регулирования выбранного состава оборудования. Состав оборудования в рамках одних характерных суток принимается неизменным в каждом часе суток.

При задании регулировочного диапазона ГЭС учитывались интегральные ограничения по объему месячной выработки электроэнергии. Останов оборудования ТЭС на ночь при расчетах суточного регулирования нагрузки не предусматривался. Выбор состава работающего оборудования определялся следующими факторами:

- минимально допустимой нагрузкой ТЭС, определенной исходя из условий надежности теплоснабжения и функционирования электрических сетей;
- составом имеющегося оборудования, с учетом оборудования, выводимого в ремонт;
- технологическим минимумом выбранных единиц генерирующего оборудования ТЭС и их максимальной мощностью, готовой к несению нагрузки, определенной с учетом остановов иного генерирующего оборудования и перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности.

Технологический минимум генерирующих объектов, вводимых по договорам о предоставлении мощности (ДМП), определялся в соответствии с условиями договора на поставку мощности, а для парогазовых установок (ПГУ), по которым информация о нижнем пределе регулировочного диапазона отсутствовала, величина технологического минимума принималась равной 50% установленной мощности. В связи с тем, что доля ПГУ в производстве электроэнергии в соответствии с Генеральной схемой будет непрерывно расти, дополнительно проводились расчеты при величине технологического минимума указанных ПГУ равного 55-60% установленной мощности. В результате расчетов для заданного суммарного потребления мощности и определяемого в процессе расчета состава генерирующих мощностей электростанций, исходя из условия не превышения максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях, были определены оптимальные и сбалансированные значения выработки электроэнергии, а также типовые графики нагрузки электростанций и значения перетоков мощности по характерным дням расчетного периода. Для оценки достаточности регулировочного диапазона генерирующих мощностей электростанций в перспективных энергетических режимах ЕЭС России были

выполнены расчеты режимов летнего и зимнего периодов, характеризующихся наиболее тяжелыми режимами работы включенного генерирующего оборудования, для 2020, 2025 и 2030гг.

Расчет проводился по двум характерным суткам каждого расчетного месячного периода, определенным исходя из особенностей конфигурации суточных графиков потребления мощности: рабочий день, выходной день. За расчетный зимний период был принят декабрь, который, как правило, характеризуется наименьшим диапазоном регулирования ТЭС, обусловленным надежностью теплоснабжения потребителей и предусмотренным Генеральной схемой вводом новых генерирующих мощностей с базовым режимом работы. В летнем периоде выделены два характерных режима работы энергосистемы: режим паводка и режим минимальных нагрузок. Для расчетов режима минимальных нагрузок был выбран июль, характеризующийся сезонным спадом электропотребления и, в то же время, наличием существенного снижения диапазона регулирования мощности ТЭС из-за проводимых плановых ремонтов оборудования. Режим прохождения летнего минимума нагрузки является даже более тяжелым, чем зимний и в большей степени выявляет дефицит регулировочного диапазона, необходимый для технического обоснования необходимости строительства ГАЭС.

Исходя из постановки задачи, расчеты приведены с большой долей экспертного моделирования и вынужденных допущений, касающихся, прежде всего, прогноза энергопотребления (в Генеральной схеме он представляется завышенным) и вводов генерирующего оборудования и потребителей. Проведенные расчеты даже при заданных расчетных допущениях показали недостаточность регулировочного диапазона электростанций в ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада, обусловленную, главным образом, существенным ростом доли производства электроэнергии на АЭС и недостаточным объемом регулировочного диапазона ТЭС. Величина избытков мощности в ночные часы в европейской части ЕЭС России для всех характерных суток 2020 и 2025 годов, при технологическом минимуме вновь вводимых ПГУ равном 50%, в рабочий день находится в диапазоне 0,7-1,2 ГВт, а в выходной день – в диапазоне 2,2-2,6 ГВт. Некомпенсируемые избытки мощности обусловлены недостаточной пропускной способностью межсистемных электрических связей и маневренными качествами генерирующего оборудования. Расчеты электроэнергетических режимов для менее маневренного оборудования ТЭС приводят к значительному увеличению некомпенсированных избытков мощности в отдельные часы. Так, при увеличении технологического минимума вновь вводимых ПГУ до уровня 55-60% величина некомпенсируемых ночных избытков может достигнуть 5,6 – 8,6 ГВт. Сравнительные результаты проведенных модельных расчетов приведены в таблице 1.

Таблица. 1. Максимальные некомпенсированные избытки мощности, ГВт.

Технологический минимум новых ПГУ	2020 год				2025 год				2030 год			
	июль		декабрь		июль		декабрь		июль		декабрь	
	раб	вых	раб	вых	раб	вых	раб	вых	раб	вых	раб	вых
Pmin 50%	1,0	2,2	0,7	2,5	1,1	2,5	1,2	2,6	0,0	0,0	1,1	1,1
Pmin 55%	2,4	3,7	4,5	6,5	2,6	4,2	3,4	5,3	0,5	3,1	1,8	3,1
Pmin 60%	3,2	5,4	5,6	8,0	5,0	7,3	5,5	8,6	3,3	5,9	3,5	5,8

Ликвидация несбалансированных избытков мощности возможна посредством:

а) строительства ГАЭС, б) строительства маневренных газотурбинных и парогазовых установок, в) привлечения к участию в суточном регулировании действующей тепловой и атомной генерации, г) использования других аккумулирующих устройств в качестве источника регулировочной мощности.

Одним из выводов проведенного анализа явилось заключение о том, что межсистемные и системообразующие электрические сети в ряде регионов в настоящее время характеризуются

недостаточной пропускной способностью, ограничивающей возможность удовлетворения требованиям формирующегося свободного рынка электроэнергии при соблюдении условий надежного электроснабжения. Наличие избытков мощности в ряде энергосистем при отсутствии или недостаточной пропускной способности электрических связей приводит к наличию "запертой" мощности. Наличие "запертой" мощности отмечается в энергосистемах ОЭС Северо-Запада, в Коми, Архангельской и Кольской энергосистемах.

Недостаточную пропускную способность в ремонтных схемах имеют связи операционных зон ОДУ Центра. Наиболее тяжелые с точки зрения обеспечения запасов пропускной способности режимы отмечаются в период ремонтной компании сетевого оборудования в условиях избыточной мощности АЭС и выдачи пиковых мощностей ГЭС смежных ОЭС. Практически все контролируемые сечения ОЭС Северо-Запада также загружены до уровня допустимых перетоков. Развитие электрических сетей в период до 2020 года будет направлено на устранение имеющихся сетевых ограничений и на обеспечение выдачи мощности электростанций через усиление межсистемных электрических связей между объединенными энергосистемами. Вместе с тем, в среднесрочной перспективе возможность надежной балансировки энергетических режимов ЕЭС России перетоками между смежными ОЭС будет оставаться ограниченной пропускной способностью сетей.

Строительство маневренных газотурбинных и парогазовых установок маневренных газотурбинных установок

Сравнивая варианты строительства ГАЭС и замещающих ПГУ-КЭС или ГТУ, при экономическом обосновании необходимого количества агрегатов необходимо учитывать маневренные и эксплуатационные характеристики различных типов генерации (См. таблица 2). Например, при проведении рассмотрения вариантов строительства ГАЭС установленной мощностью 1000 МВт (регулируемый диапазон с учетом заряда ГАЭС - 2100 МВт) и в качестве альтернативы, ПГУ-КЭС и ГТУ, необходимо учитывать регулируемый диапазон этих видов установок.

Для данного примера установленная мощность ПГУ-КЭС должна быть 4200 МВт, а ГТУ – 2100 МВт. Таким образом, для обеспечения сопоставимого с ГАЭС регулируемого диапазона за счет ПГУ-КЭС и маневренных пиковых ГТУ потребуется ввод альтернативной мощности в 4,2 и 2,1 раза больше соответственно. При этом строительство такого количества ПГУ-КЭС неизбежно приведет к избытку располагаемой мощности в ночное время суток, что неминуемо повлечет к необходимости их работы только в максимум нагрузки (с остановом на ночь) и снижению числа часов использования установленной мощности этих электростанций и в целом их эффективности. Кроме того, при проведении технико-экономической оценки альтернативных вариантов необходимо учитывать существенный расход топлива, парковый ресурс агрегатов и их возможности по количеству пуско-остановочных переключений. Так агрегатные блоки ПГУ-КЭС и ГТУ имеют в 1,5-2 раза меньший ресурс, чем агрегаты ГАЭС и ГЭС.

Таким образом, для замещения ГАЭС мощностью 1000 МВт потребуется построить 25 агрегатных блоков - ПГУ-190 с газовыми турбинами типа V64.3 А (производства фирм Siemens, Ansaldo или подобными) с конденсационной паровой турбиной установленной мощностью 60 МВт, общей мощностью энергоблока 190 МВт и нижним пределом регулируемого диапазона 50-55% от установленной мощности или 12 агрегатов типа - ПГУ-450 на базе ГТЭ-160 (ОАО «ЛМЗ») и конденсационной паровой турбины суммарной установленной мощностью 450 МВт и нижним пределом регулируемого диапазона 60% от установленной мощности. При замещении указанной ГАЭС маневренными пиковыми ГТУ открытого цикла, допускающих ежесуточные неоднократные пуски/остановы потребуется осуществить строительство 10 электростанций (с тремя ГТУ типа GE PG6111FA суммарной мощностью одной станции 225 МВт и количеством пусков/остановов в год не более 600).

Таблица. 2. Маневренные и эксплуатационные характеристики различных типов генерации (осредненные показатели).

Тип электростанции	Парковый ресурс агрегатов, тыс. час	Регулировочный диапазон, % от установленной мощности	Время пуска и набора номинальной мощности, мин.	
			при пуске из холодного состояния	при пуске из горячего состояния
АЭС	210 (30 лет)	0-5	5040	3600****
ТЭЦ	270	газ, мазут – 70, уголь - 30	720÷760	150÷315*
ПГУ-КЭС	200	50	475÷530	120÷260**
ГТУ	160	100	60÷120	45****
ГЭС	250-350	100	2÷6	-
ГАЭС	320	-110 ÷ 100	4÷6 – пуск в генераторный режим; 10- пуск в насосный режим	(1÷1,5) из режима холостого хода гидроагрегата

*РД-34.25.502 – "Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний дубль блока 300 МВт"

** СО 34.30.741-96 "Технические требования к маневренности энергетических ПГУ блочных ТЭС"

*** ГОСТ 29328 – 92 "Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия"

**** с учетом регламента поднятия тепловой нагрузки на реакторе и графика пуска паровой турбины с выдержкой времени из опыта эксплуатации Смоленской АЭС

Сравнение эффективности вышеуказанных вариантов по отношению к строительству ГАЭС должно учитывать, не только удельную стоимость того или иного вида установок, но и весь комплекс затрат на покупку и транспорт топлива, а также на реализацию схемы выдачи мощности электростанций. Кроме того, ГТУ открытого цикла характеризуются невысокими значениями КПД, большим удельным расходом топлива, а следовательно, их использование в качестве регулятора может быть ограничено инфраструктурными возможностями и лимитными поставками газа. В связи с тем, что электроэнергия, необходимая для заполнения водохранилища ГАЭС (1000 МВт), вырабатывается электростанциями, работающими в базовой части графика нагрузки, (АЭС или ТЭЦ) со значительно меньшими по сравнению с ГТУ удельными показателями стоимости и расхода топлива (1,5-2 раза), ежегодная экономия углеводородного сырья, по расчетам ОАО «РусГидро» превышает в финансовом выражении 1,5 млрд. руб. Таким образом, строительство ГТУ в целях обеспечения необходимого энергосистеме регулировочного диапазона не является эффективным ни с технической (паркового), ни с экономической точек зрения.

Привлечение к суточному регулированию действующей тепловой и атомной генерации

Данные, представленные в таблице 2 показывают, что маневренные характеристики тепловой и особенно атомной генерации не позволяют использовать ее активно в суточном регулировании из-за недостаточности регулировочного диапазона.

Говоря о маневренных качествах, АЭС необходимо отметить, что данный тип электростанций проектировался в РФ (ранее в СССР) с учетом их работы в базовой части

графика нагрузки. Это касается и блоков РБМК и ВВЭР.* АЭС используются в регулировании мощности энергосистемы в исключительных случаях и ограниченное количество раз (в праздничные и выходные дни, 5-7 раз в год). Ограничения по количественному участию в регулировании связаны с обеспечением безопасной эксплуатации АЭС. Следует отметить, что в Генеральной схеме до 2030 года предусмотрено увеличение строительства новых энергоблоков АЭС с возможностью несения переменной нагрузки (реализация в проектах новых реакторов АЭС требования по технической возможности ежесуточной разгрузки на 15-30%), но на сегодняшний момент это требование к АЭС не применяется. Поэтому при планировании режимов и проведении прогнозных расчетов регулировочный диапазон АЭС принимается равным нулю. Единственная возможность регулирования АЭС – полный вывод энергоблоков АЭС в резерв с их замещением более маневренной тепловой генерацией. Однако этот вариант входит в противоречие с планами развития российской атомной энергетики, обозначенными далее.

Многие старые теплоэлектростанции невозможно отключать на период ночных и воскресных провалов нагрузки, без рисков для потребителей, по причине выработанности их технического ресурса. На сегодняшний день, сокращение избытков выходного дня возможно за счет остановов энергоблоков КЭС, что в свою очередь существенно повышает удельный расход топлива и снижает КИУМ и ресурс электростанций.

Использование других аккумулирующих устройств в качестве источника регулировочной мощности

В соответствии с поручением Минэнерго России был проведен анализ возможности использования в энергетике вместо ГАЭС альтернативных накопителей энергии.

Наиболее соответствующей задачам выравнивания провала графика нагрузки (ночного и выходного дня) энергосистемы является технология аккумулирования с помощью сжатого воздуха (Compressed Air Energy Storage (CAES), позволяющая запасать/вырабатывать энергию в объемах 1-2 ГВт ч. (CAES McIntosh, 110 МВт, Штат Алабама (КПД -54%) и CAES Huntorf, Нижняя Саксония, Германия 320 МВт, (КПД -42%). Вместе с тем, применение данной технологии, как в случае с ГАЭС, предполагает наличие специальных природных условий (соответствующих геологических пород и пустот). В новых проектах Adiabatic compressed-air energy storage (CAES) российскими и зарубежными инженерами (RWE Power (Германия), ОАО «Мособлгидропроект») предлагается использовать тепловую энергию, получаемую при сжатию и расширении газа, в целях повышения суммарного КПД (может достигать 70%).

Перспективными с точки зрения аккумулирования значительных объемов первичной энергии являются тепловые аккумуляторы (Thermal Energy Storage–TES), которые могут эффективно накапливать энергию (КПД аккумулирования 90%, потери 1% в день) и обеспечивают 10 минутную готовность к выдаче энергии. Существенным недостатком этих накопителей является значительные потери при преобразовании тепловой энергии в электроэнергию (КПД снижается до 40-50%).

Из электрохимических аккумуляторов проточные (Flow Batteries) имеют значительные перспективы, так как по плотности накапливаемой энергии в 2 - 3 раза превосходят ионно-литиевые аккумуляторные батареи (Li-Ion), являясь более безопасными и экологичными. В свою очередь ионно-литиевые аккумуляторные батареи (Li-Ion), во многом благодаря масштабным научным исследованиям и снижению стоимости (на 70%) постепенно из прикладного применения в бытовой технике и транспорте переходят в большую энергетику. Используемые в основном в японской энергетике натрий-серные аккумуляторные батареи (NaS), несмотря на большой ресурс, имеют существенные ограничения по использованию, связанные с необходимостью поддержания температуры электролита более 300 град.

* доклад в.н.с., д.т.н. Чаховский В.М. от 24 ноября 2004 г. "Возможность использования систем аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) для АЭС с ВВЭР в маневренных режимах

Таблица 3. Обобщенные данные о возможностях использования в энергетике различных технологий накопления энергии

Технология	Суммарная установленная мощность МВт	Стадия *	Выработка единичной установки и МВт час сут.	КПД %	Кол-во циклов	Удельная стоимость \$/КВт \$/КВт ч	
Гидроаккумулирование	150 000	О	6000	70-82	> 13000	1500 - 4300	250-430
Аккумулирование сжатого воздуха	440	Р	3600	50-70	> 13000	1000 – 1250	550-650
Аккумулирование тепловой энергии	300	Р	350	80-85	10000	1000-2500	250-350
Супермаховики	35	Р	5	80-95	50000	2500-20000	2500-4000
Натрий-серные аккумуляторные батареи	316	Р	300	75-80	4500	3100-3450	450-550
Свинцово-кислотные аккумуляторные батареи	35	О	250	70-80	2200	1700-4900	920-980
Никель- кадмиевые аккумуляторные батареи	27	Р	50	60-65	1000	1300-1700	600-2000
Супермаховики	35	Р	5	80-95	50000	2500-20000	2500-4000
Ионно-литиевые аккумуляторные батареи	20	Р	25	85	1500	1500-3000	1000-3000
Водородные элементы (батареи)	15	Н	0,1-1	28-50	20000 час	3000	350-850
Проточные аккумуляторные батареи	10	Н	250	65-75	>10000	1440-3700	500-1300
* О-отработанная технология, Р- работающая технология, Н- стадия НИОКР и демонстрационные модели							



Рис. 1 Возможности использования различных технологий накопления энергии в энергетике в соответствии с их характеристиками

Существенно продвинулись наработки в использовании сверхпроводимости (SMES), позволяющие хранить энергию в виде магнитного поля (КПД 98%). В настоящее время широко производится сверхпроводники, требующие значительного охлаждения гелием (-263°C) или азотом (-196°C), что приводит к большому расходу энергии, а следовательно удельной стоимости накопителя (стоимость SMES накопителя 30 секундного регулирования более $6000\$/\text{kВт}$.)

Супер-конденсаторы (Super Capacitor), обладая возможностью накапливать заряд большой мощности (более 500 000 циклов заряд-разряд, 10-секундная готовность), не обладают свойством накапливать значительный объем энергии, что пока определяет их роль – поддерживать бесперебойность работы высоконадежных энергосистем. Низкая плотность энергии и высокая удельная стоимость на единицу энергии, делает этот вид накопителя неконкурентоспособным при длительной работе с электрической сетью (минута и более).

Перспективными представляются исследования и разработки в области механических накопителей, среди которых наибольшее развитие в энергетике нашли супермаховики (Super Flywheel). Использование современных материалов (карбон, кевлар, графит и др..) позволяет создавать эффективные накопители энергии с КПД аккумулялирования более 80%, с потерями не более 3% в час. Основной проблемой данного типа накопителей является низкая энергоемкость, что позволяет использовать их только для регулирования частоты в электрических сетях, конкурируя с электрохимическими батареями и суперконденсаторами.

Бесспорно, что современные технологии накопления энергии развиваются и данные, представленные здесь, стремительно устаревают. Правительства многих стран оказывают содействия разработкам накопителей. Системы хранения энергии в настоящее время являются одной из самых быстрорастущих технологий хранения электроэнергии, и они теперь способны обеспечивать как автономное хранение энергии, так и хранение энергии в масштабе локальной сети.

Доля общей установленной емкости аккумуляторных батарей составляет на конец 2016г. почти 2 ГВт и по-прежнему намного меньше, чем общая мощность ГАЭС, составляющая в настоящее время около 150 ГВт.

Вместе с тем, мы можем с уверенностью утверждать то, что и в ближайшие 10-15 лет в зарубежной и российской энергетике не будет существовать эффективных и надежных технологий, которые могли бы служить альтернативой технологиям гидроаккумулирования энергии. Только ГАЭС способны накапливать и вырабатывать энергию в объемах, необходимых для регулирования ЕЭС (несколько ГВт-час в сутки).

В 80-х годах по указанию Минэнерго СССР Институтом «Гидропроект» (сейчас -ОАО «РусГидро») было исследовано более 60 площадок в центральной части России на предмет возможности строительства ГАЭС. Из числа наиболее интересных из них, с точки зрения возможности создания напора около 100 м, а также приемлемых гидрологических и геологических условий, в качестве первоочередных РАО ЕЭС России (позднее его правопреемником в части гидроэнергетики - ОАО «РусГидро») были определены Загорская ГАЭС-2, Ленинградская ГАЭС и Центральная ГАЭС.

Об экономической эффективности ГАЭС

Несмотря на очевидную существующую и перспективную потребность в скорейшем строительстве новых гидроаккумулирующих мощностей, в условиях действующей модели оптового рынка электроэнергии и мощности ГАЭС не являются экономически эффективными и инвестиционно привлекательными объектами. Основные экономические проблемы возникают у ГАЭС при работе на рынке на сутки вперед (РСВ). Это обусловлено тем, что электростанции и потребители первой ценовой зоны ОРЭ расположены в различных ОЭС и в нескольких часовых поясах и длительность ночного снижения цены на ОРЭ заметно короче требуемого времени на заряд ГАЭС (часы ночных провалов). Отношение средней стоимости электроэнергии выработанной к потребленной энергии ГАЭС при работе на РСВ составляет 1,33 (данные на начало 2016 г.), что не соответствует даже потерям гидроаккумулирования (1,4).

Работа ГАЭС в балансирующем рынке (БР) для ГАЭС безубыточна, так как любое регулирование на увеличение генерации относительно торгового графика РСВ для нее оценивается по максимуму из индикатора БР и тарифа станции на генерацию, в то время как снижение генерации относительно торгового графика РСВ оценивается по минимуму из индикатора БР и тарифа на закачку. То есть, станция продает и покупает отклонения по тарифам, которые установлены с учетом ее КПД, что и обеспечивает безубыточность. Так как 2/3 электроэнергии ГАЭС реализует на РСВ, то потери, указанные выше, не могут быть компенсированы за счет балансирующего рынка.

За рубежом доходность ГАЭС обеспечивается за счет поддержки государства, за счет создания объединений АЭС-ГАЭС и АЭС-ВИЭ, а также за счет обеспечения регулятором оплаты субъектами рынка электроэнергии инвестиционной составляющей. Основной доход ГАЭС формируется на разнице цен на продажу электроэнергии в пиковые часы и покупки в часы спада спроса. По данным Европейской энергетической биржи (ЕЕХ) средняя стоимость электроэнергии в период ночных провалов может отличаться более чем в 7 раз от стоимости электроэнергии в период пика потребления. Перепроизводство энергии ВИЭ в часы низкого спроса неоднократно приводило к отрицательным ценам электроэнергии на ЕЕХ, что свидетельствует о недостаточной мощности аккумулирующих европейских ГАЭС и их инвестиционной привлекательности. В ряде стран в целях обеспечения доходности ГАЭС их услуги оплачиваются по гарантированному тарифу сетевой компанией или оператором. Кроме того, в Германии при вводе в эксплуатацию до конца 2019 года, ГАЭС на 10 лет освобождается от уплаты тарифа за услуги по передаче энергии в период ночного потребления в насосном режиме.

Справочно: Общая мощность европейских ГАЭС в 2012 г увеличилась на 675 МВт и превысила 45 ГВт. Прогнозно к 2020 году она должна увеличиться более чем на 27 ГВт. К 2050 году потребность Европы в мощностях ГАЭС возрастет до 125 ГВт.

В США, начиная с 2009 года, для ГАЭС введены налоговые льготы. Это, в совокупности с требованиями некоторых штатов о допустимой доле ВИЭ в новой генерации, мотивировало инвесторов к подаче заявок на строительство новых ГАЭС. Кроме того, для привлечения инвесторов используется прямое или косвенное государственное софинансирование ГАЭС. В 2009 году вышел Акт о восстановлении экономики (The American Recovery and Reinvestment Act of 2009), провозгласивший прямое государственное софинансирование (50-80%) демонстрационных проектов, связанных с аккумулированием энергии. Министерство энергетики США выступает также в роли гаранта по кредитам для проектов ГАЭС. Министерство энергетики США выделяет более многомиллионные субсидии на техническую и организационную поддержку разработки новых проектов строительства ГАЭС, в т.ч. на помощь в подготовке разрешительных документов и оценку проектов с точки зрения интеграции с ВИЭ и др. Косвенное государственное софинансирование проектов строительства ГАЭС осуществляется с помощью налоговых кредитов, т.е. снижения суммы налога (на 20-30% от налогов с продаж ГАЭС, на 30% для поставщиков оборудования для ГАЭС).

Стремительно строящиеся ГАЭС Китая не определяются, как принято в России и других странах, в качестве объектов, производящих электроэнергию, их назначение определяется как: повышение устойчивости энергосистемы, обеспечение надежности и качества электроснабжения, а также обеспечение эффективной работы сетевых компаний. Большая часть китайских ГАЭС включена в состав Национальных сетевых компаний и их доходность, при этом, обеспечиваться за счет прибыли этих компаний.

Заключение

В условиях недостаточной пропускной способности электрических сетей и значительной доли генерирующих мощностей, работающих в базовой части графика нагрузки, ГАЭС являются значимыми, а в определенных условиях единственно возможными, источниками маневренных мощностей, обеспечивающими надежность, техническую и экономическую эффективность функционирования энергообъединений, а также качество электроэнергии. Вместе с тем, действующий рынок электроэнергии и мощности формирует неверные экономические сигналы для потенциальных инвесторов по вложениям в развитие низкоманевренной генерации и не стимулирует развитие других типов генерации. В целях повышения экономической эффективности и инвестиционной привлекательности ГАЭС в России необходимо, по аналогии с другими странами, формирование на государственном уровне механизмов и программ их поддержки.

**ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ УДАЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОНОМНЫХ КОМБИНИРОВАННЫХ
ЭНЕРГОУСТАНОВОК НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ С
НАКОПИТЕЛЕМ ЭНЕРГИИ**

**GAS TRANSPORTATION SYSTEMS' REMOTE OBJECTS ENERGY SUPPLY WITH
THE USE OF AUTONOMOUS COMBINED POWER INSTALLATIONS ON
RENEWABLE ENERGY SOURCES WITH ENERGY STORAGE SYSTEM**

Мингалеева Р.Д., Бессель В.В.

ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», Москва, Российская Федерация

Mingaleeva R., Bessel V.

Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)», Moscow, Russia

mingaleeva.r@gubkin.ru

The article presents the result of the research work related to the development of the methods for energy efficiency increase of the gas transportation systems' objects by the application of autonomous combined power installations of low and medium capacity on renewable energy sources with energy storage system. The research methods include mathematical and computer modeling. The economic modeling of the energy supply system with autonomous combined power installation on renewable energy sources with energy storage system application has shown the efficiency and reliability of this method of energy supply for remote and autonomous facilities of the gas transportation systems.

Ключевые слова: автономные энергетические установки малой и средней мощности, накопитель энергии, возобновляемый источник энергии, энергообеспечение, энергия ветра, солнечная энергия.

Keywords: autonomous power installations of small and medium capacity, energy storage system, renewable energy sources, energy supply, wind energy, solar energy.

Развитие проектов альтернативной энергетики в нефтегазовом комплексе России является одним из важнейших направлений и позволит решить следующие локальные и глобальные задачи [1,2]:

- Энергообеспечение удаленных и автономных объектов нефтегазового комплекса в отдаленных регионах страны, где либо нет энергетической инфраструктуры, либо она там недостаточно развита.
- Повышение энергетической эффективности объектов нефтегазового комплекса за счет максимального сбережения товарных углеводородов, используемых на технологические цели.
- Так как нефтегазовый комплекс России является важнейшей частью ТЭК страны, массовое использование альтернативных источников энергии позволит компенсировать в системе энергообеспечения страны ожидаемое снижение добычи углеводородов в долгосрочной перспективе.

В настоящее время энергообеспечение объектов нефтегазовой отрасли, удаленных от основных объектов Единой энергетической системы Российской Федерации на расстояния, составляющие десятки и даже сотни километров, осуществляется преимущественно дизель-генераторными установками (ДГУ).

При этом многие объекты транспорта газа располагаются на территориях, перспективных для практического применения возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в том числе с использованием энергии солнца и ветра [3]. В связи с этим существенный интерес вызывают вопросы использования автономных комбинированных энергетических установок малой и средней мощности, использующих ВИЭ, для частичного решения проблемы энергообеспечения объектов транспорта газа, расположенных в удаленных, труднодоступных районах [4].

Не смотря на преимущества автономных комбинированных энергетических установок (АКЭУ) на базе ВИЭ, у них существует очевидный недостаток – ограничение по времени применимости, обусловленное тем, что данная установка объективно не может работать 24 часа в сутки. Из этого следует, что необходим дополнительный источник энергии для непрерывного снабжения потребителя энергией. Такими источниками в условиях удаленных, труднодоступных районов могут стать дизельные генераторы либо накопители энергии.

В рамках исследований рассмотрен вариант использования накопителя энергии в составе АКЭУ с использованием ВИЭ.

При моделировании было принято допущение, что накопитель энергии работает с суточным циклом «заряд-разряд». Это допущение связано с тем, что в составе АКЭУ, как ее неотъемлемая часть, присутствуют фотоэлектрические панели (СЭС) и ветроэнергетические установки (ВЭУ).

Составим систему уравнений, описывающую суточный энергетический баланс АКЭУ с накопителем энергии:

$$\begin{aligned} W_{\text{акэу}} &= W_{0Э} + W_{\text{АБ}} \\ W_{0Э} &= P_{0Э} \cdot T_{\text{акэу}} \\ W_{\text{АБ}} &= P_{0Э} \cdot (24 - T_{\text{акэу}}) \end{aligned} \quad (1)$$

где $W_{\text{акэу}}$ – энергия, олучаемая при работе АКЭУ, кВт·ч; $W_{0Э}$ – энергия, потребляемая объектом, кВт·ч; $W_{\text{АБ}}$ – энергия, переданная накопителю, кВт·ч; $T_{\text{акэу}}$ – время работы АКЭУ, ч; $P_{0Э}$ – номинальная мощность объекта энергопотребления, кВт.

Суточную работу АКЭУ можно описать уравнением:

$$W_{\text{акэу}} = P_{\text{акэу}} \cdot T_{\text{акэу}} \quad (2)$$

где $P_{\text{акэу}}$ – фактическая мощность АКЭУ, кВт.

Решая совместно уравнения (1) и (2), получим:

$$P_{\text{акэу}} \cdot T_{\text{акэу}} = P_{0Э} \cdot T_{\text{акэу}} + P_{0Э} \cdot (24 - T_{\text{акэу}}) \quad (3)$$

Таким образом, из уравнения (3) следует расчетная формула необходимой фактической мощности АКЭУ, обеспечивающей постоянное суточное энергопотребление объекта заданной мощностью $P_{0Э}$:

$$P_{\text{акэу}} = \frac{24 \cdot P_{0Э}}{T_{\text{акэу}}} \quad (4)$$

Суточная энергия, переданная накопителю, определяется уравнением, следующим из системы уравнений (1):

$$W_{\text{АБ}} = P_{0Э} \cdot (24 - T_{\text{акэу}}) \quad (5)$$

С учетом того, что часть энергии накопителя будет расходоваться на собственные нужды для обеспечения работоспособности блока-модуля накопителей энергии (в частности, для поддержания необходимых рабочих температур), необходимо предусмотреть резерв энергии не менее 30% от энергии, определяемой уравнением (5):

$$W'_{\text{АБ}} = W_{\text{АБ}} \cdot 1,3 \quad (6)$$

Определив из уравнения (4) фактическую мощность АКЭУ с накопителем энергии, а также учитывая следующее соотношение:

$$\Delta_{\text{вэу}} + \Delta_{\text{сэс}} = 1 \quad (7)$$

можно найти установленную мощность составляющих элементов АКЭУ – ВЭУ и СЭС, где $\Delta_{\text{вэу}}$ – доля ветровой энергии в АКЭУ (принимается при моделировании в пределах от 0,3 до 0,7); $\Delta_{\text{сэс}}$ – доля солнечной фотоэлектрической энергии в АКЭУ.

Установленная мощность ВЭУ в АКЭУ определяется из соотношения баланса мощности ВЭУ:

$$P_{вэу} \cdot K_{вэу} = \Delta_{вэу} \cdot P_{акэу} \quad (8)$$

где $K_{вэу}$ – коэффициент загрузки горизонтально-осевых ветроэнергетических установок (принимается в зависимости от региона применения в пределах от 0,5 до 0,9).

Таким образом, из соотношения (8) получаем формулу для расчета необходимой установленной мощности ВЭУ:

$$P_{вэу} = \Delta_{вэу} \cdot \frac{P_{акэу}}{K_{вэу}} \quad (9)$$

Установленная мощность солнечных фотоэлектрических панелей в АКЭУ определяется из соотношения баланса мощности СЭС:

$$P_{сэс} \cdot K_{сэс} = \Delta_{сэс} \cdot P_{акэу} \quad (10)$$

где $K_{сэс}$ – коэффициент загрузки солнечных фотоэлектрических панелей (принимается в зависимости от региона применения и количества световых часов в году в пределах от 0,05 до 0,25).

Таким образом, из соотношения (10) получаем формулу для расчета необходимой установленной мощности СЭС:

$$P_{сэс} = \Delta_{сэс} \cdot \frac{P_{акэу}}{K_{сэс}} \quad (11)$$

В рамках исследований, используя данные, полученные с помощью соотношений (1)–(11), проведено экономико-математическое моделирование показателей инвестиционной привлекательности проекта создания АКЭУ малой мощности с использованием возобновляемых источников, таких как солнечная и ветровая энергии, и с накопителем энергии. Для моделирования в качестве объекта энергопотребления был выбран автономный объект с постоянным в течение суток уровнем мощности 70 кВт. Так как все энергетические проекты инерционны, то срок реализации проекта рассматривался 25 лет. Моделирование проводилось с учетом реальных данных по стоимости электроэнергии, вырабатываемой на ДГУ, кВт·ч которой на реальных удаленных объектах нефтегазового комплекса колеблется в пределах 26-40 руб.

Результаты исследования показателей NPV и DPP в зависимости от стоимости 1 кВт·ч электроэнергии при работе АКЭУ 8–16 ч/сут при условии равного распределения установленных мощностей солнечной фотоэлектрической и ветровой энергии в АКЭУ представлены на рис. 1 и 2. Изменение стоимости электроэнергии для моделирования выбрано в диапазоне от 26 до 40 руб/кВт·ч.

Расчетами подтверждается, что чем выше стоимость электроэнергии, получаемой на ДГУ на удаленном промышленном объекте, а также чем продолжительнее работа автономной энергетической установки на ВИЭ, тем экономически эффективнее проект использования АКЭУ на ВИЭ с накопителями энергии.

При времени работы АКЭУ от 14 часов и выше в сутки, чувствительность дисконтированного срока окупаемости к стоимости электроэнергии становится незначительной, вследствие чего важным условием работы АКЭУ является максимизация суточного времени ее работы. В регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока, особенно в прибрежных зонах, где в настоящее время разворачиваются большие работы по реализации нефтегазовых проектов, эти условия практически реализуемы.

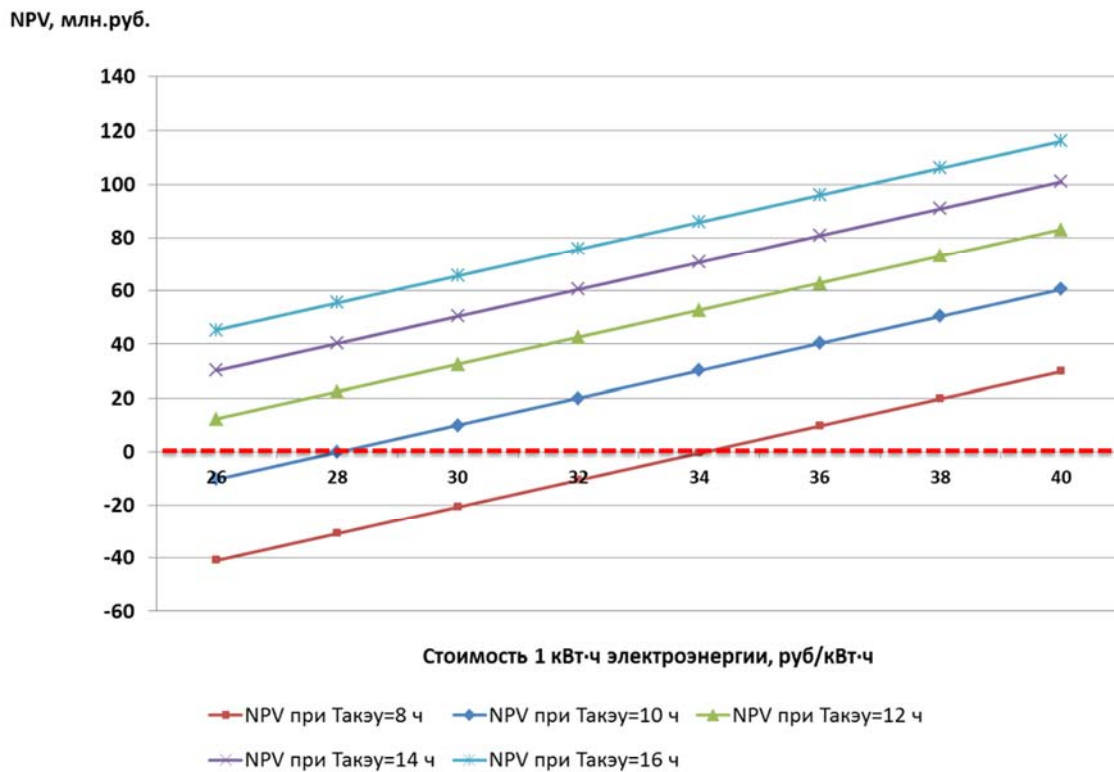


Рис. 1. Зависимость NPV проекта создания АКЭУ от стоимости 1 кВт·ч электроэнергии при работе АКЭУ 8–16 ч/сут

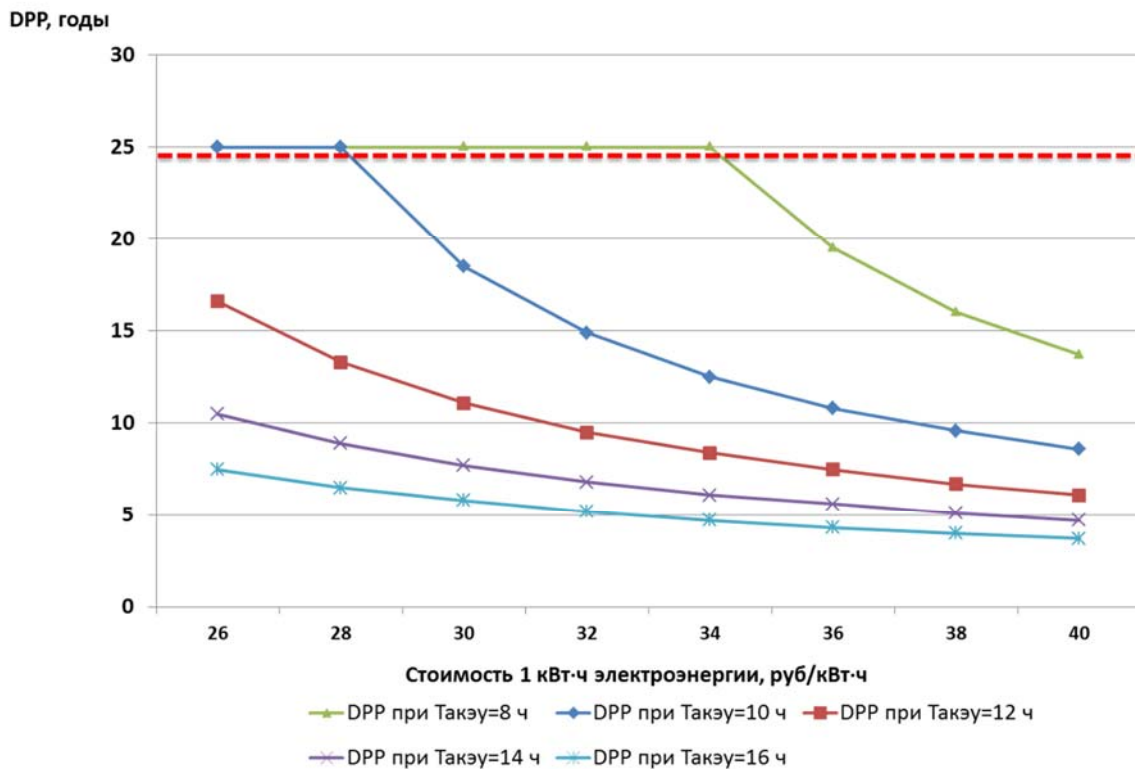


Рис. 2. Зависимость DPP проекта создания АКЭУ от стоимости 1 кВт·ч электроэнергии при работе АКЭУ 8–16 ч/сут

Таким образом, применение технологии энергоснабжения на нефтегазовых объектах с использованием автономных установок на возобновляемых источниках с накопителями энергии предоставит возможность развития нефтегазовой инфраструктуры предприятий в удаленных, труднодоступных районах страны вместо схемы энергообеспечения с помощью ДГУ, что позволит:

- существенно экономить денежные средства на доставку огромного количества горюче-смазочных материалов в труднодоступные и удаленные регионы;
- преодолеть технические и технологические трудности из-за необходимости сложного и трудоемкого регламентного обслуживания дизель-генераторных установок.

Использование энергоустановок на базе ВИЭ в качестве источников энергоснабжения в комбинации с накопителями энергии также повышает экологическую безопасность производства энергии и надежность энергоснабжения, благодаря чему складывается дополнительный экономический эффект, который является следствием снижения возможного причиненного ущерба от перебоев с поставками электрической и тепловой энергии в случае возникновения логистических проблем.

Список литературы

1. Бессель В.В. К вопросу оценки энергетической эффективности экономики России/ Бурение и нефть. – 2013. – №12. – С. 18-23.
2. Энергоэффективность топливно-энергетического комплекса России/ В.В. Бессель, В.Г. Кучеров, А.С. Лопатин, В.Г. Мартынов //Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – № 2. – С. 13-26.
3. Возможность применения автономных энергетических установок малой мощности на возобновляемых источниках энергии для энергоснабжения объектов Восточной газовой программы ОАО «ГАЗПРОМ»/ Р.Д. Мингалеева, В.С. Зайцев, Д.А. Сидоров, А.А. Беляев, В.В. Бессель// Территория Нефтегаз. – 2014. – № 8. – С. 110-115.
4. Использование автономных энергоустановок малой и средней мощности на возобновляемых источниках энергии для энергообеспечения объектов Восточной газовой программы ПАО «ГАЗПРОМ»/ В.В. Бессель, А.С. Лопатин, Р.Д. Мингалеева, А.В. Топилин// Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 11. – С. 44-47.

References

1. Bessel V.V. On the issue of assessing the energy efficiency of the Russian economy. Drilling and oil journal, 2013, No. 12, P. 18–23. (In Russian)
2. Bessel V.V., Kucherov V.G., Lopatin A.S., Martynov V.G., Energy efficiency of the fuel and energy complex of Russia. Proceeding of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2015, No. 2, P. 13–26. (In Russian)
3. Mingaleeva R.D., Zaytsev V.S., Sidorov D.A., Belyaev A.A., Bessel V.V. The possibility of the application of autonomous power installations of small capacity on renewable energy sources for energy supply of the facilities of the Eastern Gas Program of GAZPROM. Oil and gas territory journal, 2014, No. 8, P. 110–115. (In Russian)
4. Bessel V.V., Lopatin A.S., Mingaleeva R.D., Topilin A.V. Application of autonomous power installations of small and medium capacity on renewable energy sources for energy supply of the facilities of the Eastern Gas Program of GAZPROM. Oil, gas and business journal, 2015, No. 11, P. 44–47. (In Russian)

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОВРЕМЕННЫХ ФИНАНСОВЫХ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ
РИСКАМИ В ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ**
**EFFICIENCY OF MODERN FINANCIAL METHODS OF RISK MANAGEMENT IN
RENEWABLE ENERGY**

Нефедова Л.В., Соловьев А.А.
МГУ имени М.В.Ломоносова, г.Москва, Россия

Nefedova L.V., Solovyev A.A.
Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

nefludmila@mail.ru

Рассмотрены проблемы риск-менеджмента при использовании возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире и в России. Составлен реестр рисков в возобновляемой энергетике с выделением внутренних и внешних рисков. Анализ зарубежных исследований по применению математических методов управления рисками показал высокую перспективность использования метода анализа сетей (АНР) в возобновляемой энергетике. Рассмотрена эффективность новых финансовых методов управления рисками, таких как использование погодных деривативов, климатическое моделирование, интегрированные многорисковые контракты и др.

The problems of risk management by renewable energy sources (RES) development in the world and in Russia are considered. A register of risks in renewable energy has been drawn up, with internal and external risks highlighted. The analysis of foreign studies on the application of mathematical methods of risk management showed a high prospect of using the method of analysis of networks (ANP) in renewable energy. The effectiveness of the new financial methods of risk management, such as the use of weather derivatives, climate modeling, integrated multi-risk contracts, etc., is considered.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ветроэнергетика, солнечная энергетика, риск – менеджмент, реестр рисков, ресурсные риски, инвестиционные риски.

Keywords: renewable energy sources, wind energy, solar energy, risk-management, risk register, resource risks, investment risks

Возобновляемая энергетика все увереннее занимает позиции на мировых энергетических рынках. По прогнозам агентства Bloomberg возобновляемые источники энергии составят почти три четверти из 10,2 трлн долларов США, которые мир будет инвестировать в технологии производства электроэнергии до 2040 г, благодаря быстрому снижению затрат на солнечную и ветровую энергию и возрастающей роли аккумулялирования электроэнергии, в том числе электрических аккумуляторных батарей. Около 70% финансов, направленных на создание энергообъектов во всем мире до 2040 года, будут инвестированы в новые ветровые и солнечные фотоэлектрические установки [1]. Интенсивность инвестиционных потоков определяется уровнем надежности капиталовложений в возобновляемую энергетику, связанной с состоянием разработки методов управления рисками в данной отрасли.

Цели и задачи исследования.

Активизация процесса освоения ВИЭ в России требует изучения факторов риска, возникающих при создании и эксплуатации энергообъектов, а также анализа основных методов управления рисками, применимыми в возобновляемой энергетике. Последние годы, благодаря наличию обширного фактического материала по объектам на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), зарубежными исследователями активно разрабатывается тематика методов риск-менеджмента в возобновляемой энергетике. Для территории России велико значение решения проблем рисков непостоянства необходимых ресурсов для обеспечения рентабельности проекта – обусловленных неравномерностью распределения энергопотенциала ВИЭ во времени и пространстве. Проведенный анализ проблем освоения ВИЭ в нашей стране свидетельствует о необходимости методических разработок оценок

возможных рисков разного характера для обоснования проблем безопасного использования данных энергоисточников в регионах России.

Реестр рисков освоения ВИЭ

Для разработки методологии управления рисками необходимо предварительно оценить возможные риски на всех стадиях развития проекта сооружения на ВИЭ. Риски объектов на ВИЭ, как и на других предприятиях энергетической отрасли, можно разделить на внутренние и внешние риски (Табл.1).

Таблица 1. Внутренние и внешние риски при освоении ВИЭ

ВНУТРЕННИЕ РИСКИ - ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ДЕВЕЛОПЕРА ПРОЕКТА	ВНЕШНИЕ РИСКИ – НЕ ЗАВИСЯЩИЕ ОТ ДЕВЕЛОПЕРА ПРОЕКТА
СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РИСКИ: разработка и воплощение неверных бизнес-решений, неспособность управленческого аппарата принимать правильные решения с учётом изменений внешних факторов.	ПОЛИТИЧЕСКИЕ РИСКИ: политическая нестабильность, изменение таможенной политики, риск географической нестабильности и государственного неподчинения обязательствам.
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РИСКИ: непреднамеренные сбои в работе, неверный выбор технологического оборудования, нарушения технологических процессов, нерегулярная профилактика и ремонт оборудования, потери в результате сбоев и поломок.	РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ РИСКИ: изменение тарифного и экологического регулирования; регулирования в области безопасности; специфические налоговые риски; риски антимонопольного регулирования. Риски, связанные с ограничениями в подсоединении, управлении сетью.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ: К данному виду рисков относятся и возможные последствия для окружающей среды вследствие штатной работы или аварийных ситуаций на энергообъектах ВИЭ.	РЕСУРСНЫЕ РИСКИ связаны с высокой пространственно-временной изменчивостью потенциала различных видов ВИЭ, неопределенностью его доступности, с будущей ценой возобновляемых источников энергии
ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ: возникновение отклонений в информационных системах и системах внутреннего контроля; риски связаны с ошибками людей, наличием недостаточных систем контроля.	РЫНОЧНЫЕ РИСКИ: риск недополучения прибыли, риск изменения стоимости капитала, риск влияния крупных транзакций на параметры рынка, финансово-экономические, изменение конъюнктуры рынка, цен на топливо и т.д

Ресурсные и экологические риски имеют как внутреннюю так и внешнюю составляющие. Риск дефицита необходимых ресурсов для обеспечения рентабельности проекта - обусловлен неравномерностью энергопотенциала ВИЭ во времени и пространстве. Проведение дополнительных измерений, подбор параметров энергоустановок, позволяющих получить наиболее высокий $K_{иум}$ – значительно снижают данный вид рисков. Природные и экологические риски связаны с возможностью катастрофических явлений (ураганов, ливней, снегопадов, смерчей, землетресений).

Риск-менеджмент в возобновляемой энергетике

Возможности получения необходимых инвестиций и кредитов на проекты возобновляемой энергетики зависят от эффективности управления рисками в этой отрасли. Анализ опыта зарубежных проектов на ВИЭ показал, что при решении задач риск-менеджмента можно выделить *нефинансовые и финансовые* механизмы управления рисками. Нефинансовые методы направлены преимущественно на действия девелопера проекта на ВИЭ для предотвращения или уменьшения потерь внутренних рисков при технологическом процессе работы объекта. *В финансовых методах* управления рисками в возобновляемой энергетике можно выделить три основные стратегии: *принятие, снижение и перенос риска*. Принятие риска обычно означает оставление всего или части риска за предпринимателем, т. е. на его ответственности. В этом случае предприниматель принимает решение о покрытии возможных потерь в результате свершения рискового события за счет собственных средств (например, самострахование). При сооружении энергообъекта на ВИЭ распределение риска между участниками проекта является действенным способом его снижения. Он заключается в распределении риска между владельцем, инвестором и исполнителем проекта. Перенос риска – это методы страхования объектов на ВИЭ, их работы и выдачи гарантированной мощности. Страхование позволяет девелоперу проекта компенсировать потери, которые могут возникнуть в случае негативных последствий существующих рисков.

Для получения точных прогнозов доходности и планирования доходов с учетом рисков, владельцы ветроэлектростанций должны сочетать в своем портфеле оценки выработки для ВЭС с прогнозами цен на электроэнергию на рынке фьючерсов. С помощью программных продуктов MATLAB® аналитики Horizon Wind Energy (ныне EDP Renewables), в компании владеющей 18 ВЭС в разных районах США, в 2015г. разработали автоматизированную систему по прогнозированию рисков, которая учитывает в своей работе многолетние данные, текущие цены и оценочные прогнозы экспертов [2]. Климатическая изменчивость частично предсказуема и является фундаментальным фактором в объяснении финансового риска в проектах в области возобновляемых источников энергии. Последние годы разрабатывается методология оценки риска, учитывающая прогнозируемость климата. В работе [3] описана методика по снижению риска на PV проектах путем моделирования предсказуемых компонентов солнечной радиации и атмосферных колебаний. Была разработана новая модель прибыли для PV-установок, учитывающая эту предсказуемую климатическую информацию. Модель была адаптирована для оценки рисков PV-инвестиций и применяется в более чем 10 географических районах по всему Чили, где климат сильно зависит от трех океанских атмосферных колебаний. Использование модели в этих регионах позволяет снизить ежемесячный финансовый риск на 60-81% по сравнению с традиционной методологией. Моделирование океанско-атмосферных колебаний позволяет добиться наибольшего снижения рисков для южных районов страны, с экстремальными климатическими условиями. Данная методология потенциально применима к гидроэнергетическим, ветровым и другим возобновляемым ресурсам и позволяет исключить прогнозные компоненты климата из расчета риска проекта.

В количественных методах риски в основном измеряются с помощью дисперсии или распределения плотности вероятности технических и экономических параметров. В то время как полуколичественные методы, такие как анализ сценариев и многокритериальный анализ решений, также могут учитывать и нестатистические параметры, такие как социально-экономические факторы [4,5]. Для оценок рисков и математического анализа решений наиболее широко нашли применение методы моделирования стохастических процессов Монте-Карло [6] и применяется метод анализа сетей (МАС), в англоязычной литературе – Analytical Network Process (ANP), разработанный Т.Саати. Метод используется для оценки ключевых факторов риска и анализа последствий выбранных альтернативных решений. С

использованием ANP проведена классификация рисков и приоритизация методов регулирования рисков проведена в процессе всего жизненного цикла ВЭС [7].

Новые формы управления рисками в возобновляемой энергетике

Анализ действующих зарубежных проектов на ВИЭ показывает, что ряд крупных девелоперов активно используют новые альтернативные инструменты передачи риска, адаптированные для возобновляемой энергетике. К таким методам относятся альтернативные механизмы передачи риска, которые могут повысить инвестиционную привлекательность проектов возобновляемой энергетике.

Погодные деривативы. В течение многих десятилетий единственной возможностью снизить погодные риски было их страхование, и лишь в конце 90 – х годов прошлого века появилось такое понятие, как «срочный контракт на погоду», который в настоящее время интенсивно используется иностранными компаниями для снижения риска, связанного с изменениями погодных условий. Ресурсные погодные риски влияют на надежность выработки большинства систем возобновляемой энергетике и, следовательно, - на получение запланированной прибыли. В настоящее время ряд международных и финансовых институтов (Deutsche Börse, Entergy-KochTrading, Merrill Lynch Global Commodities и др.), уже используют индексы выработки ветряной электроэнергии, основанные на сопоставлении кривых мощности типичных ветрогенераторов и среднесезонных показателей скорости ветра в конкретных регионах. Фирма, владеющая ВЭС может приобрести годовой фьючерс или опцион, фиксирующий определенное значение индекса. В случае, когда скорость ветра становится ниже данного значения, компания получает компенсацию от продавца опциона, тем самым снижая риск финансовых потерь. Таким образом, девелоперы проектов на ВИЭ могут застраховать свои риски в случае наступления для них неблагоприятного события, однако отказываются от сверхприбыли в случае наступления благоприятного события. Биржа EEX в 2016г. предложила эффективный инновационный инструмент хеджирования для управления рисками в виде фьючерсов (погодных деривативов). В качестве базового актива фьючерса на ветряную энергию EEX используется индекс ветра, рассчитываемый EuroWind. Модель меняется каждые 15 минут, исходя из данных метеорологической службы, расположенной в Германии. Регулирование торговли ведется в соответствии с правилами MiFID, как и других деривативов в зоне ЕС [8]. Оценивая годовое производство электроэнергии по проекту с помощью индекса ветра соответствующего региона, возможен прогноз долгосрочного - ожидаемого выхода энергии. Очевидно, что с увеличением доли возобновляемых источников энергии в глобальном масштабе появятся фьючерсы и на выработку гелиоэнергетических станций.

К новым формам управления финансовыми рисками в возобновляемой энергетике можно отнести также интегрированные многорисковые контракты, рисковый капитал, залог акций, валютный своп и секьюритизация кредитов [9]. *Многорисковые контракты* позволяют компаниям комбинировать различные риски, присущие конкретному проекту. Очевидно, что вероятность того, что несколько событий произойдут одновременно гораздо ниже вероятности того, что они произойдут по отдельности. Поэтому стоимость многорисковых контрактов значительно ниже страховых тарифов. Кроме этого, данные соглашения могут включать в себя такие риски, которые, как правило, не покрываются страховыми компаниями (политические и деловые риски, колебания валютного курса и цен на товары). Понятие *рисковый капитал* включает в себя различные схемы финансирования непредвиденных убытков, которые применяются в качестве альтернативы традиционному страхованию. Рисковый капитал может принимать форму опционов, конвертируемого долга, гибридных ценных бумаг и привилегированных акций. *Залог акций* позволяет разработчику проекта использовать часть принадлежащих ему акций в качестве средств обеспечения кредита. Кредитор может получить право собственности на акции только в случае неисполнения разработчиком проекта его обязательств по займу. Валютный своп - торгово-финансовая

операция между двумя партнерами по обмену разнообразными финансовыми активами, с целью снижения или изменения характера рисков. В возобновляемой энергетике применяются обычно договоры валютного свопа в международных проектах, когда изменение валютного курса играет важную роль. *Секьюритизация кредитов* - привлечение финансирования путём выпуска ценных бумаг, обеспеченных активами, генерирующими стабильные денежные потоки и позволяет провести преобразование нерыночных активов в рыночные ценные бумаги. Так, в 2013г. компания SolarCity выпустила пакет ценных бумаг на сумму в \$54 млн., обеспеченных активами, включающими в себя солнечные станции, контракты лизинга и долгосрочные контракты на поставку электроэнергии.

Основным препятствием для более широкого использования альтернативных методов управления финансовыми рисками в возобновляемой энергетике и разработки новых продуктов управления освоения ВИЭ в России является недостаток отраслевой информации. Финансовый сектор требует более глубокого понимания отрасли возобновляемой энергетике, существующих в ней технологий и операционных процессов. Для того, чтобы рассчитать премии за риск, страховые компании должны обладать полным объемом информации, позволяющим оценить вероятность наступления страхового случая, а также размер возможного ущерба от него. Решением данной ситуации может стать более тесное сотрудничество между разработчиками проектов возобновляемой энергетике и представителями финансового сектора. Поскольку возобновляемая энергетика является достаточно молодым сектором, многие отраслевые данные еще не получили широкого распространения среди специалистов других областей. Поэтому разработчики проектов должны инициировать передачу информации о своих технологиях и операционной деятельности представителям различных финансовых институтов. Данное сотрудничество должно помочь страховым компаниям, банкам и другим частным кредиторам лучше понять и изучить все риски, связанные с проектами возобновляемой энергетике.

Важным фактором снижения рисков и повышения кредитного рейтинга компании при создании объектов на ВИЭ и являются также *гарантии международных институтов и государственного сектора*. Данные гарантии играют ключевую роль в снижении политического риска, так как на сегодняшний день традиционные страховые продукты не покрывают риски, связанные с изменением политической обстановки и законодательства в той или иной стране. Это имеет особенно большое значение при привлечении финансирования для проектов возобновляемой энергетике в развивающихся странах с высоким уровнем политического риска

Выводы

Высокий уровень риска проектов возобновляемой энергетике снижает их кредитоспособность и, следовательно, затрудняет получение заемного капитала. Фундаментальным требованием для привлечения финансирования является снижение рисков, которые имеют наибольшую вероятность негативного воздействия на проект. Сооружение энергообъектов на ВИЭ получает в настоящее время в России большую государственную поддержку, снижающую риски в работе электростанций, однако программа поддержки составлена до 2024г. В дальнейшем возобновляемая энергетика должна стать полноправным участником рынка. И поэтому особенно важна уже на современном этапе разработка и адаптация в российских реалиях существующей в зарубежной практике методологии управления рисками при использовании всех видов возобновляемых источников энергии как для сетевого, так и для автономного энергоснабжения.

References

1. Clean Energy Investment Trends, 2017. Abraham Louw /Bloomberg New Energy Finance, January 2018, 76 pp.
2. MATLAB Product // Website: <https://www.mathworks.com/solutions/finance-and-risk-management.html> [accessed 26.05.18].
3. Cristian Bustos, David Watts, Marysol Ayala Financial risk reduction in photovoltaic projects through ocean-atmospheric oscillations modeling// Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 74, Pages 548-568,2017.
4. Anastasia Ioannou, Andrew Angus, Feargal Brennan Risk-based methods for sustainable energy system planning: a review // Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 74, July 2017, Pages 602-615.
5. Guido C. Guerrero-Liquet, Juan Miguel Sánchez-Lozano Decision-Making for Risk Management in Sustainable Renewable Energy Facilities:A Case Study in the Dominican Republic»// Sustainability 2016, v.8, # 455.
6. Arnold, U., & Yildiz, O. (2015). Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures – A Monte Carlo Simulation approach. Renewable Energy, 77, 227–239
7. Fera M., Macchiaroli R., Fruggiero F. and Lambiase A. Risks Prioritization in Decision Making for Wind Energy Investments using Analytic Network Process (ANP) //International Journal of Applied Engineering Research, Volume 12, Number 10, 2017, pp. 2567-2574
8. EEX Wind Power Futures// Website: [http://www.eex.com/en/products/energiewende-products/wind-power-futures/overview_\[accessed 26.05.18\]](http://www.eex.com/en/products/energiewende-products/wind-power-futures/overview_[accessed 26.05.18]).
9. Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structured Finance, IRENA, 2016, Abu Dhabi, 148 pp.

ДВУХКОНТУРНЫЙ НАКОПИТЕЛЬ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ TWO-COMPONENT ENERGY STORAGE FOR HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEMS

Обухов С.Г.¹, Масолов В.Г.²

1: Национальный исследовательский Томский политехнический университет

2: ООО «ВДМ-техника»

Obukhov S.G.¹, Masolov V.G.²

1: National Research Tomsk Polytechnic University

2: "VDM-tekhnika" LLC

vdm-tech@mail.ru

Одним из основных компонентов гибридных электростанций с возобновляемыми источниками энергии является накопитель энергии, характеристики которого во многом определяют энергетическую и экономическую эффективность всей энергетической системы. В работе выполнен анализ рабочих режимов гибридной электростанции с высоким уровнем замещения органического топлива, обоснована необходимость применения накопителей энергии. Предложена оригинальная архитектура построения и способ управления рабочими режимами гибридной энергетической системы, основанные на использовании двухконтурного накопителя энергии, обеспечивающего оптимальные режимы заряда аккумуляторных батарей, чем обеспечивается их сохранность и максимальный эксплуатационный ресурс.

Ключевые слова: гибридные энергетические системы, возобновляемые источники энергии, накопители энергии
Keywords: hybrid power systems, renewable energy sources, energy storage

Введение

Актуальной задачей экономического развития России является надежное энергообеспечение Восточных и Северных территорий, на которых сосредоточены основные запасы полезных ископаемых страны, и проживают по разным оценкам от 10 до 20 млн. человек. Суровые климатические условия, огромные расстояния с плохо развитой транспортной инфраструктурой, небольшое число крупных промышленных центров практически исключают возможность подключения данных регионов к центральным электрическим сетям. Перспективным путем решения обозначенной проблемы является применение гибридных энергетических систем с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ).

В последние годы гибридные электростанции с ВИЭ (ГСВИЭ) стремительно развиваются и находят практическое применение в различных секторах экономики, заменяя традиционные системы электроснабжения автономных объектов, построенные на базе дизельных электростанций. Основной технической проблемой ГСВИЭ является необходимость управления потоками мощности в изолированной энергетической системе, обусловленная соизмеримостью мощностей генерирующих источников и нагрузки, а также их стохастической природой. Решение данной проблемы требует применения специальных технических решений, разработке которых посвящено большое количество научных исследований, результаты которых в последние годы регулярно публикуются в известных научных периодических изданиях [1,2].

Самыми сложными с точки зрения управления рабочими режимами, и в то же время наиболее эффективными по потреблению горюче-смазочных материалов, эксплуатационным затратам и экологической чистоте являются энергетические системы с высоким уровнем замещения органического топлива. Обязательным элементом таких энергосистем является накопитель энергии, применение которого позволяет значительно повысить энергетическую эффективность электростанции за счет аккумулирования излишков энергии в периоды ее избытка, и отдачи потребителю в периоды дефицита. Цель исследований состоит в

определении рационального типа накопителей энергии для применения в составе ГСВИЭ с высоким уровнем замещения органического топлива.

Анализ режимов работы гибридной энергетической системы с ВИЭ

Характерной особенностью рабочих режимов ГСВИЭ, особенно с высоким уровнем замещения, является изменение в широком диапазоне значений генерируемой и потребляемой мощности на различных временных интервалах. В качестве примера на рис.1 представлен типичный суточный энергетический баланс гибридной электростанции, в составе которой используются ветроэнергетическая (ВЭУ) и фотоэлектрическая (ФЭУ) установки, номинальной мощностью по 10 кВт каждая, обеспечивающей электроснабжение потребителя с максимальной величиной суточной нагрузки 5 кВт. Из графика (рис.1, а) видно, что суммарная величина энергии, генерируемая установками ВИЭ ($W_{ВЭУ} + W_{ФЭУ}$), намного превышает потребляемую энергию ($W_{нагр}$), но при этом на суточном графике изменения мощностей отчетливо видны временные интервалы, на которых суммарная мощность установок ВИЭ не обеспечивает полного покрытия электрической нагрузки. Расчетные диаграммы избытка и дефицита мощности электростанции без накопителя энергии для рассматриваемых суток приведены на рис. 1, б.

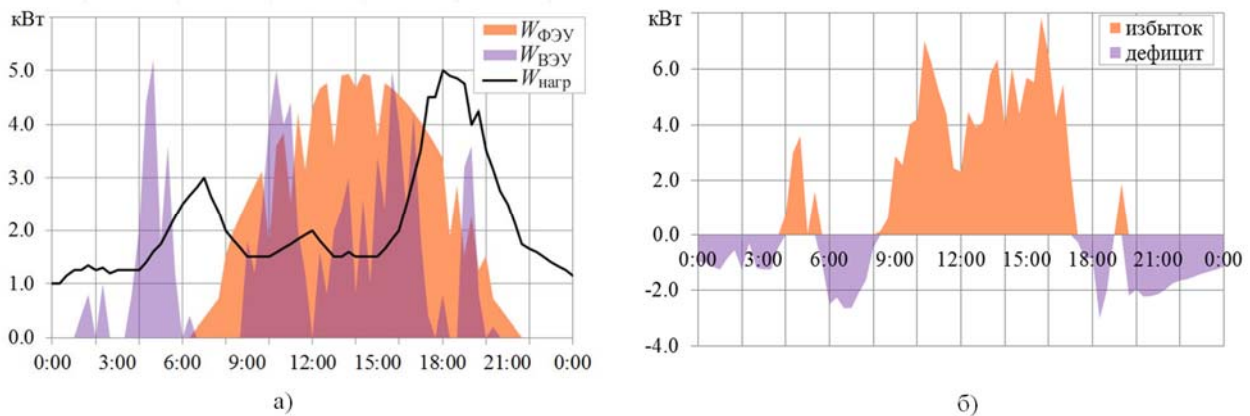


Рис.1. Суточный энергетический баланс в гибридной электростанции с ВИЭ

Из представленных выше гистограмм энергетического баланса очевидно, что для обеспечения потребителей электроэнергией в периоды дефицита мощности ВИЭ необходим гарантированный источник питания, в качестве которого в ГСВИЭ чаще всего используются дизель-генераторные установки (ДГУ). Однако при отсутствии накопителя энергии ДГУ будет эксплуатироваться в широком диапазоне изменения нагрузок, что приводит к ускоренному износу дизеля и повышенному удельному расходу топлива.

Повысить энергетическую эффективность рассматриваемой электростанции позволяет введение в ее состав накопителя энергии, что обеспечит минимизацию числа часов работы ДГУ и экономию дорогостоящего дизельного топлива.

Необходимая емкость накопителя энергии определяется из выражения:

$$W_{нэ} = \frac{P_{нагр} \cdot \Delta T}{DOD}, \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (1)$$

где ΔT – время автономной работы от накопителя энергии, или интервал времени, на котором обеспечивается питание потребителей при отключенной ДГУ (час); DOD – допустимый уровень разряда накопителя (о.е.); $P_{нагр}$ – среднесуточная величина электрической нагрузки (кВт).

Если принять время автономной работы от накопителя 4 часа при допустимом уровне его разряда 50%, то для рассматриваемой электростанции требуется накопитель энергии,

емкостью 20 кВт·ч. Сравнительный анализ режимов работы ГСВИЭ с идеализированным накопителем энергии и накопителем, построенным на базе свинцово-кислотных аккумуляторных батарей (АБ), зарядный ток которых ограничен величиной 0.1С, показывает, что никаких практических выгод от использования накопителя с большими значениями зарядно-разрядных токов в данной электростанции мы не получим. На временном интервале избытка мощности свинцово-кислотный накопитель успевает зарядиться до номинальной емкости, что позволяет ему также эффективно, как и идеализированному накопителю, компенсировать все режимы дефицита мощности. Относительно высокие значения саморазряда свинцово-кислотных АБ также не критичны, так как если они заряжены до полной емкости, то это значит, что в электростанции имеется избыток мощности, и в этом случае легко обеспечить для АБ режим поддерживающего заряда.

Также нет необходимости применения в ГСВИЭ накопительных устройств, характеризующихся высокими значениями разрядной мощности (например, литий-ионные АБ). В рассмотренных выше примерах максимальная разрядная мощность накопителя составила не более 15% от его номинальной емкости. При этом в расчетах мы использовали накопитель небольшой емкости, предназначенный всего на 4 часа автономной работы. С учетом того, что допустимая разрядная мощность свинцово-кислотных АБ, при которой обеспечивается их максимальный жизненный цикл, не должна превышать значений 0.2-0.3С, это условие в большинстве практических случаев будет выполнено.

Рассмотренный энергетический баланс выполнен на примере одной конкретной электростанции и на интервале одних суток, однако с высокой долей уверенности можно утверждать, что он является типичным для большинства подобных энергетических систем. Весомым аргументом в пользу данного утверждения может служить тот факт, что энергетические потенциалы и ветра и солнечного излучения, в большинстве случаев, имеют выраженную сезонную составляющую, которая учитывается при проектировании ГСВИЭ. Как правило, основное генерирующее оборудование электростанции выбирается на месяц года с наихудшим энергетическим потенциалом ВИЭ, а это означает, что большую часть года в ГСВИЭ с высоким уровнем замещения будут избытки мощности. Допустимый уровень *DOD* для свинцово-кислотных АБ небольшой, и даже для АБ глубокого циклирования обычно принимают уровень *DOD* не более 40-50%, что обеспечит заряд АБ до полной емкости током 0.1С за время 4-5 часов.

Отметим, что в ГСВИЭ также возможны значительные колебания генерируемой мощности на коротких временных интервалах, длительностью в несколько секунд. Для анализа подобных режимов используем фактические данные эксплуатации ветроустановки VDM-2 в г. Санкт-Петербурге, онлайн трансляция которых представлена на сайте ООО «ВДМ-техника» [3]. На рис.2 на двухминутном временном интервале представлены гистограммы избытка и дефицита мощности электростанции, единственным генерирующим источником которой является ВЭУ VDM-2, а величина электрической нагрузки принята неизменной и равной $P_{нагр}=1$ кВт.

Анализ гистограмм показывает, что и по относительным значениям колебаний мощности, и характеру их изменения, они являются подобными суточным гистограммам, приведенным на рис. 1.

Результаты анализа энергетического баланса показывают, что накопитель энергии на базе АБ позволяет компенсировать режимы дефицита мощности, возникающие в системе, при этом величина его разрядной мощности не превышает допустимых значений. Однако, величина зарядной мощности, также как и на суточных графиках остается переменной, а режимы заряда чередуются с режимами разряда. Чередование режимов заряда/разряда накопителя, построенного на базе АБ, на коротких временных интервалах является особенно губительным для эксплуатационного ресурса аккумуляторов. Как известно, ресурс АБ определяется числом зарядно-разрядных циклов, а из рис.2 видно, что всего за 120 секунд накопитель энергии

подвергается 4 неполным зарядно-разрядно циклам, что приведет к заметному сокращению его ресурса при таком режиме эксплуатации.

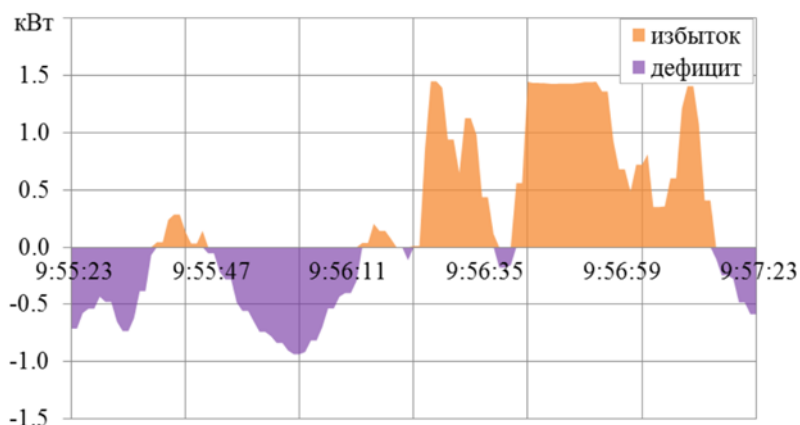


Рис. 2. Гистограммы избытка и дефицита мощности в ГСВИЭ без накопителя энергии

Результаты и выводы

Выполненный анализ режимов работы ГСВИЭ показал, что для энергетических систем с высоким уровнем замещения обязательным компонентом является накопитель энергии, с помощью которого обеспечивается повышение надежности и энергетической эффективности электростанции, а также снижение эксплуатационных затрат и уменьшение себестоимости генерируемой электроэнергии.

Требованиям ГСВИЭ по объемам и времени хранения энергии наилучшим образом соответствуют накопительные устройства на основе химических источников тока. Однако, АБ чрезвычайно критичны к их эксплуатационным зарядно/разрядным характеристикам, а проведенный анализ режимов работы накопителей в составе ГСВИЭ показывает, что в зарядно/разрядных токах АБ неизбежны низкочастотные и высокочастотные пульсации большой амплитуды, обусловленные изменениями величины выходной мощности установок ВИЭ и нагрузки. Эксплуатация АБ в режиме импульсных токов приводит к быстрой деградации их характеристик и сокращению срока службы [4,5]. С учетом того, что стоимость АБ составляет существенную долю от общих финансовых затрат на энергетическую систему, а гарантированный срок их службы является самым низким из всех основных энергетических компонентов электростанции, проблема создания эффективных накопительных устройств для ГСВИЭ остается актуальной.

На основании проведенных исследований предложено техническое решение [6], позволяющее оптимизировать режимы заряда/разряда АБ, используемых в качестве накопителя энергии в ГСВИЭ. Идея данного решения состоит в применении накопителя энергии из двух идентичных АБ, одна из которых всегда находится в режиме разряда, а вторая в режиме заряда. Структурная схема построения ГСВИЭ с двухконтурным накопителем энергии приведена на рисунке 3.

В предлагаемой схеме построения ГСВИЭ используется архитектура с сопряжением генерирующих источников на шине постоянного тока. Особенностью данной схемы является подключение разрядной АБ к шине DC через преобразователь, согласующий величину напряжения АБ и шины, а зарядной АБ через зарядное устройство (ЗУ) небольшой мощности (при использовании свинцово-кислотных АБ оптимальный зарядный ток составляет 0.1С). Зарядное устройство содержит монитор состояния АБ и формирует управляющие сигналы на согласованное переключение ключей К1-К3 путем сравнения величины остаточной емкости АБ с предварительно заданными пороговыми значениями. Подключение зарядной АБ через индивидуальное зарядное устройство позволяет максимально оптимизировать режимы заряда

АБ, чем обеспечивается их сохранность и максимальный эксплуатационный ресурс. Минимизированы режимы, когда заряд АБ еще не закончен, а батарея вынуждена переключаться на разряд, как во всех стандартных схемах построения ГСВИЭ.

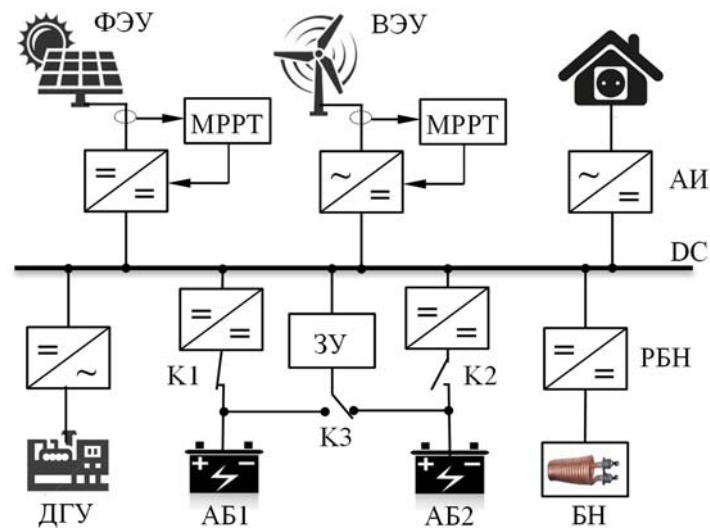


Рис. 3. Структурная схема гибридной электростанции с двухконтурным накопителем энергии

Предлагаемая схема построения ГСВИЭ также обладает рядом важных достоинств. При такой схеме построения энергетической системы все генерирующие источники ВИЭ работают под управлением локальных контроллеров поиска точки максимальной мощности (MPPT) во всех режимах, без реализации функции droop control. При этом возникающие в системе избытки мощности компенсируются не ограничением выходной мощности установок ВИЭ, как в большинстве стандартных способов построения локальных энергетических систем, а сбрасываются на балластные сопротивления лишь при невозможности аккумуляции. И хотя энергия, рассеиваемая на балластной нагрузке, не является гарантированной, она может полезно использоваться для обогрева помещений или нагрева воды, что немаловажно для районов с суровыми климатическими условиями.

С точки зрения эксплуатационной надежности система является достаточно живучей, так как никакой информационной связи между преобразователями установок ВИЭ не требуется, отказ любого преобразователя или генерирующего источника, кроме выходного инвертора, не нарушает общей работоспособности энергетической системы. Обеспечивается простая переконфигурация системы путем добавления/исключения в состав электростанции генерирующих установок разного типа и разных производителей без необходимости изменения настроек системы управления. Выходной инвертор строится по простой схеме однонаправленного преобразователя, реализация функций регулирования величины напряжения на сборных шинах не требуется. Для повышения надежности выходного инвертора целесообразно делать его модульным, с возможностью «горячей» замены отдельных неисправных блоков.

Список литературы

1. Chauhan A., Saini R.P. A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014, vol. 38, pp. 99–120.
2. Shivarama K.K., Sathish K.K. A review on hybrid renewable energy systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015, vol. 52, pp. 907–916.
3. Сайт ООО «ВДМ-техника», [Электронный ресурс], URL: <http://vdmtech.ru/> (дата обращения: 10.05.2018).

4. Hu X., Martinez C.M., Yang Y. Charging, power management, and battery degradation mitigation in plug-in hybrid electric vehicles: a unified cost-optimal approach. *MechSyst Signal Process.* 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ymssp.2016.03.004>.
5. Kan S.Y., Verwaal M., Broekhuizen H. The use of battery-capacitor combinations in photovoltaic powered products. *JPower Sources.* 2006, – 162: 971–4. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2005.07.001>.
6. Система автономного электроснабжения: пат. Рос. Федерация № 2638025; заявл. 10.01.2017; опубл. 11.12.2017, Бюл. № 35. – 5 с.

ПТИЦЫ НА ТЕРРИТОРИЯХ ВЕТРОПАРКОВ: МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ НАБЛЮДЕНИЙ

BIRDS AT THE TERRITORIES OF WIND FARMS: INTERNATIONAL AND RUSSIAN EXPERIENCE OF OBSERVATIONS

Рафикова Ю.Ю.¹, Потанский В.Г.²

1: Географический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия,

2: Экоцентр «Битцевский лес» ГПБУ Мосприрода, г. Москва, Россия

Rafikova Yu.Yu.¹, Potanskiy V.G.²

1: Faculty of Geography, Lomonosov MSU, Moscow, Russia,

2: Bitca ecocenter, Mospriroda, Moscow, Russia

ju.rafikova@gmail.com, potanskiy@gmail.com

Работа посвящена одному из самых сложных вопросов взаимодействия ветроустановок с окружающей средой – их влияние на орнитофауну. Выполнен обзор международного и отечественного опыта орнитологических наблюдений на площадках ветропарков с анализом полученных за последние десятилетия статистических данных. В работе также впервые представлены результаты авторских наблюдений, проведенных на площадках ветропарков Крымского полуострова. Выработаны рекомендации к направлению дальнейших исследований в этой области, актуальные для России в связи с быстрыми темпами развития ветроэнергетической отрасли.

The work is devoted to one of the most complicated questions of interaction between wind turbines and the environment - its influence on the avifauna. The authors made a review of the international and domestic experience in ornithological observations at the sites of wind parks with an analysis of the obtained statistical data, carried out during last decades. The paper also presents the results of the author's observations at the sites of wind parks in the Crimean peninsula. Recommendations for the direction of further research in this area stated in the article have special importance for due to its rapid development of the wind power industry.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ветровая энергетика, ветроустановки, орнитофауна, оценка воздействия на окружающую среду.

Keywords: renewable energy sources, wind power, wind turbines, avifauna, environmental impact assessment.

В связи со стремительным развитием возобновляемой энергетики в последние десятилетия возникают совершенно новые вопросы по оценке воздействия объектов на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), на окружающую среду. Такие объекты, как ветроустановки, солнечные установки, малые гидроэлектростанции, энергетические станции на биотопливе и др., и их степень и характер взаимодействия с объектами живой природы пока остаётся всё еще недостаточно исследованными, в то время рост темпов развития возобновляемой энергетики (ВЭ) и участия её в энергобалансе разных стран мира требует учёта этого воздействия на окружающую среду при долгосрочном планировании развития в регионах. Эта тематика требует комплексного подхода и инновационных разработок с использованием междисциплинарного подхода: технических, географических, биологических, экономических, социальных исследований.

Учёт экологических аспектов и природных условий территории при проектировании объектов на ВИЭ, как и при проектировании других объектов энергетики, безусловно важен и должен быть регламентирован нормативными документами. К таким условиям можно отнести современную систему землепользования, природоохранную, историческую, эстетическую, туристическую и рекреационную ценности территории и др. Важен также учёт инженерно-геологических и инженерно-геоморфологических условий строительства, а именно – инженерно-геологические свойства пород, развитие и распространение опасных геологических процессов, анализ микросейсмологических условий [8].

Один из самых обсуждаемых в мировом сообществе вопросов воздействия объектов возобновляемой энергетики (ВЭ) на окружающую среду является взаимодействие ветроустановок и птиц. На всех этапах при проектировании ветропарков этому фактору

придаётся большое значение. Так, по требованиям международных нормативов и по существующим на сегодняшний день в России государственным стандартам в области нетрадиционной энергетики [2], проектирование ветроустановок ограничивается миграционными путями перелётных птиц (и необходимостью установки акустических маячков на мачтах для отпугивания птиц). Кроме того, запрещено размещение ветроустановок на ключевых орнитологических территориях. Тем не менее, методические аспекты оценки влияния ветроустановок на орнитофауну и авифауну в целом остаются предметом научных дискуссий во всём мире. Рассмотрим основные тенденции исследований в этой области.

Первые крупные ветропарки, появившиеся в 1970-х гг. в США, были спроектированы без учёта воздействия на авифауну, как объекты экологически чистые. Однако уже через 10 лет была отмечена смертность птиц и летучих мышей от столкновения с ветроустановками [19], что и стало толчком для разработки методик оценки воздействия ветряков на орнитофауну. Позже такие методические рекомендации были разработаны и в Европе, а также в других странах, где развитие ветроэнергетики приняло крупные масштабы.

Первоначально методики были посвящены исследованиям смертности птиц и в первую очередь ориентированы на учёт уже умерших особей. Исследования показали, что от столкновения с турбинами умирают разные виды птиц, при этом певчие птицы наиболее уязвимы. Оценивалось число таких смертей и разрабатывались методы подсчёта смертности. В дальнейших исследованиях были установлены некоторые факторы, по-видимому, влияющие на общее число птиц, погибших на площадках ветропарков. К ним относятся общая численность птиц, видовой состав, географические особенности территории, наличие кормовых площадок, характеристики ветротурбины. Эта информация позволила разработать первичные методы снижения смертности птиц, такие как использование монолитных лопастей вместо решетчатых, проведение оценки воздействия на орнитофауну на предпроектной стадии, с учётом численности птиц, миграционных путей, местами гнездования и питания.

Несмотря на то, что в Европе ветроэнергетика развивается интенсивно в последние несколько десятилетий, она отстаёт от США в создании методических основ оценки воздействия ветроустановок на окружающую среду. Разработанные в этой области стандарты для Европейского Союза [10] и Англии [9] содержат мало конкретной информации для руководства разработчиков проектов или других заинтересованных сторон. В особенности плохо прописаны методики наблюдения за птицами на площадках ветропарков.

В исследованиях шотландских учёных [18] выделено 3 типа воздействия ветроустановок на птиц:

- 1) косвенная потеря среды обитания, в тех случаях, когда птицы избегают площадок ветропарков и их окрестностей, меняя свои миграционные пути и места обитания;
- 2) смерть птиц в результате столкновения или взаимодействия с лопастями ветротурбины;
- 3) прямые потери среды обитания в результате размещения на ней инфраструктуры ветряных электростанций.

Оценка влияния объектов ветроэнергетики должна учитывать каждый из этих типов воздействия для всех видов птиц, встречающихся на этой территории.

Использование единых международных стандартов может упростить наблюдение за птицами на площадках ветропарков, проведение сравнительного анализа для различных площадок, а также прогнозирование воздействия на них. Однако в силу географических, климатических и ландшафтных различий между площадками, методики могут иметь в основном рекомендательный характер и особенности применения в каждом конкретном случае.

Ключевой вопрос, который должен быть рассмотрен при оценках воздействия ветроустановок на окружающую среду (ОВОС), это оценка значительности этого воздействия, в особенности на птиц. Результатом проведения полевых наблюдений за птицами является информация (в виде баз данных, карт, отчётов), которая должна быть основой не только для оценок рисков столкновения птиц с установками, но и позволять оценить, насколько эти

объекты влияют на смену мест обитания и образа жизни орнитофауны. Таким образом учёт только мёртвых птиц недостаточен. Полевые исследования должны обязательно включать в себя:

1) изучение видов и численность птиц, которые могут изменить свои места обитания в результате строительства ветропарков, а также значение этого для популяций птиц в целом в исследуемом районе;

2) уровни лётной активности и поведение в полёте, которые могут быть использованы при оценке рисков столкновения.

При этом особое внимание стоит уделять охраняемым видам. В связи с этим важно учитывать региональную специфику различных территорий.

В целом крайне малочисленны исследования влияния объектов ветроэнергетики на отдельные виды птиц, в особенности на редкие виды. Нам известны исследования немецких учёных [20], которые ссылаются на данные, согласно которым дрофа меняет свой образ жизни в результате строительства ветропарков, но до сих пор неизвестно ни одного случая нахождения мёртвых особей этого вида вблизи существующих ветропарков.

Согласно многочисленным зарубежным исследованиям формы взаимодействия птиц с ветроустановками могут быть различными. Это не только столкновения с движущимися лопастями, но и столкновение со статичным основанием во время процесса охоты, попадание в ротор, столкновение с линиями электропередач (ЛЭП), получение баротравм, характерное для мелких видов и летучих мышей. Определяющим фактором в количестве случаев такого взаимодействия безусловно является сочетание биотопов вокруг ветропарка (наличие мест гнездования и кормовых площадок, требующих преодоления ветроустановок).

Следует отметить крайнюю неоднородность статистических данных о реальной смертности авиафауны от ветроустановок по всему миру. Так фигурирующие во многих научных статьях данные испанского орнитологического общества говорят о том, что каждый год 18 тысяч ветряков убивают и калечат 6-18 млн. птиц и летучих мышей, от 300 до 1000 жертв на каждую установку [11]. В то же время исследование гибели птиц в некоторых районах США показало, что среднее количество погибших птиц в год из расчета на одну ВЭУ равно 2,2; в Европе – 0,13, а в Германии – 0,01. Сравнение результатов орнитологических наблюдений на различных площадках осложняется тем, что в каждом исследовании рассматривается как правило одна или две площадки в различные временные периоды, используются различные оценочные величины, не учитываются погодные условия во время проведения наблюдений, биотопы, на которых расположен ветропарк, типы ветроустановок.

В таблице 1 представлен анализ лишь нескольких источников статистической информации о гибели птиц в США и некоторых странах Европы с высоко развитым сектором ветроэнергетики. Таблица иллюстрирует большую неоднородность статистики: смертность птиц в целом варьируется от 0 до 40 особей в год от одной ветроустановки.

В России до сих пор научные исследования влияния объектов ветроэнергетики на орнитофауну не проводились, поскольку на территории нашей страны до недавнего времени не было крупных ветропарков. Однако в 2016 г. на законодательном уровне дан толчок к развитию возобновляемой энергетики в целом, и на сегодняшний день ветроэнергетические парки уже проектируются в Ульяновской, Ростовской, Самарской областях, в Краснодарском крае, в регионах Дальнего Востока и т.д. В конце 2017 г. в Чердаклинском районе Ульяновской области ПАО «Фортум» были возведены 14 ВЭУ единичной установленной мощностью 2,5 МВт каждая, объединённых в «Ульяновский Ветропарк» суммарной мощностью 35 МВт. На стадии строительства ветропарка между ПАО «Фортум» и ульяновским ООО «Экосистемы» был заключен договор на проведение экологоорнитологического обследования территории ВЭС 35 МВт в Ульяновской области с целью изучения современной эколого-орнитологической обстановки в районе строительства станции, научного обоснования птицепрофилактических мероприятий на период эксплуатации станции, оценки эффективности и достаточности природоохранных мероприятий в процессе эксплуатации ВЭС. [1]

Таблица 1. Сводная таблица данных о смертности птиц по данным различных исследователей.

Страна	Смертность птиц (количество случаев на 1 ветротурбину в год)	Источник
США	1.3-38.2	Kunz et al. (2007) [12]
Европа и США	0-30	Kuvlevsky et al. (2007) [13]
США	1.8-7.5	Winegrad (2004) [21]
США	1.6	Osborn et al. (2000) [17]
Дания	0.8	Lubbers (1998) [15]
Испания	0.2	Marsh (2007) [16]
Великобритания	0	Lowther and Stewart (1998) [14]

Для изучения орнитологической обстановки на первом этапе за основу была принята стандартная методика эколого-орнитологического обследования аэродромов. Проведённые в течение августа-ноября 2017 г. исследования показали, что на площадке ветропарка орнитологическая обстановка относительно благоприятная – то есть птиц пролетает сравнительно немного. На территории ветропарка осенний пролёт имел небольшую интенсивность, в ходе наблюдений почти не отмечены были птицы водного и околородного комплекса. Широким фронтом летят разнообразные воробьиные птицы (коньки, трясогузки, вьюрковые, овсянковые и т.п.). Хищных птиц сравнительно мало, хотя зарегистрированы такие редкие виды, как орёл-могильник, орлан-белохвост, единично – степной лунь, сапсан и орёл-карлик. [1]

Два первых вида гнездятся в окрестностях станции. Особенность территории в том, что до отлёта здесь на стерне между ветряками кормятся стайки клинтухов (Красная книга Ульяновской области), в конце осени скапливаются тысячи грачей, галок и серых ворон, за несколько часов наблюдений пролетают сотни сизых чаек. Опасение вызывает возможное появление тут больших стай гусей, которые традиционно кормятся на озимых в Чердаклинском районе в апреле и начале мая, а также вероятные кормовые перемещения озёрных чаек, которые гнездятся на болотах и озёрах в окрестностях пос. Чердаклы. [1]

Следует отметить, что пока в России вопросам оценки их воздействия ветроустановок на орнитофауну уделяется крайне мало внимания и в научных исследованиях, и в практических руководствах, регламентирующих деятельность разработчиков ветроэнергетических проектов. Строительство Ульяновского ветропарка вызвало бурную реакцию экологов и орнитологов, которая проявилась в конфликтах административного характера. Причиной этому стало отсутствие в российских стандартах четких требований к оценке воздействия на окружающую среду объектов на ВИЭ, на которыми могли бы руководствоваться разработчики проектов. Кроме того отсутствует опыт наблюдений за поведением птиц вблизи ветроустановок в различных географических поясах России.

Единственные крупные ветропарки, где на сегодняшний день могли проводиться обоснованные оценки воздействия ветроустановок на орнитофауну, расположены на территории Крымского полуострова. Западный Крым, район основной концентрации ветроустановок (Тарханкутский полуостров), отмечен большим видовым разнообразием птиц. Согласно исследованиям, вблизи площадок существующих ветропарков отмечено более 200 гнездящихся, пролётных и зимующих видов птиц [7]. Из них более 50 занесены в Красную Книгу Республики Крым [3] и более 30 – в Красную книгу России [4]. Среди наиболее редких видов, характерных именно для степных районов, следует отметить дрофу (*Otis tarda*), стрепета (*Tetrax tetrax*), журавля красавку (*Anthropoides virgo*), авдотку (*Burhinus oedicnemus*), степную и луговую тиркушку (*Glareola nordmanni* и *G. pratincola*). [3, 5, 6, 7].

Авторами были проведены исследования площадок Тарханкутской и Мирновской ВЭС в мае 2018 года. На обеих площадках присутствовали ветроустановки 2-х типов: типа USW 56-100 (127 установок Тарханкутской ВЭС и 177 установок Мирновской ВЭС высотой 18 м) и Т-600-48 бельгийской фирмы Turbowinds (4 и 3 установки соответственно высотой 60 м). Установки USW 56-100 имели значительно большую скорость вращения лопастей и были значительно более шумными. Обследовались как территории ветропарков, так и прилегающие территории. Непосредственного учета численности по классическим методикам не проводилось. Погибших птиц на территории ветропарков обнаружено не было. Из фоновых видов внимание было уделено представителям семейства жаворонковых (*Alaudidae*), скворцам (*Sturnus vulgaris*), обыкновенной пустельге (*Falco tinnunculus*) и обыкновенной сороке (*Pica pica*). Ни одного поющего самца жаворонка на территории ветропарка обнаружено не было, хотя на прилегающих территориях их было много. Избегания ветропарков другими из перечисленных выше видов птиц обнаружено не было. Стаи скворцов успешно избегают столкновения с ветроустановками во время пролета через территорию ветропарка. Обыкновенная пустельга охотится на территории ветропарков «зависая» как раз на высоте работающих лопастей. Сороки тоже успешно избегают столкновения с лопастями ветроустановок и даже строят гнезда на опорах ветроустановок (см. фото). На прилегающих к ветропаркам территориях на расстоянии 0.5–1 км от ветроустановок нами были отмечены помимо различных представителей отряда Воробьинообразные (*Passeriformes*) такие крупные птицы как дрофа (*Otis tarda*), журавль красавка (*Anthropoides virgo*), серый журавль (*Grus grus*), рыжая цапля (*Ardea purpurea*) и степной орел (*Aquila nipalensis*).



Рис. 1. Гнездо сороки, расположенное на ветроустановке типа USW 56-100 Мирновской ВЭС

Исследования вопросов взаимодействия птиц с ветроустановками в России крайне актуальны именно в настоящее время, когда ветроэнергетика ещё не приняла крупные масштабы и не оказала значительное воздействие на окружающую среду. Разработка научно обоснованных методических рекомендаций в сфере ОВОС поможет минимизировать это воздействие и ущерб, а также избежать конфликтов между проектными организациями и экологическими организациями. Для исследований целесообразно привлечение не только биологических, но и географических методов, таких, как геоинформационные системы – для

хранения и обработки полевых наблюдений, мобильные геоинформационные системы – для сбора информации во время маршрутных учётов, беспилотные летательные аппараты – также для сбора информации о местах гнездования и погибших птицах, а также методы комплексного междисциплинарного анализа. Только комплексные междисциплинарные исследования способны создать основу для экологически эффективного использования возобновляемых источников энергии.

Работа выполнена по госбюджетной теме «География и рациональное использование возобновляемых источников энергии» в рамках договора о сотрудничестве между Географическим факультетом МГУ имени М.В.Ломоносова и ГПБУ «Мосприрода».

Список литературы

1. Бородин О.В., Корольков М.А. Развитие ветроэнергетического комплекса в России и проблема охраны птиц / Актуальные проблемы охраны птиц. Материалы Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 25-летию Союза охраны птиц России (Москва, 10-11 февраля 2018 г.) / Отв. ред. А.В. Салтыков – Москва – Махачкала, 2018. – с.177-181
2. ГОСТ Р 51991-2002. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/40/40075/> (дата обращения: 30.09.2017)
3. Красная книга Республики Крым. Животные / Отв. ред. д. б. н., проф. С. П. Иванов и к. б. н. А. В. Фатерыга. Симферополь: ООО «ИТ «АРИАЛ», 2015. 440 с.
4. Красная книга Российской Федерации (животные) / РАН; Гл. редкол.: В. И. Данилов-Данильян и др. — М.: АСТ: Астрель, 2001. — 862 с.
5. Кучеренко В.Н. Зимовка птиц в Западном Крыму в 2005-2006 годах // Бранта: Сборник научных трудов Азово-Черноморской орнитологической станции, № 10. Мелитополь, 2007. С. 151-156.
6. Кучеренко В.Н. Сравнительная характеристика летнего населения птиц открытых биотопов Западного Крыма // Бранта: Сборник научных трудов Азово-Черноморской орнитологической станции, № 14. Мелитополь, 2011. С. 54-62.
7. Кучеренко В.Н., Кучеренко Е.Е. Попередні результати інвентаризації орнітофауни національного природного парку "Чарівна гавань" (АР Крим Україна) // Заповідна справа. 2014, №1(20). С. 92-97.
8. Рафикова Ю.Ю., Киселёва С.В. Геоэкологические аспекты при планировании объектов возобновляемой энергетики // Прикладные аспекты геологии, геофизики и геоэкологии с использованием современных информационных технологий. Материалы III научно-практической конференции. — Майкоп: ИП Кучеренко, 2015. — С. 184–191.
9. BWEA, WWF, English Nature and RSPB, 2001. Wind farm development and nature conservation. A guidance document for nature conservation organisations and developers when consulting over wind farm proposals in England. – British Wind Energy Association, London. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.bwea.com/pdf/wfd.pdf>. (дата обращения: 30.09.2017)
10. European Commission, 2010. Guidance Document. Wind energy developments and Natura 2000. EU Guidance on wind energy development in accordance with the EU nature legislation. Prepared with the assistance of Ecosystems LTD. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/Wind_farms.pdf. (дата обращения: 30.09.2017)
11. Kikuchi, Ryunosuke, 2008. Adverse impacts of wind power generation on collision behavior of birds and anti-predator behavior of squirrels. Journal for Nature Conservation 16, 44–55.
12. Kunz, Thomas H., Arnett, Edward, Cooper, Brian, Erickson, Wallace, et al., 2007. Assessing impacts of wind-energy development on nocturnally active birds and bats: a guidance document. The Journal of Wildlife Management 71 (8), 2449–2483
13. Kuvlesky, William P., Brennan, Leonard, Morrison, Michael, Boydston, Kathy, et al., 2007. Wind energy development and wildlife conservation: challenges and opportunities. Journal of Wildlife Management 71 (8), 2487–2498.
14. Lowther, Stewart. 1998. The European perspective: some lessons from case studies, Proceedings of the National Avian Wind Power Planning Meeting III, San Diego, California, May, 1998 (King City, Ontario: LGL Limited, June, 2000), pp. 115–123.
15. Lubbers, F., 1988. Research program concerning the social and environmental aspects related to the windfarm project of Sep. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 27, 439–453.

-
16. Marsh, George, 2007. WTS: the avian dilemma. *Renewable Energy Focus*, 42–45 (July/August)
 17. Osborn, Robert G., Higgins, Kenneth, Usgaard, Robert, Dieter, Charles, Neiger, Reff, 2000. Bird mortality associated with wind turbines at the Buffalo Ridge Wind Resource Area, Minnesota. *American Midland Naturalist* 143 (1), 41–52.
 18. Scottish Natural Heritage. 2009. *Guidance on Methods for Monitoring Bird Populations at Onshore Wind Farms*. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.snh.gov.uk/docs/C205417.pdf>. (дата обращения: 30.09.2017)
 19. Smallwood, K. S. Estimating wind turbine-caused bird mortality // *Journal of Wildlife Management*. - 2007. - №71. – pp. 2781-2791.
 20. *The Great Bustard – the Brandenburg ostrich. Species and Biotope Conservation*. / Ministry of Environment, Health and Consumer Protection State of Brandenburg, 2012
 21. Winegrad, G., 2004. Wind turbines and birds. In: Susan Schwartz (Ed.), *Proceedings of the Wind Energy and Birds/Bats Workshop: Understanding and Resolving Bird and Bat Impacts* (Washington, DC: Resolve, September, 2004), pp. 22–28.

GEOTHERMAL ENERGY COMPLEX UTILIZATION

Svalova V.B.

Sergeev Institute of Environmental Geoscience, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Thermal waters are used for many purposes - for development of electric power, for central heating and cooling, for hot water supply, in agriculture, animal industries, fish culture, in the food, chemical and oil-extracting industries, in balneology and spas, and for the recreational purposes. Geothermal energy use is a prospective way to achieve clean sustainable development of the world. Russia has rich high and low temperature geothermal resources and makes good steps in their use. In Russia the geothermal resources are used predominantly for heat supply, heating of several cities and settlements on Northern Caucasus and Kamchatka. In addition, in some regions of country the deep heat is used for greenhouses of common area 465000 m². The most active hydrothermal resources are used in Krasnodar territory, Dagestan and on Kamchatka. At the same time the problem of the most effective utilization of a natural source of raw materials is put forward in the category of actual tasks, including thermomineral waters and brines. Involving of these waters in economic activities can promote the decision of some social - economic and environmental problems.

Key words: geothermal resources, thermal waters, rare elements, complex use

Geothermal energy use

In Russia the geothermal resources are used predominantly for heat supply of several cities and settlements on Northern Caucasus and Kamchatka with a total number of the population 500000. In addition, in some regions of country the deep heat is used for greenhouses of common area 465000 m². The most active hydrothermal resources are used in Krasnodar territory, Dagestan and on Kamchatka. (Fig. 1, Fig.2). (Gadzhiev *et al.*, 1980, Kononov *et al.*, 2000).

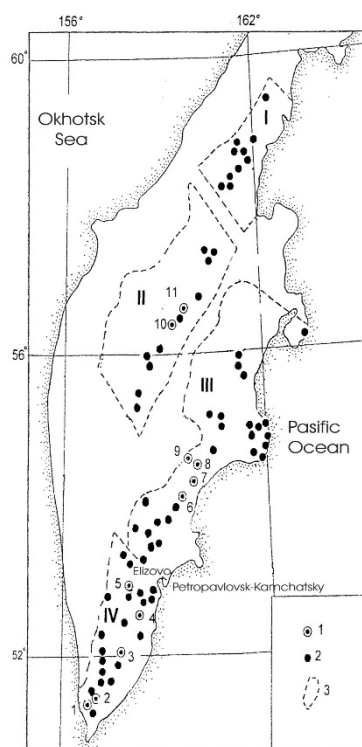


Figure 1. Geothermal resources of Kamchatka

- 1 – geothermal deposits (1 – Pauzhetskoje, 2 – Nizhne-Koshelevskoje, 3 – Khodutkinskoje, 4 – North-Mutnovskoje, 5 – Big-Bannoje, 6 – Karimskoje, 7 – Semjachinskoje, 8 – Geysers Valley, 9 – Uzonskoje, 10 – Apapelskoje, 11 – Kireunskoje);
 2 – groups of thermal springs;
 3 – hydrogeothermal provinces (I – North, II – Middle, III – Easten, IV – South).

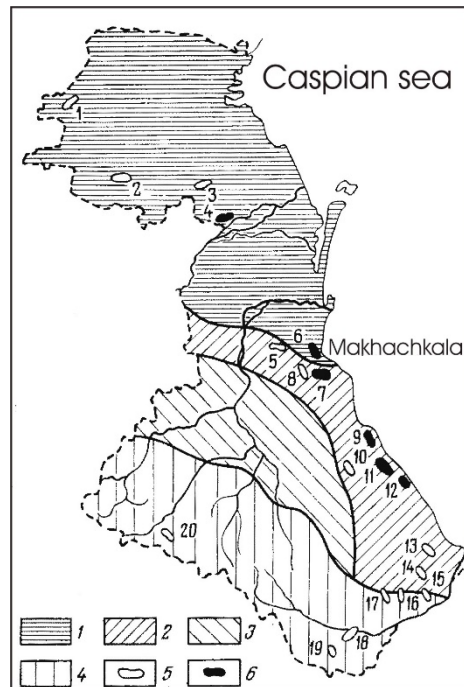


Figure 2. Map of hydrogeothermal deposits and perspective areas of Dagestan
 1-4 – measure (1 – Quaternary, 2 – Neogene, 3 – Cretaceous, 4 – Jurassic); 5 – perspective areas; 6 – hydrogeothermal deposits; fingers on the map – thermal anomalies (1 – Bazhigan, 2 – Terekly-Mekteb, 3 – Tarumovka, 4 – Kizljär, 5 – Istisu, 6 – Makhachkala, 7 – Talgi, 8 – Zauzanbash, 9 – Izberbash, 10 – Salgabak, 11 – Kajakent, 12 – Berikej, 13 – Belidzhy, 14 – Choshmenzin, 15 – Giljar, 16 - Adzhinaur, 17 – Richalsu, 18 – Akhty, 19 – Khnov, 20 – Khzanor

Approximately half of extracted resources is applied for heat supply of habitation and industrial buildings, third - to a heating of greenhouses, and about 13 % - for industrial processes. Besides the thermal waters are used approximately in 150 health resorts and 40 factories for bottling mineral water. The quantity of electrical energy developed by geothermal stations of Russia, by 1999 almost twice has increased as contrasted to the former level. Nevertheless, it remains extremely minor, making some 0,01 of percent from common development of the electric power in the country.

The Western Siberian plate is another promising region for direct use applications. The aquifers located down to 3 km in this region have a high hydrostatic pressure, temperatures of up to 75°C, and are capable of producing about 180 m³ /s. These waters are used to heat dwellings in some small settlements and, on a small scale, assist in the recovery of oil, the extraction of iodine and bromide, and for fish farming. The region is rich in natural gas, which has limited geothermal development.

The most prospective direction of usage of low temperature geothermal resources is the use of heat pumps. This way is optimal for many regions of Russia - in its European part, in the Urals and others.

Heat pumps are at an early stage of development in Russia. An experimental facility was set up in early 1999 in the Philippovo settlement of Yaroslavl district. The source supplies 5-6°C to eight heat pumps that heat the water to 60°C for a 160-pupil school building. There are some buildings with supply of heated water, using heat pumps, in Moscow.

The electricity is generated by some geothermal power plants (GeoPP) only in the Kamchatka Peninsula and Kuril Islands. At present three stations work in Kamchatka: Pauzhetka geothermal power plant (11MW_e installed capacity) and two Severo-Mutnovka geothermal power plants (12 and 50 MW_e). Moreover, another geothermal power plant of 100 MW_e is now under preparation in the same place. Two small geothermal power plants are in operation in Kuril's Kunashir Isl, and Iturup Isl, with installed capacity of 2,6 MW_e and 6 MW_e respectively.

Russia has considerable geothermal resources and the available capacity is far larger than the current application. This resource is far from adequately developed in the country. In the former Soviet Union, geological exploration was well supported for minerals and oil and gas. Such expansive activities did not aim to discover geothermal reservoirs even in a corollary manner; geothermal waters were not considered among energy resources. Still, the results of drilling thousands of “dry wells” (in oil industry parlance), bring a secondary benefit to geothermal research. These are the abandoned wells themselves, and the data on the subsurface geology, water-bearing horizons, temperature profiles, etc., that were collected during exploration. Not all currently operating companies are willing to disclose their well data, still, in face of the cost of maintaining shut-in wells, it is cheaper to turn them over to others for new purposes.

Development and implementation of geothermal power technology is facilitated by social, scientific, economical and environmental aspects.

Social aspects reflect public opinion and willingness to reject old, traditional power generating methods and implement new, non-traditional, environmentally friendly geothermal power technology.

Nowadays the scientific and technical level of geothermal technology is very high in Russia. Unique geothermal power equipment has been developed domestically and for the first time in the world two environmentally friendly power plants were constructed in Kamchatka, In 1999 the unique pilot Verkhne-Mutnovsky geothermal power plant (V-MGeoPP) of 12 (3x4) MW was constructed (Fig. 3, a, b).



Figure 3,a. Verkhne-Mutnovsky geothermal power plant (GeoPP). First ecologically clean GeoPP.
Photo of Svalova V.B.

It has been operating in extremely severe climatic conditions on the site located near 1000 m above sea level. High level of environmental protection is provided due to isolating the geothermal fluid from the environment by using both air condensers and a system of full re-injection of the waste geothermal fluid back into reservoir. The major problem of protecting the geothermal power plants equipment from corrosion and salt depositions was solved by using a special technology of film-forming amine additives. Over the last years the Verkhne-Mutnovsky geothermal power plant has proved sustained reliability in generating reasonably priced electricity of about 1.5 cents/kWh (Nikolski, Parshin, and Bezotchestvo 2003). The experience gained while constructing and operating the Verkhne-Mutnovsky geothermal power plant was used for construction of the 50 MW Mutnovsky geothermal power plant – a completely automated power plant with a satellite-based communication and control system (Fig. 4, a, b, c).



Figure 3,b. Verkhne-Mutnovsky geothermal power plant. Snow in August. Photo of Svalova V.B.



Figure 4,a. Mutnovsky geothermal power plant. Many visitors always. Photo of Svalova V.B.



Figure 4,b. Mutnovsky geothermal power plant (MGeoPP). Primary separators provide MGeoPP with the high-quality steam. Photo of Svalova V.B.



Figure 4,c. Mutnovsky geothermal power plant. The main entrance. Photo of Svalova V.B.

The economic impact from geothermal power plants is especially high in remote locations. As there is practically no detrimental gas emission, modern geothermal power plants can be considered as practically absolutely environmentally friendly (Tomarov, Bubon, and Martynova, 2003).

Thermal waters complex use

Thermal waters are used for many purposes - for development of the electric power, for central heating and cooling, for hot water supply, in agriculture, animal industries, fish culture, in the food, chemical and oil-extracting industries, in balneology and spas, and for the recreational purposes.

Thermal waters, especially chloride brines, contain in the structure a huge complex of metal and nonmetallic microcomponents. The saturation of brines microcomponents is in close dependence both on genetic essence of brines, and on lithological-structural and geothermal features of containing breeds.

Interest in geothermal waters and brines as mineral raw material is connected to a number of advantages of this kind of raw material in comparison with firm sources of rare elements, metals and mineral salts.

Industrial underground waters are characterized by wide regional distribution. They are polycomponental raw material and can be used simultaneously in balneology and power system. Extraction of this raw material demands realization concerning small capital works and is carried out by boreholes methods, allowing to take hydromineral raw material from great depths.

Geothermal waters and brines are characterized by the big variety of mineralization, the contents of useful components and their quantitative ratio, and also gas structure and temperatures. The most widespread types of hydromineral raw material are: thermal brines of intercontinental rift zones; thermal waters and brines of island arches and areas of Alpine folds; waters and brines of artesian pools; brines of modern evaporite pools of a sea or oceanic origin and continental lakes; sea waters.

Profitability of industrial reception of those or other components from hydromineral raw material is determined not only by their concentration, but also by depth of underground waters and permeable features, filtrational properties of rocks, flow rate of operational stocks etc. Economic parameters are influenced by the way of disposing of the waste waters for protection of the natural environment.

Proceeding from the general conditions and laws of distribution of underground geothermal waters and the brines containing rare elements, and also in view of experience of use of such waters as hydromineral raw material in Russia and abroad, the following limits of concentration of elements at which waters represent industrial interest are established (mg / l): iodine - 10, lithium - 10, caesium - 0.5, germanium - 0.5, bromine - 200, rubidium - 3, strontium - 300. (Bondarenko, 1999).

Even before the Second World War abroad, in particular, in USA, the technology of extraction from hydro mineral raw material of one of its components - lithium was developed. In the 1970s about 85 % of world extraction of this metal was carried out in such a way. (Kogan and Nazvanova, 1974).

In Japan from geothermal underground brines are commercially extracted I, Br, B, Li, As, Ge, W and a number of mineral salts. In Israel from brines of the Dead Sea the carnallite, bromine, chlorides of magnesium and calcium, and also raw material for manufacture of medical products and perfumery are produced. In the 1980s hydromineral raw material was the source for 30 % of world extraction of lithium, 31 % - caesium, 8 % - boron, 5 % - rubidium, and also in significant scales Ca, Mg, Na, K, S, Cl, U, Ra, Cu. (Bondarenko, 1999).

Huge stocks of rare-metal raw material are in geothermal underground waters and brines on territories of Russia and the CIS. They contain over 55 % of the common stocks of lithium, 40 % of rubidium and 35 % of caesium. (Kremenetsky et al., 1999.)

Thermal waters with a high mineralization are located in the greater territory of Russia and the former USSR. They are known almost in all areas. Brines with mineralization higher than 200 g/l are known in Perm and Kujbishev areas, Tatarstan, Moscow, Ryazan and other central areas. In Moscow, for example, at a depth of 1650 m are met chloride brines with mineralization of 274 g/l. In Western and Eastern Siberia there are large deposits of brines with high temperature. Some deposits have

mineralization of 400-600 g/l. There are many thermal brines in Central Asia, Kazakhstan, in Ukraine, Kamchatka, Kuriles, Sakhalin. (Shcherbakov, 1985, Resources ..., 1985, Kurbanov, 2001).

There are chemical elements which are possible for taking only from underground waters. So iodine is extracted from brines since iodine is highly soluble and does not collect in rocks. Iodine concentrates in seaweed but to extract this seaweed as industrial raw material is effectively only by their big congestion. Bromine can be extracted from some salts and seaweed, but traditionally bromine also is extracted from concentrated chloride brines. (Antipov et al., 1998).

The significant part of deposits of thermal waters represents the brines containing from 35 up to 400 and more g/l of salts. They are mineral raw material for many chemical elements. Many brines which occur at great depth, can become deposits of the most valuable chemical elements: caesium, boron, strontium, tantalum, magnesium, calcium, tungsten etc. Under the cheap technological circuit from natural solutions basically it is possible to take iodine, bromine, boron, chloride salts of ammonium, potassium, sodium, calcium, magnesium. Extraction of other chemical elements is complicated because of the high cost of technology. A prospective method is use of ion-exchange pitches for selective extraction of the certain components from natural waters. The basis of a method there is the principle of selective sorption of ions of useful elements or their complexes in solutions with special compounds.

Works of some scientific institutes in Russia allow to create the procedures of chemical processing of hydromineral raw material and to expand the spheres of its economic application. Many laboratory and natural tests on extraction of valuable components from thermal waters confirm the necessity and an opportunity of complex use of this nonconventional raw material.

Conclusion

Depending on structure and properties of thermal waters it is possible to allocate two basic directions of use of geothermal resources: heat power and mineral-raw materials.

The heat power direction is preferable for fresh and low mineralized waters when valuable components in industrial concentration practically are absent, and the general mineralization does not interfere with normal operation of system. When high potential waters are characterized by the raised mineralization and propensity to scaling, the recycling of mineral components should be considered as the passing process promoting the effective heat supply.

The mineral-raw material direction is the basic for geothermal waters, containing valuable components in industrial quantities. Thus the substantiation of industrial concentration is caused by a level of technologies. For such waters the heat is an added product which use can raise efficiency of process of reception of basic production and even to save fuel.

Designing such systems the process of allocation of valuable components should be dominant. Calculations show, that complex use of thermal waters in a mineral-raw material direction economically is more effective, than in heat power. The choice of a direction of complex use of thermal waters should be defined not only by their structure and properties, but also by the level of development of complex technological processes of extraction and processing of hydromineral raw material and by technology of heat power processes. But for all that the presence of consumers and needs for thermal water play the main role.

References

1. Antipov, M.A., Bondarenko, S.S., Strepetov, V.P., and Kasparov, S.M., 1998. "Mineral raw materials. Bromine and iodine." Reference book. "Geoinformmark", M., 30 pp.
2. Bondarenko, S.S., 1999. "Mineral raw materials. Industrial waters." Reference book. "Geoinformmark", M., 45 pp.
3. Gadzhiev, A.G., Kurbanov, M.K., and Suetnov V.V., 1980. "The problems of geothermal energy in Dagestan". Nedra, Moscow.
4. Kogan, B.I., and Nazvanova, V.A., 1974. "Industrial use of natural continental mineral waters abroad." Rare elements. Raw materials and economics. Ed. 10. Rare elements in natural mineral waters. Moscow, p. 4-117.

-
5. Kononov, V.I., Polyak, B.G., and Kozlov, B.M., 2000. "Geothermal development in Russia: Country update report 1995-1999." Proceed. of the World Geothermal Congress 2000, Vol. 1, p. 201 – 206.
 6. Kremenetsky, A.A., Linde, T.P., Yushko, N.A., Shaderman., 1999. "Mineral raw materials. Lithium." Reference book. "Geoinformmark", M., 49 pp.
 7. Kurbanov, M.K., 2001. "Geothermal and hydro mineral resources of Eastern Caucuses and Pre-Caucuses." Nauka, Moscow, 260 pp.
 8. Nikolski, A.I., and Parshin, B. Ye., 2003. "Verkhne-Mutnovsky geothermal power plant – the first environmentally friendly power plant." Energoprogress, Science Technology Newspaper, Moscow .
 9. "Resources of thermal waters of Dagestan and optimization of schemes of their complex developing." Collection of articles, Editors: Kurbanov, M.K., Sardarov, S.S., Dejnega, G.I., et al., 1985. Ed. 4. Institute of geothermic problems, Dagestan branch of the USSR Academy of Sciences, Makhachkala, 156 pp.
 10. Shcherbakov, A.V., 1985. "Geochemical features of thermal waters as mineral resources for chemical industry". Geothermal investigations in Middle Asia and Kazakhstan. Nauka, Moscow, p.57-67.
 11. Tomarov, G.V., Bubon, S.V., and Martynova, M.V., 2003. "Investment and environmental attractiveness of geothermal power projects in Kamchatka." Energoprogress, Science Technology Newspaper, Moscow.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ
НАПРЯЖЕНИЯ ТРЕХФАЗНОГО САМОВОЗБУЖДАЮЩЕГОСЯ АСИНХРОННОГО
ГЕНЕРАТОРА ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ
MODELING OF THE SYSTEM AUTOMATIC VOLTAGE REGULATION OF THREE-
PHASE SELF-EXCITED INDUCTION GENERATOR FOR WIND TURBINE**

Сангов Х.С., Михеев Д.В.

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия

Sangov K.S., Mikheev D.V.

National Research University «MPEI», Moscow, Russia

khushdil.sangov@mail.ru

В настоящее время достаточно широкое применение в ветроэнергетических установках (ВЭУ) получили асинхронные генераторы (АГ) ввиду простоты их конструкционного исполнения и небольшой стоимости в сравнении с синхронными генераторами (СГ). Использование АГ в ВЭУ требует реализации автоматического регулирования выходного напряжения. В статье рассматриваются вопросы моделирования системы автоматического регулирования напряжения трехфазного самовозбуждающегося АГ для повышения эффективности работы ВЭУ. Предложено новое схемотехническое решение для осуществления автоматического регулирования напряжения АГ ВЭУ на основе коммутируемых конденсаторов и блока силовой электроники (симисторов). Приведены структурная схема системы автоматического управления напряжением и диаграмма выходного напряжения генератора, а также результаты компьютерного моделирования самовозбуждающегося трехфазного АГ в среде SimPowerSystems MATLAB при пуске генератора и изменении нагрузки. Представлены расчетные и экспериментальные характеристики АГ, сравнение которых позволяет сделать вывод об адекватности и корректности математической модели. Использование предложенной системы автоматического регулирования выходного напряжения АГ позволит повысить эффективность работы ВЭУ.

Presently, induction generators (IG) have received wide application in wind turbines due to the simplicity of their design and low cost in comparison with synchronous generators (SG). The use of IG in the wind turbine requires the realization of automatic regulation of the terminal voltage. The paper considers deals with the modeling of the automatic voltage regulation system of three-phase self-excited IG to improve the efficiency of the wind turbine operation. Proposed a new circuit-based solution for automatic voltage regulation of the IG wind turbine based on switched capacitor scheme and power electronics control (triac). Are presented the structural diagram of the automatic voltage control system and the generator output voltage diagram, as well as the results of computer simulation of the self-excited three-phase IG in the SimPowerSystems MATLAB environment when the generator is started and the load changes. Calculated and experimental characteristics of IG are presented, the comparison of which allows to drawing a conclusion about the adequacy and correctness of the mathematical model. Using the proposed system of automatic regulation of the terminal voltage IG will improve the efficiency of the wind turbine operation.

Ключевые слова: ветроэнергетическая установка, асинхронный генератор, автоматическое регулирование напряжения.

Keywords: wind turbine, induction generator, automatic voltage regulation.

1. Введение

В настоящее время интерес к использованию экологически чистых возобновляемых источников энергии (ВИЭ) значительно возрос как в Российской Федерации, так и за рубежом. Стремительное развитие ветровых турбин малой и средней мощностей и совершенствование новых технологий способствовали интенсивному развитию автономных ветровых энергоустановок (ВЭУ) [1, 2]. В качестве электромеханического преобразователя для ВЭУ активно применяются асинхронные генераторы (АГ) в связи с простотой их конструкционного исполнения, простотой обслуживания и относительно небольшой стоимостью в сравнении с другими видами электрических машин. Асинхронные машины подходят для работы в составе ВЭУ, поскольку входные и выходные вращающие моменты являются переменными величинами, а характеристики вращающего момента данных машин способны удовлетворять различным условиям нагрузки. Для создания вращающего электромагнитного момента (при возбуждении асинхронной машины в режиме генератора) к АГ необходимо параллельно

подключить конденсаторы или другой источник реактивной мощности емкостного характера. Значение этих мощностей должно обеспечивать требуемые значения выходного напряжения и частоты вращения магнитного поля статора [3-5]. Ряд авторов предложил методику выбора подходящего значения емкости конденсаторов для обеспечения самовозбуждения АГ [6, 7].

Не менее важной задачей для обеспечения эффективного функционирования АГ в составе ВЭУ является построение системы автоматического регулирования напряжения и скорости вращения АГ. Данной проблематике посвящено достаточно много работ, например, в [8] показано, что напряжение и скорость АГ можно регулировать, когда первичный двигатель имеет постоянную скорость и переменный вращающий момент, используя систему управления с замкнутым контуром с векторным управлением. Другой распространенный метод управления напряжением и частотой АГ заключается в применении трехфазного силового электронного преобразователя, подключенного к контроллеру постоянного тока с широтно-импульсной модуляцией (ШИМ). В [9] для этих целей предлагается использовать векторную систему управления с помощью преобразования d-q, принимающего токи ротора и статора как векторы состояний (насыщение в обмотке статора рассматривается как переменная). В [10] представлен подробный анализ устойчивого состояния работы АГ с самовозбуждением, приведены эквивалентная схема с фильтром активной мощности для расчета минимальной емкости возбуждения и контроля качества электроэнергии (компенсация реактивной мощности осуществляется за счет использования ШИМ). В [11] рассматриваются вопросы векторного контрольного анализа для АГ с PI-контроллером.

В последнее время подход, который привлекает внимание, заключается в обеспечении возможности вращения ветродвигателя с переменной оптимальной частотой, регулируемой в соответствии с изменением скорости ветра, и с применением генерирующих систем, обеспечивающих в этих условиях получение переменного напряжения постоянной частоты, при котором электроэнергия может быть передана в электросеть. Во многих как отечественных, так и за рубежом научных работах авторы используют различные методы получения переменного напряжения постоянной частоты при переменной частоте вращения ветроколеса. В большинстве этих работ рассматривается использование статических устройств изменения частоты по схеме преобразования *«переменное напряжение – постоянное напряжение – переменное напряжение»* путем применения коллекторных генераторов переменного тока, циклоконвертеров и преобразователей частоты, высокочастотная и низкочастотная модуляция, преобразователей с амплитудной модуляцией частоты, которые в свою очередь удорожают вес энергокомплекс.

Ввиду наличия приемлемых по стоимости пленочных конденсаторов, тиристоров и микроконтроллеров данная работа направлена на создание более дешевых (в сравнении с ранее рассмотренными) генераторных систем переменного напряжения постоянной частоты. Таким образом, целью данной работы является создание экономичной и доступной ВЭУ малой мощности (1,5 кВт) с выходным напряжением 380 В, частотой 50 Гц, основными частями которой являются: АГ, ветряная турбина (в рамках экспериментальных исследований моделируется машиной постоянного тока), а также система автоматического регулирования напряжения (АРН), разработанная специально для данной энергоустановки. В работе решается задача стабилизации частоты и величины выходного напряжения ВЭУ с АГ с самовозбуждением посредством добавочного активного сопротивления в цепь ротора и оптимального подбора величины входного сопротивления на выводах генератора.

2. Характеристика момента вращения асинхронной машины

Наведенный вращающий электромагнитный момент асинхронной машины ($T_{эм}$, кг·м) выражается как:

$$T_{\text{ЭМ}} = \frac{1}{\omega_s} \cdot \frac{3 \cdot (U_1)^2 \cdot \left(\frac{R_2}{s}\right)}{\left(R_1 + \frac{R_2}{s}\right)^2 + (X_1 + X_2)^2}; \quad (1)$$

где U_1 – фазное напряжение обмотки статора, В; R_1 и R_2 – активное сопротивление роторной и статорной обмотки, Ом; X_1 и X_2 – индуктивное сопротивление роторной и статорной обмотки соответственно, Ом; s – скольжение; ω_s – угловая скорость скольжения.

Характеристика вращающего момента для асинхронной машины зависит от значения сопротивления ротора, поэтому для регулирования скорости можно добавить внешнее сопротивление. Соответственно, к ротору исследуемой машины экспериментально было добавлено сопротивление 30 Ом и 60 Ом. Полученная характеристика вращающего момента $n(T_{\text{ЭМ}})$ асинхронной машины представлена на рис. 1.

Подставляя числовые значения U_1 , X_1 , R_2 и ω_s , получим:

$$T_{\text{ЭМ}} = \frac{265609s}{15002.6s^2 + 1150s + 629}, \quad (2)$$

График зависимости $T_{\text{ЭМ}}(s)$ представлен на рис. 2. АГ имеет фазный ротор, поэтому добавление внешнего сопротивления возможно к цепи ротора, что позволяет поддерживать постоянной скорости при увеличении вращающего момента нагрузки. Обратим внимание, что максимальный вращающий момент в этом случае не изменяется.

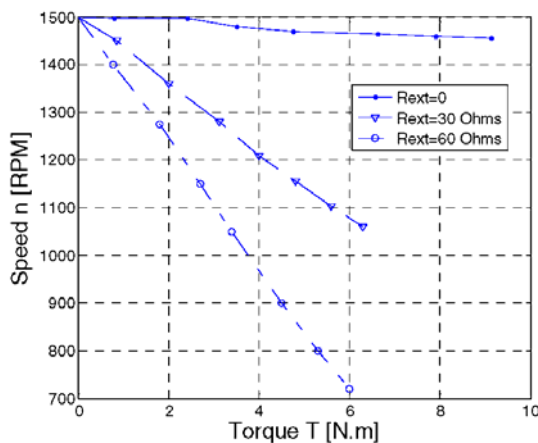


Рис. 1. Характеристика вращающего момента

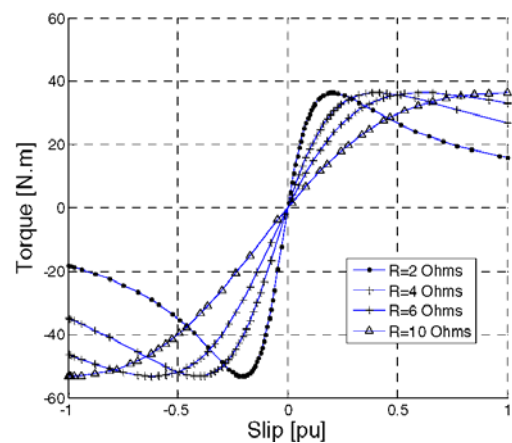


Рис. 2. Влияние сопротивления ротора на характеристику вращающего момента для асинхронной машины

Следует отметить, что в области с низким скольжением выражение (R_2/s) в уравнении (1) больше, чем R_1 или $(X_1+X_2)^2$, и обычно генератор работает вблизи синхронной скорости. В этом случае запишем следующие упрощенные уравнения:

$$P_{\text{ЭМ}} = 3 \cdot I_2^2 \cdot \frac{R_2}{s} = \frac{3 \cdot s \cdot U_1^2}{R_2}, \quad I_2 = \frac{s \cdot U_1}{R_2}, \quad (3)$$

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s}, \quad s = \frac{\omega_{\text{slip}}}{\omega_s}, \quad T_{\text{ЭМ}} = \frac{3 \cdot s \cdot U_1^2}{\omega_s \cdot R_2}, \quad (4)$$

$$T_{\text{ЭМ}} = \frac{3 \cdot U_1 \cdot \omega_{\text{slip}}}{\omega_s^2 \cdot R_2}, \quad \frac{3 \cdot U_1^2}{\omega_s^2} = K, \quad T_{\text{ЭМ}} = K \cdot \frac{\omega_{\text{slip}}}{R_2}, \quad (5)$$

где I_2 – ток ротора, А; $P_{\text{ЭМ}}$ – электромагнитная мощность, Вт; ω_m – угловая скорость ротора генератора, ω_{slip} – угловая скорость скольжения, и K – постоянная величина.

Из последнего уравнения очевидно, что развиваемый вращающий момент может управляться за счет изменения скольжения и сопротивления ротора.

3. Автоматическое регулирование напряжения

Применение системы возбуждения АГ позволяет контролировать значение реактивной мощности, что обеспечивает регулирование выходного напряжения на выводах АГ. Обратим внимание, что изменение активной мощности нагрузки приводит к изменению частоты, а изменение реактивной мощности приводит к изменению напряжения. Анализ активных и реактивных мощностей проводится отдельно из-за их слабого взаимного влияния друг на друга. Значение реактивной мощности контролируется за счет применения регулятора напряжения, компенсатора и емкостных батарей. Основная функция управления реактивной мощностью генератора – поддержание напряжения на выводах генератора на определенном уровне. В работе предлагается новая схема автоматического регулирования напряжения (АРН) АГ на базе блока переменного конденсатора, однолинейная схема которой показана на рис. 3.

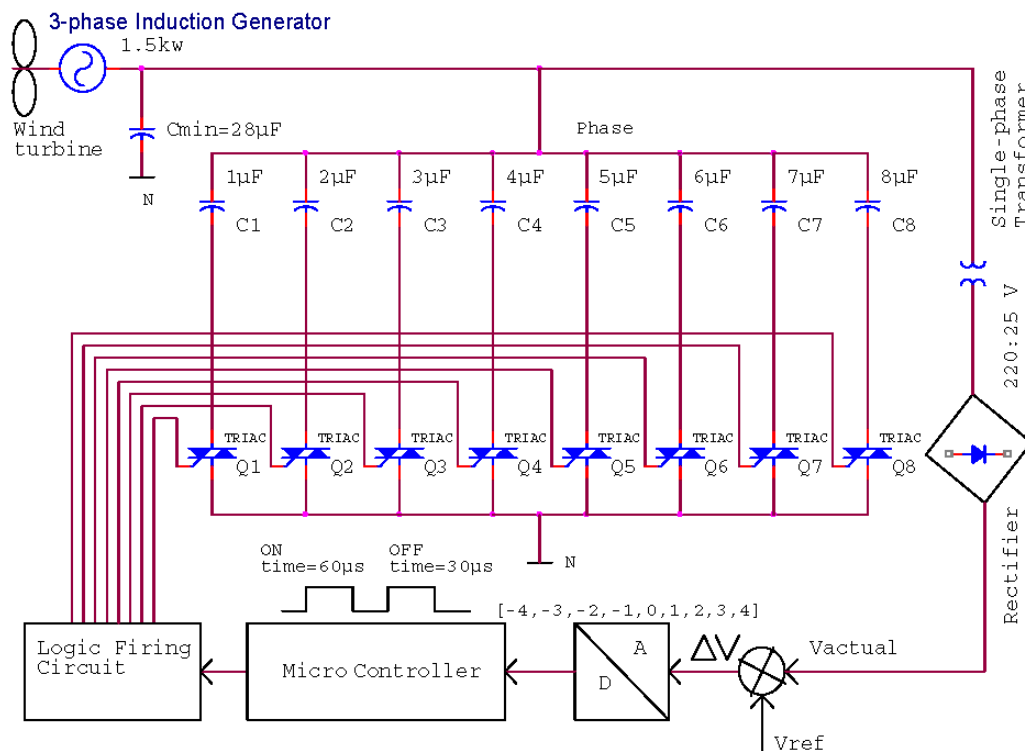


Рис. 3. Однолинейная схема автоматического регулирования напряжения

Принцип работы предлагаемой схемы следующий. При изменении реактивной мощности нагрузки напряжение на выводах АГ также изменяется. Значение напряжения измеряется через трансформатор напряжения, подключенный к одной фазе. Напряжение считывания выпрямляется и сравнивается с установкой постоянного тока компаратором. Полученный сигнал усиливается, а затем анализируется. После выбора требуемого емкостного значения микроконтроллер дает команду к соответствующим затворам силовых симисторов (Q1-Q8 на рис. 3) и управляет возбуждением АГ. Система управляемого возбуждения, которая представляет собой переменный емкостной блок, может привести АГ к новому состоянию равновесия для любой заданной новой нагрузки. Соответствующий конденсатор с заданным значением емкости (C1-C8 на рис. 3) обеспечивает необходимое для создания кривой намагничивания АГ количество реактивной мощности.

Существует минимально допустимое значение реактивной мощности, обеспечивающее запуск АГ, через которое можно определить критическое значение емкости: если значение емкости будет ниже критического, то процесс нарастания характеристики невозможен. Данное значение определяется как касательная к характеристике намагничивания (рис. 4). Если рассматривать генератор постоянного тока (шунта), то возникает аналогичная ситуация, когда критическое сопротивление в обмотке возбуждения необходимо для наращивания характеристики намагничивания. Время включения импульсов в микроконтроллере выбрано равным 60 мкс (для покрытия нулевого значения фазного напряжения переменного тока), а время включения составляет 30 мкс (для покрытия нулевого тока конденсатора). При изменении электрической нагрузки необходимо заменить емкость, чтобы поддерживать постоянное напряжение на выводах генератора. Схема логической функции генерирует последовательность импульсов к воротам выбранных симисторов. Результаты расчета значения требуемой емкости и его влияние на напряжение представлены на рис. 5, модель показана на рис. 6. Использование разработанной модели линейного возбуждения, а также результаты моделирования АГ в блок-схеме АРН показаны на рис. 7. Характеристическим полиномиальным уравнением для передаточной функции с разомкнутым контуром является:

$$s^4 + 44.5s^3 + 660s^2 + 3650s + 3200K_E + 5000 = 0 \quad (6)$$

где K_E – коэффициент усиления.

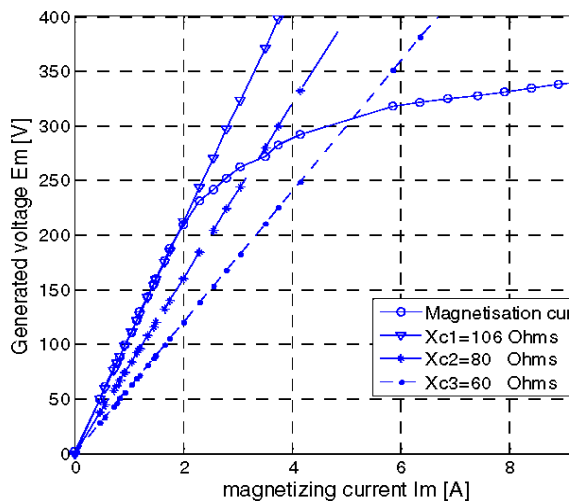


Рис. 4. Изменение реактивного сопротивления намагничивания как функция намагничивающего тока.

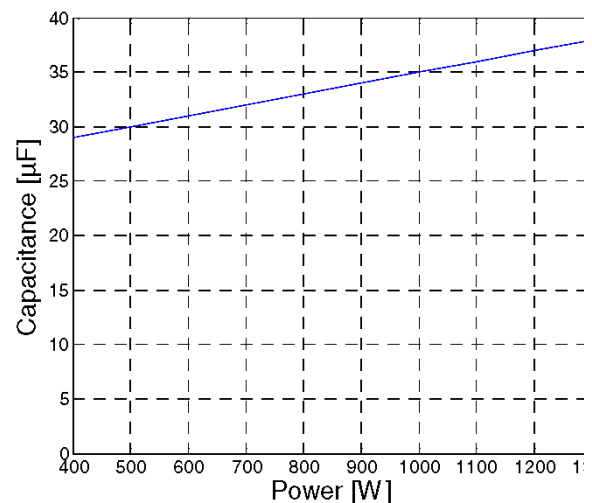


Рис. 5. Моделирование требуемой емкости для увеличения мощности

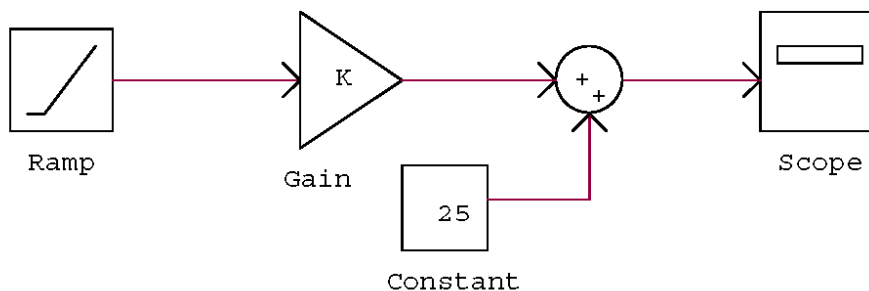


Рис. 6. Simulink модель конденсатор как функция мощности

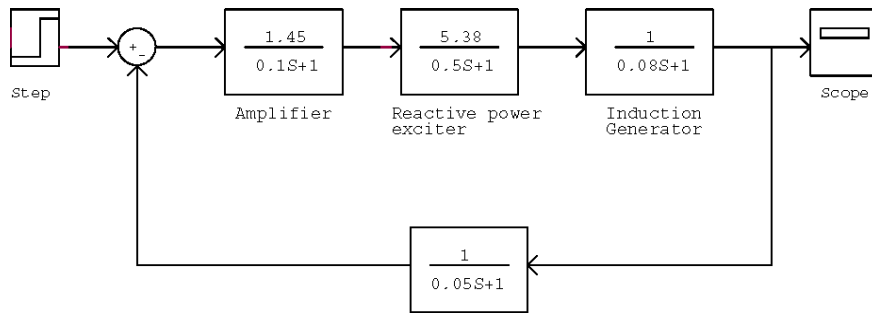


Рис. 7. Блок-схема автоматическое регулирования напряжения

Соотношение (6) определяет условия устойчивости системы управления, то есть $K_E < 13,25$. Реакция ступени напряжения на выводах АГ показана на рис. 8. Для небольшого усиления усилителя и возбудителя ответ не является удовлетворительным, поскольку любое значение превышает 13,25 приводит к неограниченной реакции. Для улучшения стабильности был введен контроллер (рис. 9). Реакция ступенчатого напряжения на выходе со стабилизатором показана на рис. 10. Для устранения установившейся ответной ошибки был введен контроллер пропорциональной интегральной производной (ПИД), результаты ступени напряжения на выводах с ПИД-регулятором показаны на рис. 11, сам он показан на рис. 12.

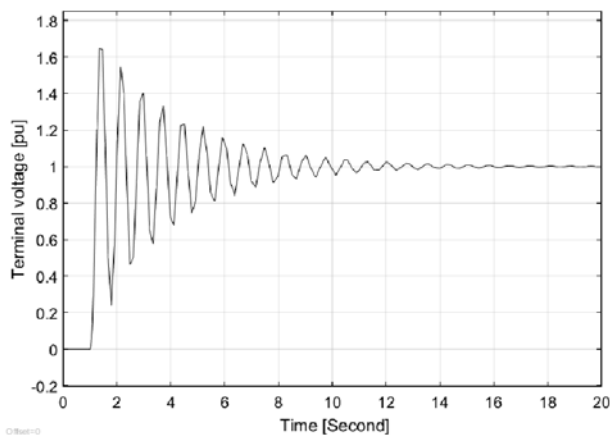


Рис.8. Результаты ступени напряжения на выводах генератора

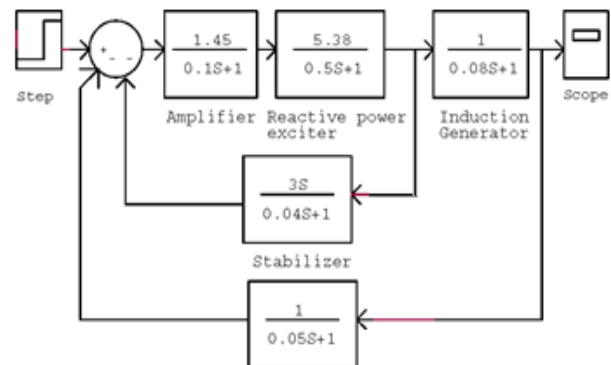


Рис. 9. Блок-схема с стабилизатором обратной связи

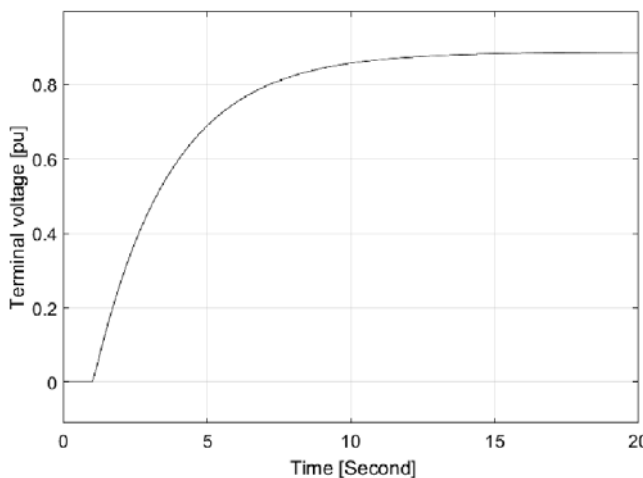


Рис. 10. Результаты ступенчатого напряжения на выходе со стабилизатором

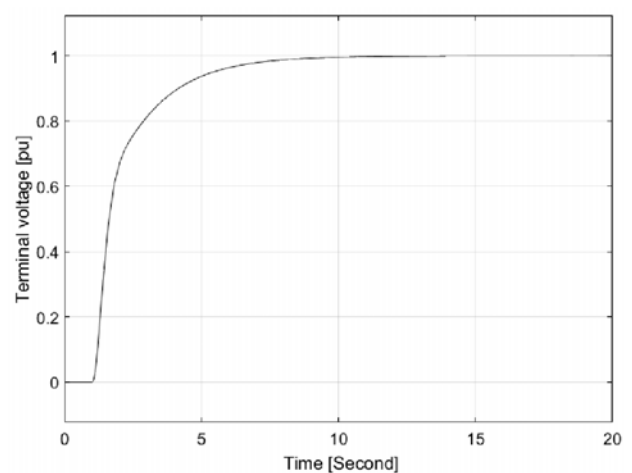


Рис. 11. Результаты ступени напряжения на выводах с ПИД-регулятором

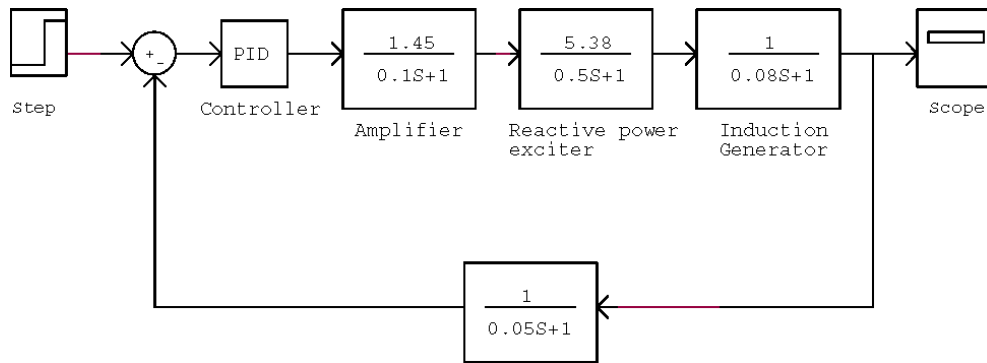


Рис. 12. Блок-схема АРН с ПИД-регулятором.

4. Экспериментальные результаты

Асинхронная машина имеет следующие параметры: фазы – 3, активная номинальная мощность – 1,5 кВт, линейное напряжение – 380 В, частота – 50 Гц, номинальный ток машины – 3,6 А, скорость вращения – 1440 об/мин, полюсы – 4. Параметры машины были определены на основе экспериментов в режимах холостого хода и короткого замыкания: $R_1 = R_2 = 2 \text{ Ом}$, $X_1 = X_2 = 4,8 \text{ Ом}$. Для испытания нагрузки подключается в качестве первичного двигателя отдельно возбужденный двигатель постоянного тока со следующими номинальными характеристиками: напряжение возбуждения $U_{\text{возб}} = 220 \text{ В}$, ток возбуждения $I_{\text{возб}} = 0,65 \text{ А}$; напряжение якорной обмотки $U_{\text{якор}} = 220 \text{ В}$, ток обмотки якоря $I_{\text{якор}} = 7,9 \text{ А}$. Результаты эксперимента приведены в табл. 1.

На основании полученных данных из опыта холостого хода была построена кривая напряжения на выводах АГ в зависимости от емкости, как показано на рис. 13. Следующим этапом является исследование переменной нагрузкой при постоянной скорости 1500 об/мин при различных значениях емкости, как показано на рис. 15. Испытание проводилось при постоянном напряжении на выводах и постоянной скорости вращения ($U_1=410 \text{ В}$, $n=1500 \text{ об/мин}$). На основе данных из табл. 1 были построены 3 кривые, представленные на рис. 14 и отражающие зависимость от выходной мощности следующих параметров: (а) емкость, (б) ток нагрузки и (в) сопротивление нагрузки. В качестве примера применения схемы была выбрана нагрузка $R=400 \text{ Ом}$ для вычисления вариаций X_c и X_m в нулевой вещественной части корней и с постоянной скоростью.

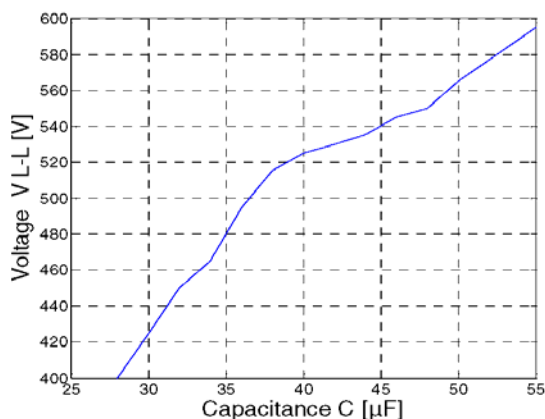


Рис. 13. Напряжение без нагрузки в зависимости от емкости

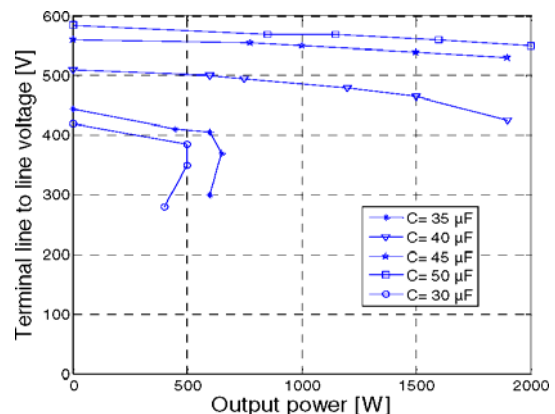


Рис. 14. Напряжение на выводах в зависимости от выходной мощности для разных значений емкости при постоянной скорости 1500 об/мин

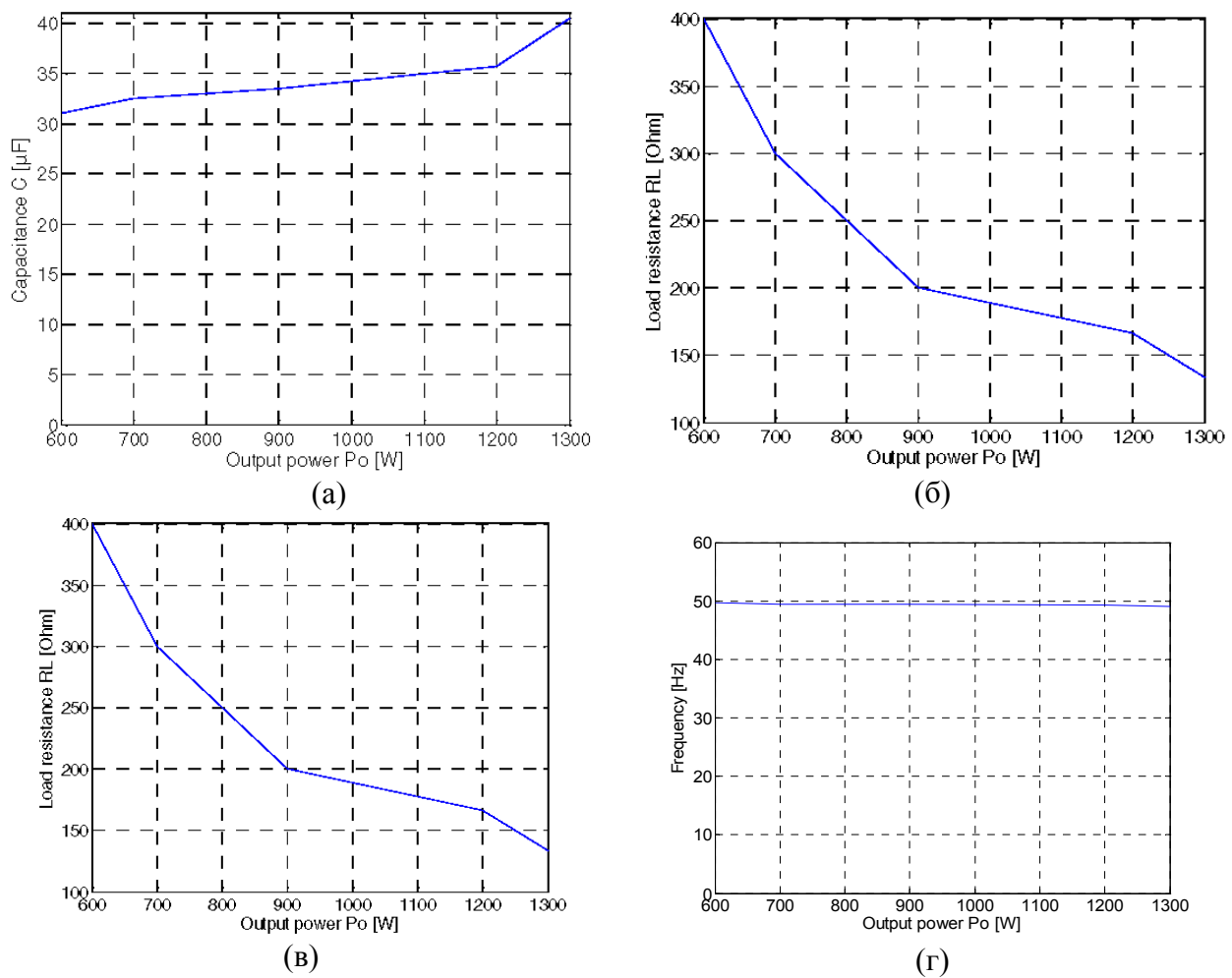


Рис. 15. Изменения параметров машины в зависимости от выходной мощности (а) Емкость, (б) Ток нагрузки, (в) Сопротивление нагрузки и (г) Частота

Таблица 1. Испытание под нагрузкой при постоянном напряжении и скорости ($U_1=220\text{В}$, $n=1500$ об/мин)

№	Асинхронный генератор							Машина постоянного тока	
	Нагрузк а R_L, Ω	Емкост б $C, \mu F$	Частот а F, Hz	Ток нагрузк и I_L, A	Выходная мощност б P_{in}, W	Ток статор а I_a, A	Ток конденсатор а I_c, A	Напряжени е якоря V_{dc}, V	Ток якоря $I_a(dc), A$
1	400	31,0	49,7	0,50	600	1,85	2,15	190	2,45
2	300	32,5	49,5	0,70	700	2,15	2,25	190	3,10
3	200	33,5	49,5	1,10	900	2,50	2,35	190	4,40
4	167	35,7	49,3	1,35	1200	2,70	2,40	190	5,30
5	134	40,5	49,0	1,70	1300	2,80	2,55	195	6,60

5. Обсуждение

Характеристика вращающего момента, приведенная на рис. 2, показывает, что для скольжения -0,2 скорость составляет 1530 об/мин, для разных значений сопротивления обмотки ротора (в рассматриваемом случае – 2 Ом, 4 Ом, 6 Ом и 10 Ом) имеется возможным поддерживать увеличение вращающего момента до 55 Н·м, 40 Н·м, 30 Н·м и 18 Н·м соответственно. Таким образом, подключение добавочных сопротивлений в цепь ротора

обеспечивает поддержание постоянной скорости и, как следствие, регулирование напряжения при изменениях нагрузки, подключенной к выводам АГ. При этом условие самовозбуждения достигается за счет выбора конденсатора, вольт-амперная характеристика которого является касательной к основной кривой намагничивания при необходимом значении напряжения (рис. 4).

Для стандартного АГ мощностью 1,5 кВт минимальная емкость, необходимая для самовозбуждения, составляет 28 мкФ. Если значение емкости конденсатора превышает 28 мкФ, то режим самовозбуждения не достигается, так как вольт-амперная характеристика конденсатора не будет являться касательной к основной кривой намагничивания (как это показано на рис. 4 для конденсаторов с сопротивлениями $X_{C2}=80$ Ом и $X_{C3}=60$ Ом).

Из рис. 14 (а) видно, что для поддержания напряжения на выводах АГ неизменным при уменьшении сопротивления нагрузки R_L от 400 до 133,4 Ом (табл. 1) значение емкости нужно увеличить с 31 мкФ до 40,5 мкФ. В тоже время частота выходного напряжения поддерживается неизменной (рис. 14 (г)).

6. Выводы

В предложенной схеме АРН микроконтроллер принимает поступающий сигнал, выполняет вычисления и подает сигнал на вход симисторов для выбора необходимого значения емкости и поддержания постоянного напряжения на выводах АГ. Основываясь на предложенном подходе, конденсаторы подключаются параллельно на одной плате и переключаются для каждой нагрузки (ВКЛ или ВЫКЛ), пока не достигается стабилизация выходного напряжения. Рассматриваемая схема превосходит известные решения по показателям быстродействия, точности измерений и экономичности.

Проведенные стендовые испытания подтвердили правильность выбора количества емкостных батарей и их диапазона, необходимого для управления напряжением на выводах генератора в условиях переменной нагрузки в интервале от режима холостого хода до номинальной. Также была построена характеристика (кривая намагничивания) для определения минимальной емкости, необходимой для самовозбуждения АГ (рис. 4).

Исследованная система АРН АГ для стабилизации параметров вырабатываемой электроэнергии, основанная на подключении емкостных батарей с помощью тиристорных преобразователей с фазовым регулированием напряжением и частоты, удовлетворяет требованиям автономных потребителей с точки зрения надежности и экономичности. Разработанная система АРН универсальна и может применяться как для объектов ветроэнергетики (ВЭУ), так для объектов малой гидроэнергетики (низконапорные и свободнопоточные микроГЭС).

Литература

1. Александрова Н.С. Масштабное внедрение ВИЭ – оценка «агитационных» сообщений с позиции целесообразности для энергетики России // Промышленная энергетика. 2017. № 5. С. 55–60.
2. Атрощенко В.А., Леухин В.В. К вопросу развития систем электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии // Промышленная энергетика. 2016. № 12. С. 50–52.
3. Джендубаев А.-З.Р. Автономные асинхронные генераторы с конденсаторным самовозбуждением: развитие теории и практики: диссертация док. тех. наук: 05.09.01 / Джендубаев Абрек-Заур Рауфович. – Черкесск, 2006. – 365 с.
4. Гарганеев А.Г., Падалко Д.А. О самовозбуждении электрических машин с позиций теории автоматического управления // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. 2016. № 2. С. 94–98.
5. Кицис С.И. Режимы установившегося самовозбуждения асинхронного генератора // Электричество. 2004. № 2. С. 64–67.
6. Торопцев Н.Д. Асинхронные генераторы для автономных электроэнергетических установок // М.: НТФ «Энергопрогресс», 2004. 88 с.

7. Берзан В.П., Бырладян А.С., Тыршу М.С. Методология проектирования самовозбуждающегося асинхронного генератора // Проблемы региональной энергетики. 2012. № 1. С. 35–43.
8. T. Elango, A.Senthil Kuma,r Comparison of Voltage and Frequency Regulation of Self-excited Induction Generator ontrl Techniques for Solid State Voltage Regulator, International Journal Advanced Engineering Tech. Vol. VII. Issue II. April-June,2016. pp. 1156-1162.
9. Zen I., Charafeddine K.F., Hijazi A. Extended Kalmen Filter Based on a Reduced Order Simple Model for Simultaneous Rotor Flux and Electric Parameters Real-time Estimation of Induction Motor // International Journal on Energy Conversion (IRECON). 2013. Vol. 1. No. 5. pp. 243–255.
10. Roy V., Kasthab C. D. Control of a self-excited squirrel cage induction machine based wind energy conversion system operating in both stand alone and grid connected modes// 4th International Conference on Advances in Energy Research. ICAER. 2013. Energy Procedia 54. 2014. pp. 35–46.
11. Tunyasrirut S., Charumit C. Grid Connected Based PWM Converter Applied A Self-Excited Induction Generator for Wind Turbine Applications// 11th Eco-Energy and Materials Science and Engineering (11th EMSES). Elsevier. Energy Procedia 56. 2014. pp. 342–351.

References

1. Aleksandrova N.S. Large-scale implementation of renewable energy sources – evaluation of «agitational» messages from the point of view of expediency for the Russian energy sector // Promyshlennaya energetika. 2017. № 5. pp. 55-60.
2. Atroshchenko V.A, Leukhin V.V. On the development of power supply systems with renewable energy sources // Promyshlennaya energetika. 2016. № 12. pp. 50-52.
3. Dzhendubayev A.-Z.R. Autonomous asynchronous generators with capacitor self-excitation: development of theory and practice: thesis doc. those. Sciences: 05.09.01 / Dzhendubayev Abrek-Zaur Raufovich. – Cherkessk, 2006. – 365 p.
4. Garganeev A.G, Padalko D.A. On self-excitation of electric machines from the standpoint of the theory of automatic control // Doklady Tomskogo gosudarstvennogo universiteta sistem upravleniya i radioelektroniki. 2016. No. 2. С. 94-98.
5. Kitsis S.I. Regimes of steady self-excitation of an induction generator // Elektrichestvo. 2004. № 2. pp. 64-67.
6. Toroptsev N.D. Asynchronous generators for autonomous electric power plants // М.: NTF «Energoprogress», 2004. 88 p.
7. Berzan V.P, Byrladyan A.S, Tyrshu M.S. Methodology for designing a self-excited asynchronous generator // Problemy regional'noy energetiki. 2012. № 1. pp. 35-43.
8. T. Elango, A.Senthil Kuma,r Comparison of Voltage and Frequency Regulation of Self-excited Induction Generator ontrl Techniques for Solid State Voltage Regulator, International Journal Advanced Engineering Tech. Vol. VII. Issue II. April-June, 2016. pp. 1156-1162.
9. Zen I., Charafeddine K.F., Hijazi A. Extended Kalmen Filter Based on a Reduced Order Simple Model for Simultaneous Rotor Flux and Electric Parameters Real-time Estimation of Induction Motor // International Journal on Energy Conversion (IRECON). 2013. Vol. 1. № 5. pp. 243–255.
10. Roy V., Kasthab C. D. Control of a self-excited squirrel cage induction machine based wind energy conversion system operating in both stand alone and grid connected modes// 4th International Conference on Advances in Energy Research. ICAER. 2013. Energy Procedia 54. 2014. pp. 35–46.
11. Tunyasrirut S., Charumit C. Grid Connected Based PWM Converter Applied A Self-Excited Induction Generator for Wind Turbine Applications// 11th Eco-Energy and Materials Science and Engineering (11th EMSES). Elsevier. Energy Procedia 56. 2014. pp. 342–351.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ УЯЗВИМОСТЕЙ МОСКВЫ К ПОГОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИМ
ФАКТОРАМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЧЕТКОГО ЛОГИЧЕСКОГО ВЫВОДА
MODELING OF MOSCOW CITY VULNERABILITIES TO THE CLIMATE AND
WEATHER FACTORS USING FUZZY LOGICAL INFERENCE**

Стефанцов А.Г.¹, Борисов В.В.¹, Луферов В.С.¹, Шерстюков Б.Г.², Постельник М.И.¹

1: Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», Москва, Россия

2: Всероссийский научно-исследовательский институт гидрометеорологической информации–
Мировой центр данных, Обнинск, Россия

Stefantsov A.G.¹, Borisov V.V.¹, Lufarov V.S.¹, Sherstyukov B.G.², Postelnik M.I.¹

1: National research university «Moscow power engineering institute» (NRU MPEI), Moscow, Russia

2: All-Russia Research Institute of Hydrometeorological Information - World Data Centre (RIHMI-WDC),
Obninsk, Russia

stefantsov-ag@mail.ru

Приведены основные подходы и результаты работ по моделированию уязвимостей Москвы к погодно-климатическим факторам с использованием нечеткого логического вывода. Рассмотрены климатические факторы, оказывающее наиболее существенное воздействие на город, разработанные модели оценки уязвимости и принципы их функционирования.

The main approaches and results of the work on modeling the vulnerabilities of Moscow to weather and climate factors using fuzzy logical inference are presented. Climatic factors that have the most significant impact on the city, developed vulnerability assessment models and the principles of their functioning are considered.

Введение

По теме изменений климата и их последствий проведено довольно много исследований как общего характера [1,2], так и по отдельным аспектам [3-8].

Анализируя эти исследования, следует отметить, что в настоящее время не существует единого мнения о причинах климатических изменений и точных оценок их последствий. Диапазон предполагаемых изменений определяется в основном на уровне качественных показателей, а оценка последствий в существенной степени определяется конкретными региональными условиями. В этих условиях разработка точной математической модели оценки ущерба городскому хозяйству, являющегося следствием климатических изменений, весьма затруднительна. Изложенная в статье модель базируется на результатах обобщения мнений группы экспертов, принимавших участие в работе по оценке уязвимости Москвы к климатическим изменениям и позволяет с применением математического аппарата нечеткой логики отразить их мнение о причинно-следственных связях и степени влияния факторов климатических рисков на ущерб городскому хозяйству, а также дать количественные оценки ущерба. Структура и потенциальные возможности модели предполагают подстройку алгоритмов оценки в процессе ее функционирования на реальных текущих и исторических данных.

Описание методов и подходов

При построении обобщенной модели оценки уязвимости (рисунок 1) выделен следующий набор концептов: факторы климатических рисков; влияние факторов климатических рисков на объекты городского хозяйства; объекты влияния (объекты городского хозяйства по секторам); мероприятия по адаптации.

Факторы климатических рисков включают:

- уязвимость отдельных объектов, как недостаток системы, позволяющий воздействию реализовать событие, приводящее к возникновению ущерба (отсутствие систем защиты

объектов от стихийных гидрометеорологических явлений (СГЯ), ненадлежащее состояние объектов и т.д.);

- воздействие на объект, влекущее реализацию события (обледенение, увеличение снеговой или ветровой нагрузки и т.д.);
- климатическая угроза – стихийное либо долгосрочное климатическое явление, влекущее возникновение воздействия.

Каждый фактор описывается набором индикаторов, позволяющих оценить степень уязвимости, интенсивность воздействия, вероятность реализации угрозы.

Влияние факторов риска описывается через событие и ущерб от его возникновения. Для каждого объекта при реализации риска развиваются различные события, для которых оценивается соответствующий им ущерб. Так, для природной среды города примерами событий являются ветровал, снеголом. Ущербом в данном случае являются затраты на устранение последствий события.

Объекты влияния – объекты городской среды, в которых развивается событие и реализуется ущерб.

Мероприятия по адаптации к климатическим факторам снижают ущерб от события путем воздействия на один или несколько факторов, либо уменьшают степень влияния на объект: снижают уязвимость, снижают уровень воздействия, либо снижают влияние.

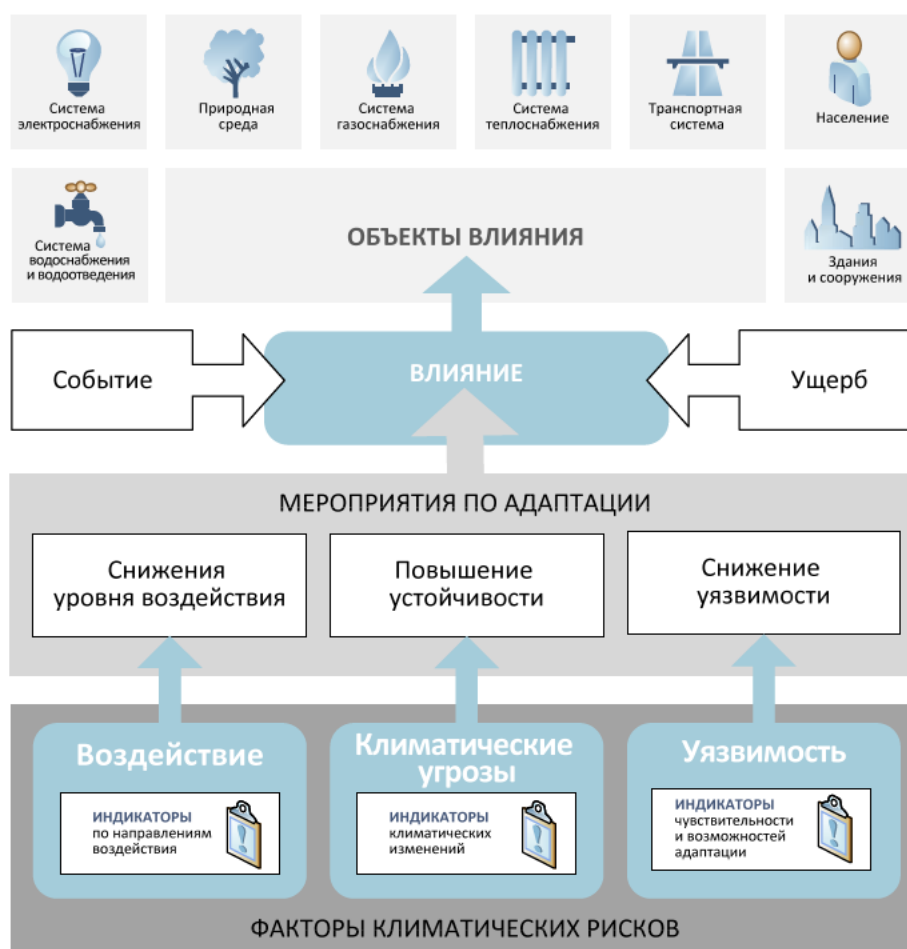


Рисунок 1 – Обобщенная модель оценки уязвимости

В таблице 1 приведено полученное в результате обработки мнений группы экспертов и статистических данных соответствие объектов городского хозяйства и климатических явлений, оказывающих на них воздействие.

Таблица 1 - Соответствие объектов городской среды и оказывающих на них воздействие климатических явлений

№ п/п	Объекты влияния	Климатические явления
1	O1 – природная среда	P1 – мокрый снег, сильное гололедно-изморозное отложение, ледяной дождь
		P2 – смерч
		P3 – очень сильный ветер, шквал
		P4 – ураганный ветер
		P5.1 – аномально жаркая погода
2	O2 – население	P5.2 – экстремально высокая температура
		P5.3 – экстремально низкая температура
		P7 – резкие перепады температур
		P8 – повышенный уровень загрязнения воздуха
3	O3 – система электроснабжения	P1 – мокрый снег, сильное гололедно-изморозное отложение, ледяной дождь
		P2 – смерч
		P3 – очень сильный ветер, шквал
		P4 – ураганный ветер
4	O4 – здания и сооружения	P5 – экстремальные температуры
		P7 – резкие перепады температур;
		P10 – переход температуры воздуха через 0 ° С
5	O5 – система водоснабжения и водоотведения	P3 – очень сильный ветер, шквал
		P4 – ураганный ветер
		P5 – Экстремальные температуры
		P6 – продолжительный сильный дождь или сильный ливень
		P7 – резкие перепады температур;
6	O6 – система теплоснабжения	P5 – Экстремальные температуры
7	O7 – транспортная система	P1 – мокрый снег, сильное гололедно-изморозное отложение, ледяной дождь
		P2 – смерч
		P3 – очень сильный ветер, шквал
		P4 – ураганный ветер
		P5 – экстремальные температуры
		P6 – продолжительный сильный дождь или сильный ливень
P10 – переход температуры воздуха через 0 ° С		
8	O8 – система газоснабжения	Влияние отсутствует или незначительно

На рисунке 2 представлена структура обобщенной модели оценки воздействия климатических явлений на уязвимости объектов городской среды.

Обобщенная модель включает в себя совокупность композиционных моделей оценки воздействий различных климатических явлений на уязвимости объектов городской среды, M_i , $i = 1, \dots, I$, где I – число объектов городской среды.

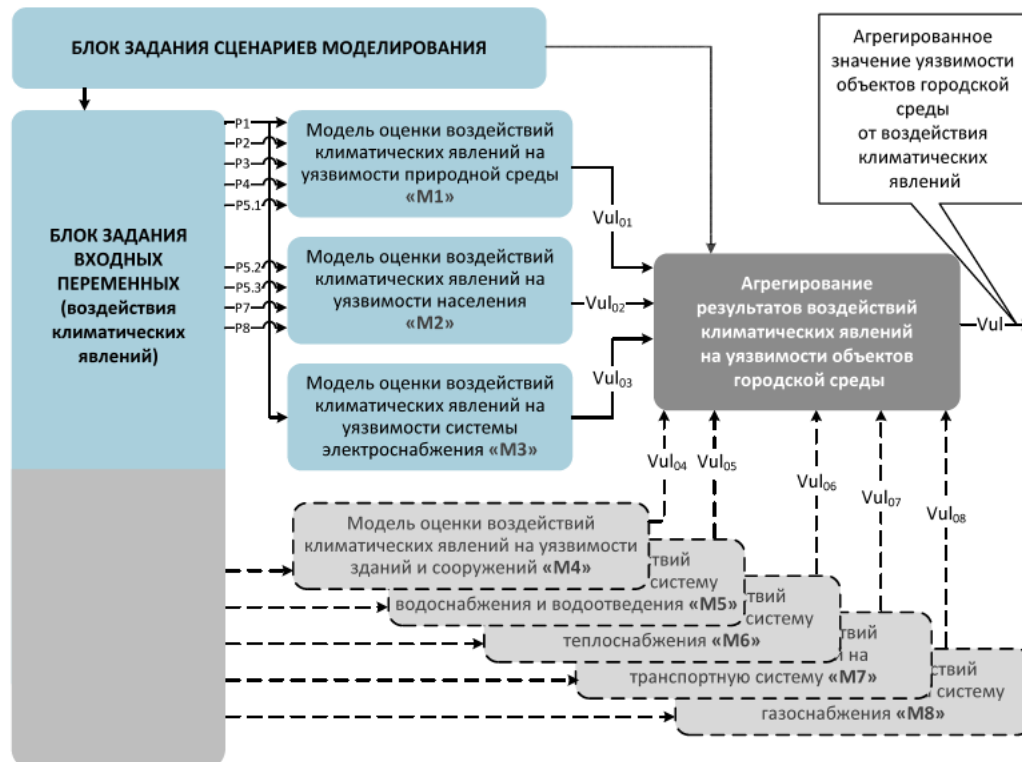


Рисунок 2 – Структура обобщенной модели оценки воздействия климатических явлений на уязвимости объектов городской среды

Каждая из приведенных на рисунке 2 моделей M_i оценки воздействий климатических явлений на уязвимости соответствующих объектов O_i городской среды, является композиционной и включает в себя, в свою очередь, совокупность нечетких продукционных моделей, определяющих соответствие наносимого ущерба параметрам воздействия.

На рисунке 3 приведен пример структуры композиционной модели M_1 для оценки воздействия климатических явлений на уязвимости природной среды, которая включает в себя совокупность частных нечетких продукционных моделей « $O1-Pi$ », $i = 1, \dots, No1$ (здесь $No1 = 5$) относительно каждого из возможных тернарных сочетаний «климатическое явление» \leftrightarrow «тип уязвимости» \leftrightarrow «событие» для выбранного объекта влияния – природной среды.

Каждая нечеткая продукционная модель « $O1-Pi$ » имеет MISO-структуру (Multi Inputs – Single Output) [9]. Входными переменными моделей « $O1-Pi$ », $i = 1, \dots, No1$ являются:

- Pr_{Pi} – частота климатического явления Pi ;
- Sc_{Pi} – масштаб воздействия данного климатического явления Pi ;

а выходной нечеткой переменной – показатель уязвимости (ущерба) $Vul_{Pi}^{(O1)}$ от соответствующего этому климатическому явления события.

Входные и выходная переменные модели задаются на основе лингвистических шкал (ЛШ), представляющих собой упорядоченную совокупность нечетких множеств, покрывающих диапазон значений ЛШ на уровне не ниже 0,5.

Для задания нечетких множеств ЛШ каждой переменной могут быть использованы типовые $L-R$ -функции (гауссова, колоколообразная, сигмоидальная, треугольная, трапециевидная) [10]. Выбор конкретной функции определяется свойствами переменной.

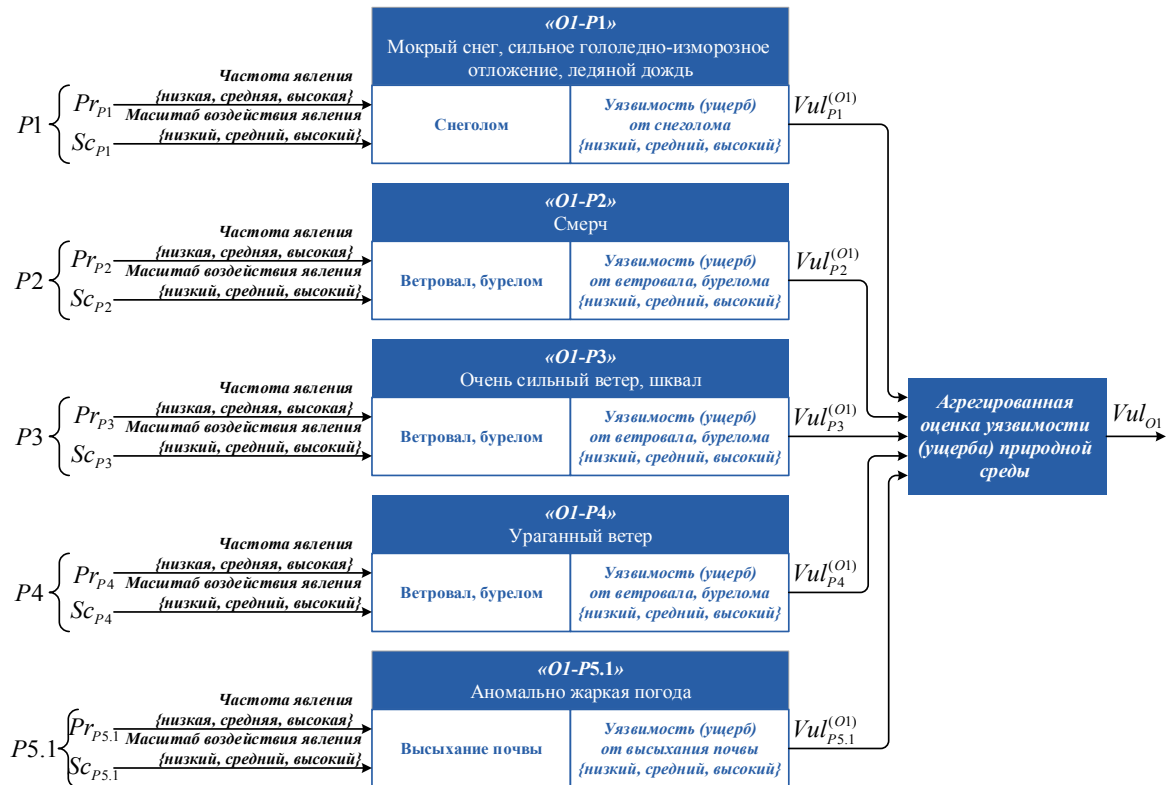


Рисунок 3 – Структура композиционной модели для оценки воздействия климатических явлений на уязвимости природной среды

Для получения дефаззифицированных (четких) выходных значений модели «O1-Pi» используется алгоритм нечеткого логического вывода Сугэно 0-го порядка или Мамдани [11].

По результатам же оценки воздействия всех климатических явлений на уязвимости природной среды на основе всех нечетких продукционных моделей «O1-Pi», $i = 1, \dots, N_{O1}$ определяется агрегированная оценка уязвимости (ущерба) природной среды:

$$Vul_{O1} = \sum_{i=1}^{N_{O1}} Vul_{Pi}^{(O1)}.$$

Итоговая оценка Vul воздействия климатических явлений на уязвимости всех городских объектов влияния Ok , $k = 1, \dots, K$ формируется на основе агрегирования оценок уязвимости Vul_{Ok} всех этих объектов:

$$Vul = \sum_{k=1}^K Vul_{Ok}.$$

Результаты

На базе разработанных моделей разработано программное обеспечение, позволяющее моделировать ущербы в зависимости от параметров сценария климатических изменений (рисунок 4).

Оценка ущерба от климатических факторов

Дополнительные расходы на устранение последствий воздействия климатических факторов, млн. руб. в год

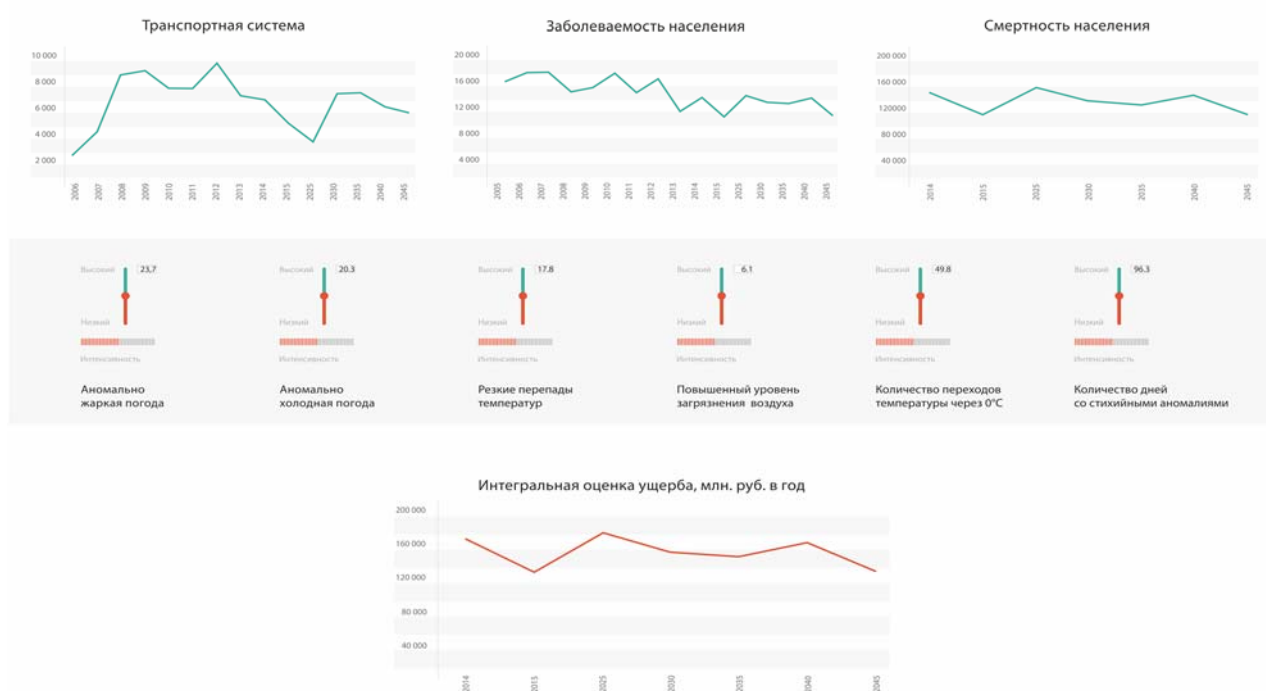


Рисунок 4 – Визуализация настройки сценариев и работы модели

С использованием разработанного программного обеспечения выполнено моделирование сценариев уязвимости и динамики ущербов от климатических изменений по отраслям экономики Москвы. Результаты моделирования позволили предложить обоснованный комплекс мер по адаптации Москвы к изменениям климата.

Выводы

Изложенные методы и инструменты позволили сформировать перечень погодных явлений, наиболее опасно воздействующих на объекты ключевых секторов экономики Москвы, провести оценку связанных с этим финансовых потерь, разработать прогнозы по ожидаемым ущербам на период до 2030 г. и осуществить оценку адаптационных мероприятий по их предотвращению. На основании расчетов определено, что неблагоприятные климатические явления оказывают наибольшее влияние на здоровье населения города Москвы и наименьшее на объекты техногенной сферы, такие как топливно-энергетический комплекс, транспортная инфраструктура, жилищно-коммунальное хозяйство.

Благодарности

Авторы благодарят за помощь в проведенной работе и экспертную поддержку Гашо Е.Г., Кашубу В.В., Терешина А.Г., профессора Гагарина В.Г.

Разработка модели оценки воздействия климатических явлений на уязвимости объектов городской среды выполнена при поддержке гранта Российского научного фонда (проект 16-19-10568)

Список литературы

1. Second Roshydromet assessment report on climate change and its consequences in Russian Federation: general summary // Federal service for hydrometeorology a. environmental monitoring (Roshydromet) ; [ed. team V. V. Yasukevich et al.]
2. Methods for Assessment of Climate Change Consequences for Physical and Biological Systems //ed. Semenov S.M. Moscow : Roshydromet, 2012
3. Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part B: Regional Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change // Barros, V.R., C.B. Field, D.J. Dokken, M.D. Mastrandrea, K.J. Mach, T.E. Bilir, M. Chatterjee, K.L. Ebi, Y.O. Estrada, R.C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A.N. Levy, S. MacCracken, P.R. Mastrandrea, and L.L. White (eds.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014. 688 p.
4. Shaposhnikov D.A., Revich B.A. On some approaches to calculation of health risks caused by temperature waves. *Health Risk Analysis*, 2018, no. 1, pp. 22–31. DOI: 10.21668/health.risk/2018.1.03.eng
5. Klimenko V. V., Fedotova E. V., Tereshin A. G. Vulnerability of the Russian power industry to the climate change // *Energy*, 2018. Volume 142. Pages 1010-1022. DOI: 10.1016/j.energy.2017.10.069
6. Kobysheva N.V., Vasilev M.P. Hydrometeorological vulnerability of social sphere in the territorial entities of Russia. // *Proceedings of Voeikov Geophysical Observatory 2015. № 578. C. 59-74.*
7. Kobysheva N.V., Klueva M.V., Kulagin D.A. Climate related risks for urban heat supply // *Proceedings of Voeikov Geophysical Observatory 2015. № 578. C. 75-85.*
8. Klimenko V. V., Klimenko A. V., Tereshin A. G., Fedotova E. V. Impact of Climate Change on Energy Production, Distribution, and Consumption in Russia // *Thermal Engineering*, 2018, Vol. 65, No. 5, pp. 247–257. DOI: 10.1134/S0040601518050051
9. Babuška R. *Fuzzy Modeling for Control*. Boston, USA: Kluwer Academic Publishers, 1998. – 240 p.
10. Borisov V. V., Kruglov V. V., Fedulov A. S. *Fuzzy models and networks 2 ed.*, – M: stereotip. Moscow: Goryachaya liniya — Telekom Publ, 2012. – 284 c.
11. Takagi T., Sugeno M. Fuzzy identification of systems and its application to modeling and control// *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, v. 15, no 1, 1985. – PP. 116–132., Mamdani E.H. Application of fuzzy logic to approximate reasoning using linguis-tic systems. *Fuzzy Sets and Systems*, v. 26, 1977. – PP. 1182–1191.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЩЕЛОЧНЫХ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ СИСТЕМ В УСТАНОВКАХ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ
ALKALINE ELECTROCHEMICAL SYSTEMS APPLICATION PROSPECTIVE FOR RENEWABLE-BASED POWER SOURCES

Тарасенко А.Б.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт высоких температур РАН, Москва, Россия, 125412, ул. Ижорская, д. 13, стр. 2

Tarasenko A.B.

Joint Institute for High Temperatures of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, 125412, Izhorskaya 13, bld. 2

a.b.tarasenko@gmail.com

Last years showed increased interest to alkaline fuel cells (AFC) from industry. Several companies are producing such systems in relatively large quantities, and 1 MW AFC-based power plant was commissioned in 2013. In this paper short review of AFC technology is given. Possibilities of niche application are reviewed, including special power sources, back-up power, renewable energy. Microfluidic and anion-exchange based fuel cells can also bring AFC to portable power sector. Materials for such fuel cells can be produced in Russia and in future will be less expensive due to precious metals absence for oxygen electrode. All these factors allow to consider AFC as competitive technology to polymer electrolyte membrane fuel cells in niches with pure oxygen available. This research is supported by Russian Ministry for Science and Education, subsidy agreement №14.601.21.0014, unique project identifier RFMEFI60117X0014.

Ключевые слова: Водородный цикл, щелочной топливный элемент, щелочной электролизер, возобновляемая энергия, бесплатиновые катализаторы, безмембранные топливные элементы.

Keywords: Hydrogen cycle, Alkaline fuel cell, Alkaline electrolyzer, Renewable energy, Non-platinum catalysts, Microfluidic fuel cells

Введение

Интерес к водородным технологиям в России и за рубежом после некоторого снижения в 2008-10 гг вновь возрос. При этом необходимо отметить некоторые изменения в спектре используемых технологий. Если щелочные топливные элементы (ЩТЭ) были одними из первых подобных химических источников тока, достигших уровня промышленного производства и внедрения, хотя бы в нише специальной техники [1], то затем на долгие годы популярность этой технологии упала. Однако в 2013 г британская AFC Energy установила 1 МВт-ный энергоблок на ЩТЭ на предприятии компании Industrial Chemicals Ltd. Отдельно следует отметить компанию Acta из Италии, одного из немногих промышленных разработчиков и поставщиков решений на основе ЩТЭ. Поставляемый источник бесперебойного питания ActaPower включает в себя не только батарею топливных элементов, но и электролизный модуль, что позволяет получать водород на месте его потребления и отказаться от перевозок опасного груза в виде водородных баллонов транспортом, которые характерны для [2] многих стандартных решений, основанных на топливных элементах с твердым полимерным электролитом и баллонном хранении водорода. Таким образом, можно констатировать, что объем продаж и интерес к решениям на основе ЩТЭ снова растут.

Особенности щелочных топливных элементов.

Принцип работы ЩТЭ следующий – на катодном катализаторе кислород воздуха восстанавливается до состояния OH^- , затем этот ион через щелочь движется к анодному электроду, на катализаторе которого восстанавливается до воды, окисляя поступающий в качестве топлива водород. За счет существенно более высокой проводимости калиевой щелочи КПД таких элементов выше, чем у топливных элементов с твердым полимерным электролитом (ТЭ ТПЭ). При этом существуют две серьезные эксплуатационные проблемы, характерные именно для этого типа элементов – свойство щелочи со временем проникать

через различные материалы и ее же способность вступать в реакцию с оксидами углерода, формируя карбонаты, что ограничивает возможность использования атмосферного воздуха в качестве окислителя и требует повышения рабочих температур до 80-90 °С, чтобы повысить растворимость карбонатов калия в щелочи и предотвратить блокирование катода. Развиваются две принципиально различные конструкции ЩТЭ – с проточным и матричным электролитом. Первый вариант широко использовался НПП «Квант», в 1980-е годы именно на таких топливных элементах были построены ЭХГ для проекта «Катран» - модифицированной под использование ЭХГ в составе главной энергетической установки подводной лодки проекта 613. На первых немецких подводных лодках с ЭХГ также использовались проточные ЩТЭ, однако потом от них отказались в пользу ТЭ ТПЭ из-за более простой и удобной эксплуатации последних. В проточной конструкции используются два углерод-полимерных композитных электрода, проницаемых для газов, но не для щелочи. Они разделяют контура газов и жидкой щелочи, циркулирующей в системе. Отдельная проблема здесь связана с возникновением токов утечек между соседними элементами, соединенными последовательно электрически, по щелочному контуру, объединяющему все элементы, что снижает кпд. Поэтому большое внимание при разработке конструкции уделяется снижению этих токов утечек за счет разрыва пленки электролита между элементами или удлинения пути между щелочными камерами соседних элементов. В то же время для такой системы менее насущна проблема карбонатов – циркуляция электролита обычно обеспечивает их вынос из зоны реакции. В ЩТЭ матричной конструкции электролит инкапсулирован в асбестовой матрице и не покидает пределы единичного элемента при штатной работе. Подобная конструкция была использована Уральским электрохимическим комбинатом в программе «Буря-Энергия». Изделие носило наименование «Фотон» и имело пиковую мощность 10 кВт (рисунок 1).

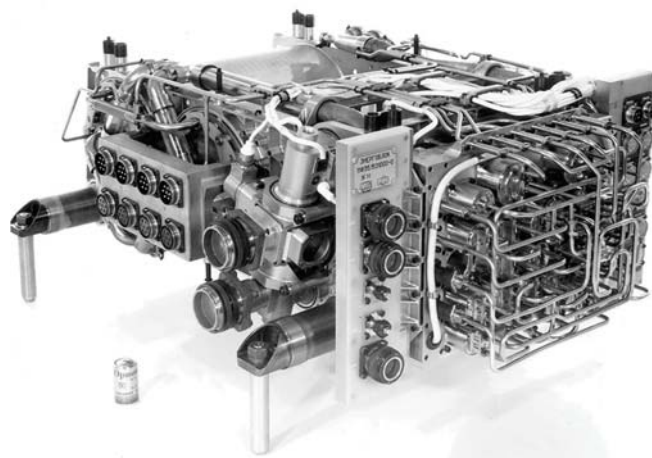


Рисунок 1 – Внешний вид ЭХГ «Фотон».

Сравнение электрохимических генераторов на основе ЩТЭ и ТЭ ТПЭ дано в таблице 1 на примере систем для специальных применений.

Достоинствами ЩТЭ является возможность использования катализаторов, не содержащих платины [3] и высокий кпд преобразования энергии топлива. Одним из трендов, направленных на решение проблем герметизации элементов, является переход к твердым полимерным щелочным электролитам [4], а также разработка безмембранных топливных элементов. основана на том, что ряд жидкостей и газов при течении в микроканалах не смешиваются между собой. В архитектуре таких топливных элементов электролит представляет собой не твердый или жидкий элемент, разделяющий два электрода, а примесь к топливу, формирующую нужное значение кислотности на селективном катализаторе, обеспечивающем протекание только анодной или катодной реакции. Следует отметить, что технология существенно упрощает конструкцию элемента и позволяет снизить его стоимость,

однако имеет принципиальные ограничения по мощности – так как эффект наблюдается только в микроструктурированных каналах, невозможно создать устройство мощностью даже в сотню Вт, однако открываются широкие перспективы для использования таких источников в качестве встраиваемых в различные электронные платы, так как технологии изготовления микроканалов близки к используемым в микроэлектронике [5]. Также следует отметить внимание, уделяемое исследованиям процессов прямого окисления спиртов в топливных элементах со щелочным электролитом [6].

Таблица 1 Сравнение ЭХГ для подводных лодок [1]

Характеристика	SIEMENS	УЭХК
Система	ТЭ ТПЭ	ЩТЭ
Мощность, кВт	35,4	55
Напряжение, В	52,4	240...385
Электрохимический КПД, % (при номинальной мощности / 20% от номинальной)	59/75	70/79
Габариты, м	0,5x0,5x1,6	0,55x0,78x1,66
Масса, кг	600	500
Ресурс, ч	Не указан (испытания единичного элемента – 8 000)	6 000...7 000 (испытания ЭХГ «Фотон»), 10 000 (испытания батареи из 128 ТЭ)
Навеска драгоценных металлов в электродах, мг/см ²	8	9
Наличие исходных материалов в России	Отсутствуют	Есть в полном объеме
Уровень отработки в России	Единичные образцы батарей	Все решения прошли полный цикл отработки

Несмотря на то, что Советский Союз являлся одним из лидеров по технологиям ЩТЭ, элементами с матричной конструкцией занимался Уральский электрохимический комбинат, а проточной конструкции – НПП «Квант», в настоящее время направление представлено только УЭХК, продолжающем модернизацию ЭХГ «Фотон». Некоторое время работы по бесплатиновым катализаторам для ЩТЭ велись в Институте физической химии и электрохимии РАН [7].

Потенциальные ниши применения ЩТЭ

Основной недостаток ЩТЭ – необходимость использования чистого кислорода в качестве окислителя, может быть парирована правильным выбором ниши применения таких систем. В первую очередь речь идет о военной и специальной технике, такой как подводные и космические аппараты, на борту которых в любом случае обеспечивается запас кислорода. Рост КПД на 10% относительно ТЭ ТПЭ означает аналогичное увеличение времени автономной работы системы. Другой перспективной нишей представляются источники бесперебойного питания на основе комбинации ЩТЭ с электролизным модулем, большинство которых также используют щелочной электролит [8]. В этом случае система является замкнутой по реагентам, и проблема чистого кислорода как окислителя также решается автоматически. Аналогичная картина наблюдается в случае реализации водородного цикла хранения энергии для возобновляемых источников энергии. Преимущество ЩТЭ перед ТЭ ТПЭ здесь обеспечивается повышением КПД цикла в целом, причем энергозатраты на продуцирование водорода у щелочных электролизеров так же существенно ниже, чем у их твердополимерных

аналогов [9]. Работы по безмембранным и спиртовым ЩТЭ способствуют продвижению данной технологии в нишу портативных источников питания.

Выводы

Таким образом, уже в настоящий момент следует отметить высокую конкурентоспособность ЩТЭ в таких областях, как энергопитание космических и подводных аппаратов, источники аварийного и бесперебойного питания, энергоустановки с возобновляемыми источниками энергии. В двух последних нишах для повышения эффективности используется комбинация ЩТЭ и щелочного электролизера. Успех продвижения ЩТЭ в нишу портативных энергоустановок может быть обеспечен за счет развития работ по безмембранным топливным элементам, анион-обменным мембранам. Еще одним достоинством ЩТЭ является тот факт, что большинство материалов, необходимых для их изготовления, производится в России, в то время как для ТЭ ТПЭ имеет место проблема создания тонких электролитных мембран.

Благодарности

Данная работа выполнена при поддержке Минобрнауки России, соглашение о предоставлении субсидии №14.601.21.0014, уникальный идентификатор работ (проекта) RFMEFI60117X0014.

References

1. V.I. Matrenin, A.T. Ovchinnikov, B.S. Pospelov, B.A. Sokolov, A.S. Stikhin, Ot energitiki kosmicheskogo korablya Buran k energetike kosmicheskikh korabley I stantsiy// Kosmicheskaya tehnika I tehnologii №3 (2013), pp. 57-65;
2. Acta S.p.a company web-site, <http://www.actaspa.com/products/acta-power/>, visited 12.05.2018
3. Sander Ratso, Ivar Kruusenberg, Maike Käärik, Mati Kooketal, Transition-metal-nitrogen-co-doped carbide derived carbon catalysts for oxygen reduction reaction in alkaline direct methanol fuel cell//Applied Catalysis B: Environmental, Vol 219 (2017), pp. 276-286
4. Z.F. Pan, R. Chen, L. An, Y.S. Li, Alkaline anion-exchange membrane fuel cells for cogeneration of electricity and valuable chemicals//Journal of Power Sources, Vol.365 (2017), pp. 430-445
5. Yifei Wang, Dennis Y.C. Leung, Hao Zhang, Jin Xuan, Huizhi Wang, Numerical investigation and optimization of vapor-feed microfluidic fuel cells with high fuel utilization// Electrochimica Acta, Vol. 261(2018), pp 127-136
6. M.A.F. Akhairi, S.K. Kamarudin, Catalysts in direct ethanol fuel cell (DEFC): An Overview// International journal of hydrogen energy 41 (2016) 4214-4228
7. M.R. Tarasevich, V.A. Bogdanovskaya, L.P. Kazanskiy, O.V. Lozovaya, P.V. Mazin, Izmenenie struktury katodnogo katalizatora na osnove turbostratnogo ugleroda, modifitsirovannogo TMFPCo v khode korrosionnogo vozdeystviya//Corrosia: materialy, zaschita, №6 (2011), pp. 39-50;
8. Nikolaidis P, Poullikkas A. A comparative overview of hydrogen production processes Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 67: 597–611
9. Götz M., Lefebvre J., Mörs F., McDaniel Koch A., Graf F, et al. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. Renewable Energy 85 (2016) 1371- 1390.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И
ГИБРИДНЫХ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ В РОССИЙСКИХ УСЛОВИЯХ
OPERATION EFFICIENCY ESTIMATION FOR HYBRID AND ELECTRIC VEHICLES
IN RUSSIAN CONDITIONS**

Тарасенко А.Б.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт высоких температур РАН, Москва, Россия, 125412, ул. Ижорская, д. 13, стр. 2

Tarasenko A.B.

Joint Institute for High Temperatures of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, 125412, Izhorskaya 13, bld. 2

a.b.tarasenko@gmail.com

Electric vehicles are widely proposed for greenhouse gases evolution decrease in city conditions. This paper is devoted to hybrid (natural gas-fuelled) and electric vehicles efficiency estimation from fuel and ecology point of view in Russian conditions, where 68,5% of energy in centralized grid is obtained by fossil fuelled generation. Regarding efficiency of primary generation (gas turbine, gas turbine coupled with steam cycle or solid oxide fuel cells) and transition losses gas fuelled hybrid or traditional vehicle provides less fuel consumption and air pollution. To increase effect of electric vehicles introduction, share of renewables and nuclear generation must reach 50-70% in energy balance. In case of gas fuelled centralized generation dominating in energy balance efficient supercapacitors and inverters for hybrid vehicles must be technology priority. This research is supported by Russian Ministry for Science and Education, Project agreement №14.601.21.0014, unique project identifier RFMEFI60117X0014

Введение

Электромобили рассматриваются во всем мире как средство снижения выбросов парниковых газов [1]. Кроме того, именно индустрия электротранспорта во многом формирует требования к накопителям энергии и во многом определяет облик современных батарей, а формирование зарядной инфраструктуры идет в весьма активном режиме и рассматривается как часть энергосистемы будущего [2]. В то же время основным источником энергии для электромобилей служит стационарная электрическая сеть, и итоговая степень экологичности электрических транспортных средств определяется генераторами, работающими в этой сети. Поэтому целесообразно оценить ряд особенностей российской энергетики и транспортной системы, обусловленных историей их развития, климатическими условиями и доступными природными ресурсами.

Расчетно-аналитические исследования

В настоящее время в России около 68,5% вырабатываемой энергии приходится на ископаемые топлива без учета атомной энергетики – то есть на газовую и угольную генерацию [3]. Таким образом, электрическая энергия, попадающая в батарею классического электромобиля, на 68,5% (в среднем по стране, очевидно, что с учетом особенностей генерации в различных регионах эта доля где-то может сходить к нулю при высокой доле атомной и гидрогенерации, а где-то, особенно в густонаселенных центральных районах страны, стремиться к 100%) вырабатывается на основе ископаемых топлив. Альтернативой электротранспортным средствам в ближайшем будущем являются гибридные автомобили, которые могут использовать не только электричество, но и обычные заправочные станции – у них преимущество по выбору способа заправки и дальности пробега, при этом возможность снижения выбросов также существенна – в наиболее неэкономичных режимах городского цикла параллельно двигателю внутреннего сгорания подключается суперконденсаторная или аккумуляторная батарея, что позволяет во-первых снизить мощность двигателя, во-вторых – избежать его работы на оборотах, близких к холостым, и обеспечивающих наибольшее количество выбросов [4]. В 2011 г группой ОНЭКСИМ была представлена концепция так

называемого E-Мобилья – гибридной легковой транспортной платформы на основе газопоршневого двигателя и буферного накопителя электрической энергии [5]. По ряду причин проект не был доведен до серийного производства, однако имел ряд преимуществ – использование природного газа в качестве топлива уже само по себе сулило снижение выбросов и не требовало широких мер по созданию заправочной инфраструктуры – сеть газовых заправочных станций для автотранспорта развивается в стране с 80-ых годов прошлого века и имеется уже во всех крупных населенных пунктах. В качестве буферного накопителя планировался двойнослойный или гибридный суперконденсатор, что существенно увеличивало срок службы электрохимического устройства относительно тяговой литий-ионной батареи и в сочетании с электрическим приводом сулило снижение выбросов.

За счет того, что Россия обладает существенными запасами природного газа, в стране активно развивается газобалонный транспорт. В настоящее время основная часть парка использует переоборудованные бензиновые и дизельные двигатели внутреннего сгорания, что является далеко не оптимальным решением, однако также способствует снижению уровня загрязнения окружающей среды. В настоящее время средний расход газа на 100 км пробега у таких автомобилей составляет 9-11 л [6]. Если говорить о газопоршневых установках, по принципу действия близких к дизель-генератору, то имеет смысл принять его кпд равным 35% против 25% у бензинового. То есть расход топлива на 100 км пути будет около 7,2-7,5 л. С учетом возможности рекуперации энергии при торможении и компенсации переходных процессов бортовой суперконденсаторной батареей эту цифру по крайней мере в городском цикле можно снизить еще на 10-15% [7].

В этой связи целесообразно оценить расход газа в нынешних условиях для электромобиля при условии его заряда от централизованной сети, в которой в среднем доминирует именно газовая генерация.

Для наиболее известного электромобиля TeslaS100D батарея литий-ионных аккумуляторов в 100 кВтч обеспечивает пробег 632 км в цикле NEDC [8]. То есть удельный расход составляет 158 Втч/100 км. Известен рекорд итальянских автолюбителей, которые прошли расстояние в 1078 км на одной зарядке TeslaS100D [9]. Назовем этот рекордный результат оптимистичным сценарием.

Схемы передачи и преобразования химической энергии топлива для электрического и гибридного автомобилей показаны на рисунке 1.

Потери энергии связаны с эффективностью работы отдельных звеньев каждой цепочки. Кпд самой литий-ионной батареи на Panasonic 18650B NCR по данным испытаний в ОИВТ РАН составил 96% при токе заряда-разряда 0,34 А при энергоемкости 3,4 Ач при комнатной температуре. При более высоких токах кпд будет ниже за счет роста омических потерь. Кпд зарядного устройства (основано на данных покупных блоков бесперебойного питания Outback) – около 92%. Также учитываются потери в трансформаторе и в линии при передаче могут достигать 4-10% [10]. Наконец исходный кпд преобразования химической энергии в электрическую для газотурбинной установки примем равным 40%, для парогазового цикла – 60%, для перспективных гибридов ГТУ с высокотемпературными топливными элементами – 70% [11]. Теплотворная способность метана принята 50,03 МДж/м³ или 13,9 кВтч/м³. [12].

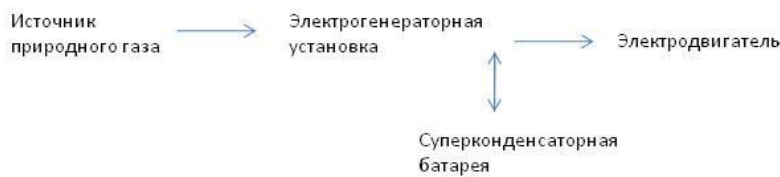
Классический электромобиль**Гибридный автомобиль с газопоршневой установкой и суперконденсаторной буферной батареей**

Рисунок 1 – Схемы передачи и преобразования энергии для гибридного и электрического транспортного средства.

С учетом перечисленных потерь фактически требуемая для заряда батареи энергия составит (на 100 км пробега):

$$W_{ps} = \frac{W_{em}}{\theta_b * \theta_{ch} * \theta_l * \theta_{tr}} \quad (1)$$

здесь W_{em} – энергопотребление электромобиля на 100 км пробега, θ_b – КПД батареи, θ_{ch} – КПД зарядного устройства, θ_{tr} – КПД трансформатора, θ_l – КПД передачи электроэнергии по линии.

Расход топлива:

$$Q_{ps} = \frac{W_{ps}}{\theta_{gen} * Q_{sp} * \omega_f} \quad (2)$$

где Q_{sp} – теплотворная способность метана, θ_{gen} – КПД электрогенерирующей установки, ω_f – доля ископаемого топлива в энергобалансе.

Результаты расчетов представлены в таблице 1. При этом учтено, что только 68% энергии в сети поступает от газовой генерации (в данном приближении угольная генерация приравнивается к газовой).

Заключение

Полученные результаты показывают, что для достижения реального экологического и экономического эффекта от внедрения электротранспорта требуется увеличение доли возобновляемой и атомной энергетики (для паритета с двигателями на природном газе) в энергобалансе страны или региона до 50-70%, при этом наибольшая эффективность достигается при использовании гибридных установок на основе газовых турбин и твердооксидных топливных элементов. При доминировании же в сетевой генерации только газотурбинных установок (для современной российской энергетики даже это представляется оптимистичным сценарием) по затраченному газу и, следовательно, произведенным выбросам электромобиль будет проигрывать даже транспортному средству с газобаллонным оборудованием. Поэтому в сложившейся ситуации электромобили в большинстве регионов будут служить цели не снижения, а скорее перераспределения выбросов – из густонаселенных районов в места расположения крупных электростанций на ископаемом топливе (следует отметить, что в Москве такие электростанции расположены как раз по границе города). Более перспективным на данном уровне развития технологий представляется использование

гибридных транспортных средств на газовом топливе, что требует приоритетного развития современных технологий преобразователей электрической энергии и высокочастотных суперконденсаторных батарей, а также улучшения экономических и экологических показателей самой централизованной генерации энергии на природном газе.

Таблица 1 – Оценка расхода топлива для различных транспортных средств на 100 км пробега.

Тип исходной генерации	Затраты природного газа на 100 км пробега, л			
	Электромобиль, типовой сценарий	Электромобиль, оптимистичный сценарий	Автомобиль с газобаллонным оборудованием	Гибридный автомобиль на газовом топливе
Газотурбинная установка	24,0	13,7	10	7,5
Парогазовая установка	15,8	8,9	10	7,5
Твердооксидные топливные элементы с газовой турбиной	13,7	7,5	10	7,5

Благодарности

Данная работа выполнена при поддержке Минобрнауки России, соглашение о предоставлении субсидии №14.601.21.0014, уникальный идентификатор работ (проекта) RFMEFI60117X0014.

References

1. Anand R. Gopal, Won Young Park, Maggie Witt, Amol Phadke, Hybrid- and battery-electric vehicles offer low-cost climate benefits in China//Transportation Research Part D 62 (2018) 362–371;
2. Martin Strehler, Sören Merting, Christian Schwan, Energy-efficient shortest routes for electric and hybrid vehicles//Transportation Research Part B 103 (2017) 111–135
3. Web-site businessman.ru, <https://businessman.ru/new-proizvodstvo-elektroenergii-v-rossii.html>, visited 19.05.2018 г.
4. Han Hao, Xiang Cheng, Zongwei Liu, Fuquan Zhao, Electric vehicles for greenhouse gas reduction in China: A cost-effectiveness Analysis//Transportation Research Part D 56 (2017) 68–84
5. "Russian Billionaire Backs New Hybrid Car". The New York Times. 13 December 2010. Retrieved 14 December 2010.
6. USA Department of Energy web-site, https://www.afdc.energy.gov/vehicles/natural_gas.html, visited 15.05.2018
7. Zhaobo Qin, Yugong Luo, Weichao Zhuang, ZihengPan, KeqiangLi, Simultaneous optimization of topology, control and size for multi-mode hybrid tracked vehicles//Applied Energy, Volume 212, 15 February 2018, Pages 1627-1641
8. Web-site Tesla Corporation, <https://www.tesla.com/models>, visited 08.04.2018
9. Web-site Drive2.ru, <https://www.drive2.ru/e/BqkWgEAAAvY>, visited 08.04.2018 г
10. Web-site «Novosti Energetiki», <http://novostienergetiki.ru/energopoteri-pri-peredache-elektroenergii-neizbezhnoe-zlo/>, visited 08.04.2018 г.
11. S.I.Bredikhin, A.E.Golodnitskiy, O.A. Drozzhin, S.Y.Istomin, V.P.Kovalevskiy, S.P. Philippov, Stationary fuel cell-based power plants: materials, technologies, markets, Moscow, 2017, Energoprogress, 392 p.
12. Calorific value tables, <https://a-invest.com.ua/aktualno/tablitza-teplotvornosti>, visited 08.04.2018

**ОПТИМИЗИЦИЯ СТРУКТУРЫ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ С
УСТАНОВКАМИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ
STRUCTURE OPTIMIZATION OF DISTRIBUTED ENERGY SYSTEMS WITH
RENEWABLE ENERGY UNITS**

Тягунов М.Г.

Национальный Исследовательский Университет «МЭИ», Москва, Россия

Tyagunov M.

National Research University “MPEI”, Moscow

mtyagunov@mail.ru

Обсуждаются вопросы режима работы энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии в энергетических системах с управляемыми потребителями и накопителями энергии. Показана структура и определены функции элементов виртуального энергетического комплекса, как энергетического узла «умной сети», условия их соединения с другими узлами объединенной электроэнергетической системы.

The questions of power plants based on renewable energy sources management in power systems with controllable consumers and energy storage are discusses. Shows the structure of a virtual energy complex as an energy hub smart grids and define the functions of elements and their connections with other nodes of the United power system

Ключевые слова: малые умные сети (микросети), гибридные энергетические комплексы на основе возобновляемых источников энергии, гарантированное электроснабжение, гарантированная мощность, оптимизация параметров энергоустановок

Keywords: small smart grid(Microgrid), hybrid power complexes based on renewable energy sources, guaranteed power supply, guaranteed power, optimization of parameters of power plants

В последнее время активно обсуждаются вопросы развития «умной» энергетики, «умных» городов и территорий, «умных» домов и т.д. При этом под «умной» энергетикой понимается система электроснабжения потребителей энергии, в которой мониторинг, управление и организация расчетов за потребленную энергию осуществляется в цифровом формате на основе информационных технологий с обменом информацией между уровнями управления через облако данных. Очень ясно такая позиция была выражена на прошедшем 31 марта 2017 г. «Smart Energy Summit» (<http://smartenergysummit.ru/#rec13321958>). При этом состав основного генерирующего, передающего и накопительного оборудования, режим работы энергетического и электрического оборудования, безопасность и надежность энергоснабжения, как можно сделать вывод из основных выступлений участников саммита, к построению «умной» сети не имеет отношения. Хотя совершенно ясно, что средства управления ничего не могут сделать без ОБЪЕКТА УПРАВЛЕНИЯ, которым и является комплекс технических средств генерации, передачи, распределения, накопления и потребления энергии, в том числе электрической.

Именно на этом положении хотелось бы остановиться в этом докладе.

Известно, что электрические станции на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) - ветер, солнечная радиация, энергия водотоков и водоемов - не имеют гарантированной мощности, т.е. мощности, которая с гарантией 95% и выше может быть доставлена электропотребителю [см., например, 1]. Это связано с изменчивостью потоков первичной энергии – ветра, воды и солнечного излучения. Вследствие этого электростанции на основе ВИЭ не участвуют в балансе мощности электроэнергетической системы (ЭЭС), на потребителей которой они работают, а могут участвовать только в балансировании энергии ЭЭС за рассматриваемый промежуток времени (период регулирования).

Известно, что гидроэлектростанции («традиционные» ГЭС) имеют гарантированную мощность и участвуют в балансе мощности ЭЭС, вытесняя своей мощностью альтернативную мощность электростанций, работающих на иных, в том числе углеводородных, видах топлива. Гарантия мощности крупных ГЭС обеспечивается наличием у них водохранилищ

(накопителей энергии в виде первичного ресурса), регулирующих сток рек и перераспределяющих при их помощи поток первичной энергии во времени.

Таким образом, для создания у электрических станций на основе ВИЭ гарантированной мощности, т.е. мощности, которая будет поставлена электропотребителю с надежностью 95% и выше, существует только один способ: включение электростанций на основе ВИЭ в гибридные энергетические комплексы (ГЭК) следующего вида:

- ГЭК с генерацией на основе двух или более видов первичной энергии с асинхронным поступлением энергоресурса (компенсирующее регулирование мощности);
- ГЭК с генерацией на основе ВИЭ и одного или нескольких видов энергоустановок, работающих на углеводородном или ином виде топлива, причем генерация на основе ВИЭ будет рассматриваться в качестве дублирующей по мощности;
- ГЭК с генерацией на основе ВИЭ и подключением к гарантирующему источнику электроснабжения в виде электрической сети ЭЭС;
- ГЭК с генерацией на основе ВИЭ и накопителя энергии (в любом виде, из которой может быть произведена требуемая потребителю энергия – электрическая, тепловая, механическая и др.);
- ГЭК с генерацией на основе ВИЭ и регулируемого потребителя.

Все перечисленные варианты гибридных энергокомплексов предполагают самобалансирование мощности в рассматриваемом энергоузле (ГЭК), т.е. представляют собой первичную ячейку распределенной (по энергоузлам) ЭЭС с распределенной генерацией, распределенным накоплением и распределенным регулируемым потреблением энергии [1,2] вида, потребляемого экономической и социальной системами (промышленностью, сельским хозяйством, транспортными системами, коммунально-бытовым сектором и т.д.).

Управление ГЭК, как «умной» микро-сетью, будет предполагать высокую степень автоматизации всех процессов управления: сбора данных, накопления, обработки, в том числе интеграции, мониторинга, контроля и выработки управляющих воздействий на исполнительные органы ГЭС – генераторы, накопители, средства передачи и распределения энергии, управляемые потребители энергии, средства автоматизированного привода и защиты.

Проектирование «умной» микро-сети будет состоять в определении структуры и параметров ГЭК [2] во всех его составляющих – генераторах различного типа, работающих на различных источниках первичной энергии, системе передачи и распределения энергии, управлении потреблением энергии у конечного потребителя, распределенных по элементам структуры ГЭК средств накопления энергии и средств управления ими. На рис. 1 показана принципиальная схема модели виртуального гибридного энергокомплекса, состав и структура которого оптимизируется в рамках разрабатываемого программного комплекса проектирования энергоузлов с возобновляемыми источниками энергии.

Создание гарантированной мощности ГЭК с установками на основе ВИЭ позволит повысить КИУМ всех работающих в ГЭК энергоустановок, экономить топливо на гарантирующих энергоустановках, работающих на углеводородном топливе, создать в проектируемой микро-сети возможность «вытеснения» мощности гарантирующих энергоустановок, т.е. снижения их установленной мощности, повысить управляемость и энергетическую безопасность микро-сети, увеличить степень использования местных энергетических ресурсов в энергетическом балансе ЭЭС.

Выбор структуры и параметров энергетических установок ГЭК делается на основе виртуальной модели ГЭК, включающей в себя полный набор генерирующих, накапливающих, передающих, регулирующих, потребляющих и управляющих элементов. Построенный таким образом виртуальный ГЭК является в известной степени аналогом виртуальной электростанции.

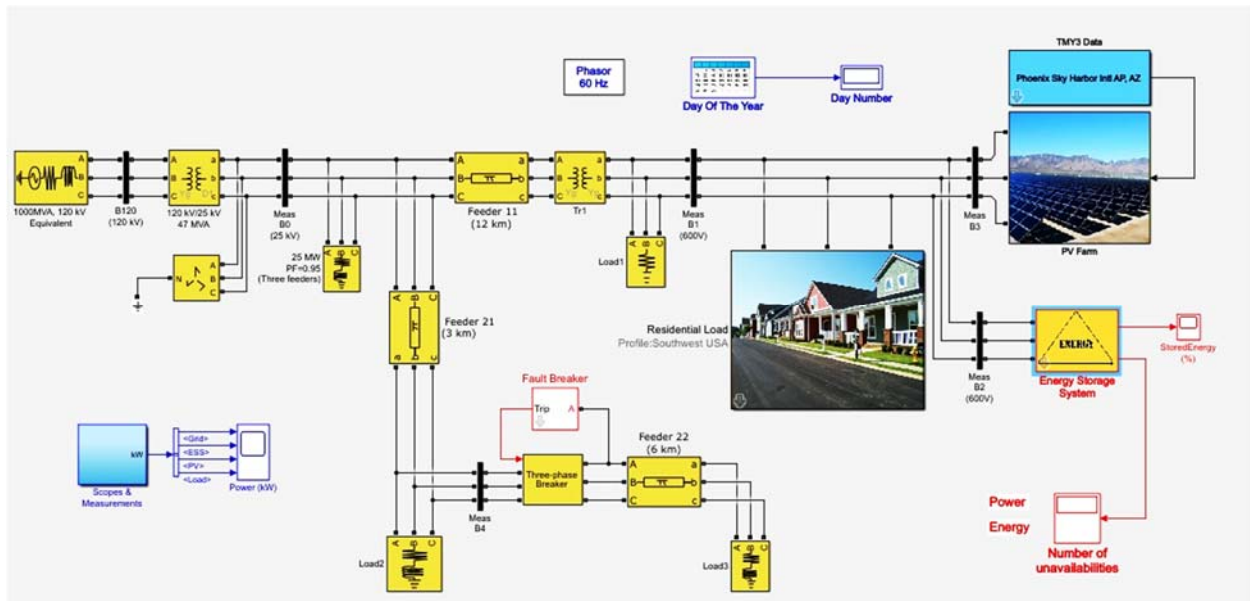


Рис.1 Принтскрин прототипной системы оптимизации состава и параметров генерирующих устройств локальной энергосистемы с ВИЭ

Таким образом, построение «умной» микро-сети или ГЭК состоит в выборе оптимального состава генерирующих установок, накопителей энергии, средств передачи и распределения энергии (электрической и тепловой), управляемых потребителей энергии, преобразователей и средств управления, которые необходимы для функционирования самобалансирующегося энергоузла ЭЭС, из всевозможных сочетаний функциональных элементов, образующих виртуальную микро-сеть.

В заключение хотелось бы отметить еще одно обстоятельство: прогнозы развития возобновляемой энергетики, которые делают без учета технологии различные организации, преимущественно экономического профиля, например, прогноз развития энергетики на основании изучения инвестиционных трендов, не отражают реальную ситуацию в этой отрасли энергетики, что подтверждается, в частности, данными [3], и нуждаются в серьезной проверке при попытке использовать эти прогнозы для управления развитием отечественной энергетики.

Литература

1. Tyagunov M. Distributed energy system's is future of the world's power industry // Proceeding of the 2nd International Conference on the Applications of Information Technology to Renewable Energy Processes and Systems, Amman, Jordan, 6-7 December , 2017 (IT-DREPS 2017)»: University of Petra, p.113-117
2. Vaskov A. Structure and Parameter Optimization of Renewable-Based Hybrid Power Complexes /A.Vaskov, M.Tyagunov, T.Shestopalova, G. Deryugina, I. Ishchenko //Handbook of Research on Renewable Energy and Electric Resources for Sustainable Rural Development. /Ed. V.Kharchenko (Russia) and P.Vasant (Malaysia), - Hershey, Pennsylvania, IGI Global,2018 P. 352-382
3. Феномен «зеленой» энергетики: инвестиции в ВИЭ падают — мощности растут. // Региональная энергетика и энергосбережение, 07 апреля 2017. — Режим доступа <https://energy.s-kon.ru/fenomen-zelenoj-energetiki-investitsii-v-vie-padayut-moshhnosti-rastut/>

**АНАЛИЗ ТАРИФНЫХ МЕХАНИЗМОВ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ
РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РОССИИ**
**THE ANALYSIS OF TARIFF INCENTIVE REGULATION OF THE DEVELOPMENT OF
DISTRIBUTED GENERATION BASED ON RENEWABLE ENERGY SOURCES IN
RUSSIA**

Файн Б.И.

Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации (РАНХиГС), Москва, Российская Федерация

Fayn B.I.

The Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration (RANEPА), Moscow, Russian Federation

fayn-bi@ranepa.ru

Развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) во всем мире является одним из наиболее динамично развивающихся сегментов энергетической отрасли. Государственная политика Российской Федерации предусматривает поддержку и стимулирование развития возобновляемых источников энергии в русле общемировых тенденций. В статье рассмотрены действующие в Российской Федерации тарифные механизмы поддержки и стимулирования развития распределенной генерации на основе возобновляемых источников энергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии, включая заключение договоров поставки мощности генерирующими объектами на основе ВИЭ и первоочередную покупку по регулируемым тарифам электрической энергии, произведенной квалифицированными генерирующими объектами на основе ВИЭ, сетевыми организациями на компенсацию потерь в электрических сетях. Проанализированы предварительные результаты применения указанных механизмов. Выявлены основные проблемы системы стимулирования развития ВИЭ в Российской Федерации. Предложены направления совершенствования механизмов стимулирования развития возобновляемой энергетики в Российской Федерации с учетом зарубежного опыта.

Renewable energy is one of the most expanding electricity industry segments. Following the worldwide trend, the Russian regulation policy provides support and encouragement for renewable energy development. The article studies provision of tariff incentives for development of distributed generation based on renewable energy: renewable generation capacity delivery agreements, renewable energy regulated tariffs for power losses preferable purchase by grid companies. The preliminary results of the tariff incentives implication are estimated. The main problems of renewable energy incentive regulation in Russia are determined. The incentive regulation development based on the foreign countries practice are suggested.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, генерирующие объекты, договор поставки мощности, инвестиции, распределенная генерация, регулирование, рынок электроэнергии, стимулирование, тарифы, электроэнергетика

Keywords: renewable energy, electricity generation, capacity delivery agreements, investments, distributed generation, regulation, electricity market, incentive regulation, tariffs, electricity industry

**Анализ тарифных механизмов стимулирования развития распределенной генерации на
основе использования возобновляемых источников энергии в России**

Необходимым условием предусмотренного «Энергетической стратегией России на период до 2030 года» (утв. Распоряжением Правительства РФ №1715-р от 13.11.2009 г.) дальнейшего развития и вовлечения в топливно-энергетический баланс Российской Федерации возобновляемых источников энергии является создание рыночной среды, учитывающей особенности не только традиционной энергетики, но и распределенной энергетики, в т.ч. генерации на базе использования возобновляемых источников энергии. Подпрограммой «Развитие использования возобновляемых источников энергии» государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» (утв. Постановлением Правительства РФ от 15.04.2014 №321 (ред. от 30.03.2018)) поставлены задачи стимулирования производства электрической энергии генерирующими

объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, совершенствования технологического и экономического потенциала возобновляемых источников энергии в Российской Федерации.

Эффективность реализации проектов в сфере возобновляемой энергетики для инвесторов в значительной мере определяется проводимой государством политикой поддержки и стимулирования. В мировой практике уже в течение длительного времени используется широкий спектр механизмов стимулирования развития генерации на основе ВИЭ, включая льготные налоговые условия, освобождение ввозимого оборудования от таможенных пошлин, льготное кредитование, технологическое присоединение генерирующих объектов на основе ВИЭ к электрической сети на льготных условиях, обязательная закупка произведенной на объектах ВИЭ электрической энергии, а также различные механизмы установления специальных «зеленых» тарифов (фиксированный тариф на электроэнергию, надбавка к рыночной цене на электроэнергию, «зеленые сертификаты», обеспечивающие потребителям добровольную возможность приобретать произведенную на основе ВИЭ электроэнергию по более высокому тарифу) [1 - 3].

По данным за 2016 год политика предоставления льготных тарифов или надбавок к рыночным ценам использовалась в 82 странах мира, проведение аукционов на поставку электроэнергии ВИЭ – в 34 странах, система «чистого измерения» («net metering») для потребителей - владельцев объектов микрогенерации на основе ВИЭ – в 55 странах, стандарт портфеля ВИЭ (возложение на энергокомпании обязательств по поставкам электроэнергии за счет ВИЭ не ниже определенной доли, при несоблюдении которых применяются штрафные санкции) - в 33 странах [4]. По мере достижения технологиями ВИЭ достаточной технической зрелости и их приближения по показателю приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) к традиционной генерации, имеет место тенденция перехода от прямого субсидирования ВИЭ, в т.ч. за счет предоставления льготных тарифов, к более мягким формам поддержки, обеспечивающим постепенный переход генерации на основе ВИЭ к равной рыночной конкуренции с другими технологиями. В частности, во многих странах все чаще используется механизм проведения аукционов на поставку электроэнергии ВИЭ [4].

В Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом №35-ФЗ от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике» (ред. от 29.12.2017) Правительство осуществляет поддержку использования возобновляемых источников энергии, а также стимулирование использования энергетически эффективных технологий. Федеральным законом «Об электроэнергетике» №35-ФЗ установлен ряд механизмов поддержки и стимулирования развития распределенной генерации, базирующейся на использовании возобновляемых источников энергии, в частности, обеспечивающих особые условия участия квалифицированных объектов генерации на основе ВИЭ на оптовом и розничных рынках электрической энергии и формирования цен (тарифов) на поставляемую ими электрическую энергию (мощность). К числу указанных механизмов относятся:

- Заключение по результатам конкурсных отборов проектов долгосрочных договоров предоставления мощности при поставках мощности генерирующими объектами на базе возобновляемых источников энергии на оптовый рынок электрической энергии (ДПМ ВИЭ);
- Обязательная первоочередная покупка электрической энергии, произведенной квалифицированными генерирующими объектами на основе ВИЭ, сетевыми организациями на компенсацию потерь в электрических сетях по регулируемым тарифам на розничных (региональных) рынках электрической энергии.

Владельцы генерирующих объектов на основе ВИЭ, не соответствующих квалификационным требованиям (в том числе в отношении степени локализации оборудования) либо не прошедших процедуры конкурсного отбора проектов, имеют возможность осуществлять продажу производимой электрической энергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии на общих основаниях наряду с другими категориями поставщиков.

Реализация механизма ДПМ ВИЭ осуществляется путем конкурсного отбора проектов, ежегодно (начиная с 2013 г.) проводимого коммерческим оператором оптового рынка (АО «АТС»). Объемы конкурсного отбора проектов определяются, исходя из устанавливаемых Правительством РФ целевых показателей объемов ввода установленной мощности генерирующих объектов на основе ВИЭ (по видам ВИЭ) в ценовых зонах оптового рынка. С инвесторами проектов, прошедших конкурсный отбор, заключается договор поставки мощности (ДПМ), в соответствии с которыми инвесторы принимают на себя обязательства осуществить строительство и ввод в эксплуатацию отобранных проектов ВИЭ в течение определенного срока, пройти квалификацию объектов генерации на основе ВИЭ и осуществлять поставку на оптовый рынок определенного минимального объема электрической энергии. Срок действия ДПМ ВИЭ (в течение которого гарантируется оплата поставленной мощности) составляет 15 лет. При этом инвесторам гарантируется определенная норма доходности на инвестированные средства на уровне 12%-14%.

Всего по данным АО «АТС» по результатам состоявшихся в 2013 - 2017 гг. ежегодных конкурсных отборов, в общей сложности отобрано 190 инвестиционных проектов для заключения ДПМ ВИЭ общей установленной мощностью 3756,5 МВт со сроками ввода в эксплуатацию в 2014 – 2022 гг., в том числе в сфере солнечной энергетики 1184,2 МВт (105 проектов), ветровой энергетики – 2452,1 МВт (78 проектов), малой гидроэнергетики - 120,2 МВт (7 проектов) [5].

По данным НП «Совет рынка» по состоянию на январь 2018 г. на оптовом рынке электрической энергии и мощности фактически на основе механизмов ДПМ ВИЭ введено в эксплуатацию и функционирует 26 квалифицированных генерирующих объектов на базе возобновляемых источников энергии с общей установленной мощностью 259,2 МВт [6].

Структура установленной мощности квалифицированных генерирующих объектов на базе ВИЭ, функционирующих на оптовом рынке, по состоянию на январь 2018 г. представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Сведения о количестве и установленной мощности квалифицированных генерирующих объектов на базе ВИЭ, функционирующих на оптовом рынке, по состоянию на январь 2018 г.

№ п/п	Вид возобновляемого источника энергии	Количество квалифицированных генерирующих объектов на базе ВИЭ, ед.	Установленная мощность, МВт
1	Фотоэлектрическое преобразование энергии солнца	25	234,2
2	Ветроэнергетика	1	35,0
3	Другие виды ВИЭ	-	-
4	Итого	26	259,2

Источник: Данные НП «Совет рынка»

Следует отметить, что заключение ДПМ ВИЭ на оптовом рынке приводит к возникновению существенной дополнительной тарифной нагрузки на потребителей ценовых зон оптового рынка, поскольку все покупатели оптового рынка оплачивают определенную долю мощности, поставляемую производителями по договорам ДПМ ВИЭ. Схема поддержки генерации на основе возобновляемых источников энергии путем заключения ДПМ ВИЭ рассчитана на инвестиционные проекты ВИЭ, ввод в эксплуатацию которых планируется на период до 2024 г. В настоящее время отсутствует консенсус в отношении целесообразности использования данной договорной конструкции за пределами указанного периода. В

частности, представители потребителей электроэнергии выступают против продолжения использования данного механизма, аргументируя свою позицию тем, что данный механизм не является рыночным. Также НП «Совет рынка» выступает против продления механизма ДПМ ВИЭ после 2024 г. поскольку для значимого расширения объемов поставок ВИЭ и роста производства оборудования необходимо значительное расширение объема мощности, отбираемой для заключения ДПМ ВИЭ, что приведет к недопустимой нагрузке на потребителей [7].

В качестве механизма поддержки производителей электроэнергии на базе ВИЭ, поставляющих электроэнергию на розничных рынках электроэнергии в Российской Федерации применяется механизм обязательной первоочередной покупки электрической энергии, произведенной квалифицированными генерирующими объектами на основе ВИЭ, сетевыми организациями в целях компенсации потерь в электрических сетях по регулируемым тарифам.

Данный механизм применяется в соответствии со ст.41 Федерального закона «Об электроэнергетике» №35-ФЗ, согласно которой сетевые организации должны приобретать электроэнергию на компенсацию потерь, в первую очередь, произведенную на функционирующих на основе ВИЭ или торфа квалифицированных генерирующих объектов, подключенным к сетям сетевых организаций. Указанный механизм был фактически введен в действие с принятием Постановления Правительства РФ №47 от 23.01.2015 г., вносящим изменения в нормативные акты Правительства РФ с целью регулирования вопросов, связанных с поддержкой генерирующих объектов на базе ВИЭ на розничных рынках.

Отбор поддерживаемых проектов генерации на основе ВИЭ на розничном рынке осуществляется на уровне субъектов Российской Федерации. Объемы электрической энергии, приобретаемые региональными сетевыми компаниями с использованием данного механизма, не должны превышать 5% величины потерь электроэнергии соответствующих территориальных сетевых организаций. Данный механизм предназначен как для поддержки действующих генерирующих объектов на базе ВИЭ, так и для вновь реализуемых инвестиционных проектов. При этом для новых проектов предусмотрена специальная методология формирования тарифов на электроэнергию (долгосрочная индексация необходимой валовой выручки, обеспечивающая инвестору возврат и доходность инвестированного капитала в течение 15 лет).

По данным НП «Совет рынка» в настоящее время на розничных рынках функционирует 34 генерирующих объекта на базе возобновляемых источников энергии, прошедших квалификацию, с общей установленной мощностью 294 МВт [6]. Структура установленной мощности квалифицированных генерирующих объектов на базе ВИЭ, функционирующих на розничных рынках электрической энергии, по состоянию на январь 2018 г. представлена в таблице 2.

При этом, как показывает анализ решений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, по состоянию на 01.04.2018 г. тарифы на произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях были установлены регулирующими органами лишь в 8 субъектах Российской Федерации (Ленинградская область, Республика Башкортостан, Карачаево-Черкесская Республика, Республика Карелия, Чеченская Республика, Белгородская область, Вологодская область, Нижегородская область, Оренбургская область) для 12 генерирующих объектов.

В целом следует отметить, что рассмотренные действующие в Российской Федерации механизмы стимулирования развития ВИЭ применимы лишь к ограниченному числу проектов (отобранные на конкурсной основе проекты по ограниченному перечню технологий использования возобновляемых источников энергии, удовлетворяющие требованиям локализации, прошедшие процедуры квалификации и сертификации). При этом действующее

законодательство предусматривает прохождение процедур квалификации и установление тарифов на электроэнергию для производителей на основе ВИЭ лишь после ввода объекта в эксплуатацию, что создает существенные риски инвестирования.

Таблица 2 – Сведения о количестве и установленной мощности квалифицированных генерирующих объектов на базе ВИЭ, функционирующих на розничных рынках, по состоянию на январь 2018 г.

№ п/п	Вид возобновляемого источника энергии	Количество квалифицированных генерирующих объектов на базе ВИЭ, ед.	Установленная мощность, МВт
1	Фотоэлектрическое преобразование энергии солнца	16	203,0
2	Ветроэнергетика	4	4,5
3	Использование энергии потоков воды (малая гидроэнергетика)	7	10,5
4	Приливная энергетика	1	1,7
5	Геотермальная энергетика	2	62
6	Использование энергии биомассы	1	6
7	Использование энергии биогаза	2	4,1
8	Использование энергии отходов	1	2,4
9	Итого	34	294,3

Источник: Данные НП «Совет рынка»

Поддержка проектов генерации на основе ВИЭ в Российской Федерации осуществляется за счет дополнительной тарифной нагрузки, прямо или опосредованно возлагаемой на потребителей электроэнергии. Реализация проектов в сфере возобновляемой энергетики в условиях применения рассмотренных механизмов поддержки экономически эффективна для инвестора, обеспечивает достижение заданных государством целей по использованию возобновляемых источников энергии и локализации производства соответствующего оборудования, но приводит к отрицательному эффекту для потребителей ввиду повышения стоимости электроэнергии. При совершенствовании применяемых механизмов поддержки генерации на основе ВИЭ первоочередное внимание должно быть уделено стимулированию достижения общесистемной эффективности реализуемых проектов, обеспечивающей взаимные выгоды для всех участников рынка.

Следует отметить, что основные функции по отбору и поддержке проектов в сфере ВИЭ в Российской Федерации сосредоточены на федеральном уровне в рамках процедур ДПМ ВИЭ. В то же время, участие региональных и муниципальных органов власти в реализации государственной политики в сфере возобновляемой энергетики является недостаточным. Новые проекты в сфере ВИЭ на региональном уровне в целях поставки электроэнергии на розничный рынок (в том числе с учетом предусмотренной законодательством формы поддержки посредством обязательного приобретения электроэнергии ВИЭ сетевыми компаниями в целях компенсации потерь) осуществляются в крайне незначительных объемах. В изолированных энергосистемах, где использование генерации на основе ВИЭ для замещения локальной тепловой генерации наиболее эффективно, также не используются действенные механизмы стимулирования развития ВИЭ, такие, как установление долгосрочных тарифов, гарантирующих инвестору окупаемость инвестиций. Представляется целесообразным перенос функций по принятию решений о поддержке генерации на основе ВИЭ на региональный и муниципальный уровни с широким общественным обсуждением

целесообразности реализации подобных проектов и применения в их отношении стимулирующих тарифов, что соответствует мировому опыту широкого привлечения местных сообществ к принятию решений о развитии возобновляемой энергетики.

Список литературы

1. Седаш Т.Н. Возобновляемые источники энергии: стимулирование инвестиций в России и за рубежом // Российский внешнеэкономический вестник, №4, 2016 г.
2. Елистратов В.В. Использование возобновляемой энергии: учебн. пособие / В.В. Елистратов. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. – 224 с.
3. Справочник по возобновляемой энергетике // Институт энергетике НИУ ВШЭ [Электронный ресурс] – М., 2016 г. – Режим доступа: <https://energy.hse.ru/data/2017/10/04/1159483435/%D0%A1%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BE%D1%87%D0%BD%D0%B8%D0%BA%20%D0%92%D0%98%D0%AD%20%D0%B2%20%D0%95%D0%A1.pdf>, свободный – Загл. с экрана.
4. Renewables 2017 Global Status Report // Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – В., сор. 2017. – Режим доступа: http://www.ren21.net/gsr_2017_full_report_en, свободный – Загл. с экрана.
5. Конкурсный отбор проектов ВИЭ. Результаты отборов проектов [Электронный ресурс] // Официальный сайт АО «АТС» – Режим доступа: <http://www.atsenergo.ru/vie/proresults>, свободный – Загл. с экрана.
6. Реестр квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии [Электронный ресурс] // Официальный сайт НП «Совет рынка» – Режим доступа: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/sr_0v045642_29_01_18.xls, свободный – Загл. с экрана.
7. Зеленая энергетика выветривается. Поддержку ВИЭ предлагают переложить на бюджет // Газета «Коммерсантъ», №118 от 04.07.2017. Режим доступа <https://www.kommersant.ru/doc/3342654>, свободный – Загл. с экрана.

References

1. Sedash T. Renewable energy sources: stimulating investment in Russia and abroad // Russian Foreign Economic Journal, №4, 2016.
2. Elistratov V. The use of renewable energy: training allowance / V.V. Elistratov. - SPb.: Publishing house of Polytechnic. University, 2008. - 224 p.
3. Handbook on renewable energy // Institute of Energy of the Higher School of Economics// <https://energy.hse.ru/data/2017/10/04/1159483435/%D0%A1%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BE%D1%87%D0%BD%D0%B8%D0%BA%20%D0%92%D0%98%D0%AD%20%D0%B2%20%D0%95%D0%A1.pdf>
4. Renewables 2017 Global Status Report // Renewable Energy Policy Network for the 21st Century // http://www.ren21.net/gsr_2017_full_report_en
5. Competitive selection of RES projects. Results of project selection // The official website of ATS // <http://www.atsenergo.ru/vie/proresults>
6. Register of qualified generating facilities operating on the basis of renewable energy sources // The official website of Market Council // https://www.np-sr.ru/sites/default/files/sr_0v045642_29_01_18.xls
7. Green energy is eroding. Support for renewable energy sources is proposed to be shifted to the budget // Kommersant newspaper, №118, July 4, 2017. <https://www.kommersant.ru/doc/3342654>

ОПТИМИЗАЦИЯ КОМПЛЕКТАЦИИ АККУМУЛИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМАЛЬНОЙ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ ВИЭ OPTIMIZATION OF THE IMPLEMENTATION OF POWER PLANTS ON RENEWABLE ENERGY SOURCES INTO THE ENERGY SYSTEM VIA THE ACCUMULATION

Федорчук С.О., Немировский И.А.

Национальный технический университет “Харьковский политехнический институт”, Харьков, Украина

Fedorchuk S.O., Nemirovskiy I.A.

National technical university “Kharkiv polytechnic institute”, Kharkiv, Ukraine

majonima@gmail.com

Статья посвящена вопросам интеграции возобновляемых источников в уже существующие энергетические системы. Рассмотрены основные варианты этого процесса, проблемы связанные с ними и способы их решения. Предложена методика выбора конфигурации системы аккумуляции и приведен результат расчета стоимости 1 кВт·ч от систем аккумуляции применимо к основным вариантам использования аккумуляции.

The article is devoted to the issues from integration of renewable sources into already existing energy systems. The main variants of this process, problems associated with them and ways of their solution are considered. The method of choosing the configuration of the accumulation system is proposed and the result of calculating the cost of 1 kWh from accumulation system is applied to the main uses of accumulation.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, аккумуляция, интеллектуальные сети, прогнозирование.
Keywords: renewable energy sources, accumulation, intelligent networks, forecasting.

Вступление

На сегодняшний день интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является одной из основных задач для энергосистем многих стран, в том числе и Украины, взявшей обязательства к 2035 году увеличить их долю до 20% от общей генерации. [1]. Глобальное развитие генерации на ВДЭ наряду с положительными сторонами имеет ряд негативных последствий, связанных с хаотичностью генерации, падением качества электрической энергии по причине большого количества преобразующих устройств, осложнением обеспечения баланса активной и реактивной мощности, необходимости иметь маневренные мощности.

Основная часть

Анализ вариантов интеграции возобновляемых источников имеет два направления, которые условно можно назвать централизованным и децентрализованным[2]:

Первый вариант базируется на строительстве возобновляемых источников большой мощности и характерен для традиционных сетей. Для его реализации необходимо не только выбрать правильное место для установки, ориентируясь на условия окружающей среды, но и учесть возможность их присоединения к существующим сетям и рассмотреть вопросы надежности.

Второй вариант предусматривает использование установок небольшой мощности в непосредственной близости к потребителям, что приводит к снижению потерь при передаче электрической энергии. На сегодняшний день это направление получило значительно развитие, в том числе в Украине, за счет бытовых потребителей, установивших у себя солнечные панели и ветрогенераторы, которые работают по зеленому тарифу. Причиной тому стала стимулирующая, привязанная к курсу евро, цена покупки избытков энергии, упрощение получения разрешающей документации и гарантия покупки государством произведенной электрической энергии.

В обоих случаях основную проблему для энергосистемы приносит хаотичный характер генерации и её нестабильность по времени, что является сдерживающим фактором для внедрения ВИЭ во многих странах.

В связи с этим очень остро встает вопрос балансирования мощности, за счет использования высокоманевренных электрических станций и аккумуляции. В качестве маневренных станций рассматриваются варианты тепловых, газотурбинных электростанций или ГАЭС.

В условиях Украины первый вариант связан с высокими удельными затратами топлива, его дефицитом и моральным износом оборудования. Второй вариант – ограниченность запасов органических газообразного или жидкого топлива. Третий вариант – требует значительных капиталовложений и ограничен свободными водными ресурсами.

Наиболее перспективным, на наш взгляд, является использование аккумуляции, которая располагается вблизи потребителя или источника небаланса.

С целью оценки небалансов выработки электроэнергии во времени нами были проведены исследования на основе статистических данных за 10 лет по объему потребления и возможной выработки электрической энергии на солнечных и ветроэлектростанциях на базе статистических данных за 10 лет для конкретного района. Это позволило сделать прогнозную оценку по необходимой мощности аккумуляции.

Исходя из этого, была поставлена задача оценки удельной стоимости электроэнергии для конечного потребителя при различных типах аккумуляции.

Для оптимального, с точки зрения минимизации стоимости, выбора системы аккумуляции (СА) было выполнено следующее:

- 1) Определение необходимой емкости для накопителей.
- 2) Определение тарифа для работы проектируемой электростанции.
- 3) Расчет экономических аспектов использования системы аккумуляции.
- 4) Расчет экономических аспектов для трансформирующего оборудования.
- 5) Расчет экономических аспектов передачи электрической энергии от СА к потребителям.
- 6) Расчет экономических аспектов для системы управления.
- 7) Выбор территории размещения.

Оценка необходимого объема накопления энергии может формироваться на основе:

- удельных норм. Так рекомендуемая степень резервирования представляет собой от 80 до 100% мощности возобновляемого источника;
- возможностей энергосистемы. В случае если значительная часть нагрузки региона покрывается возобновляемыми источниками и имеется дефицит пропускной способности, аккумуляция должна покрыть этот дефицит;
- результатов предварительного компьютерного моделирования.

Наличие возможности спрогнозировать или синтезировать предполагаемую нагрузку и погодные условия на длительный период позволяет вычислить оптимальный объем накопителя, базируясь на небалансах и возможностях энергосистемы;

Одним из вариантов выбора является использование математического моделирования на верифицированных моделях с дополнительным решением задач оптимизации.[3] Такой способ позволяет путем моделирования погодных условий за несколько лет, основанных на них генерации и реального потребления установить отклонение от баланса для каждого интервала времени. В комбинации с оптимизационными методами исследования и четко сформулированными дополнительными условиями это дает возможность подобрать объем накопителя удовлетворяющий требованиям минимизации стоимости кВт·ч или капитальных затрат. Такой подход позволяет не только определить оптимальное соотношение генерирующих мощностей и генерации, но и проверить ее работу в имитируемых условиях. Пример результатов такого моделирования приведен на рисунке 1. В нем рассматривается , для которой было поставлено основное условие годового равенства передачи и потребления электрической энергии от энергосистемы.

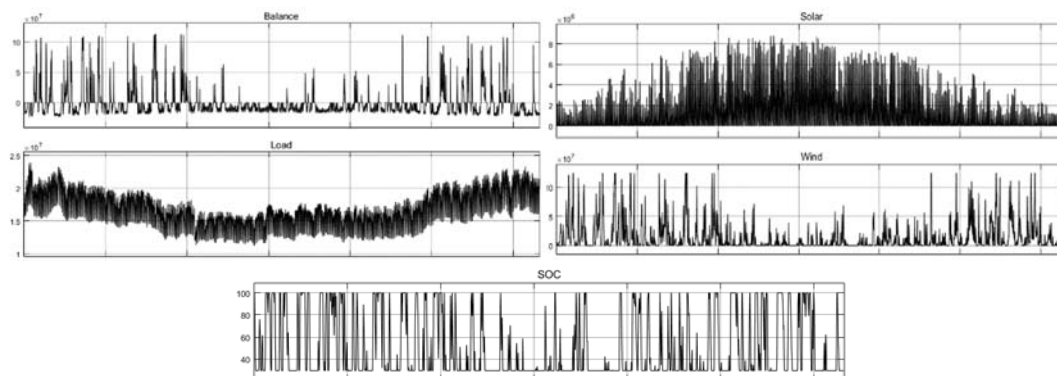


Рис. 1 – Результаты работы модели оптимизации объема накопителя.

Предлагается использовать системы аккумуляции для компенсации отклонений прогнозируемого значения генерации от реального. В таком случае достаточно будет покрыть избытки или недостатки электрической энергии с учетом потерь в сетях. При этом основываясь на распределенной генерации и аккумуляции возможно даже свести к минимуму сопутствующие потери при установке накопителей в непосредственной близости от станций на ВИЭ. В вопросах прогнозирования генерации возможно опираться на опыт Германии. Согласно данным[4] по среднесрочному прогнозированию точность для отдельной установки составляет 20%, для крупной электрической станции 5-7%, а целого региона 4-6%.

Определение тарифа для проектируемой системы аккумуляции проводится в случае, если планируется использовать уже существующую СА с утвержденным тарифом. Примером может являться ГАЭС с утвержденным в Украине тарифом на 2018 год на уровне 288,85 копеек за кВт·ч.

Система аккумуляции. В зависимости от наличия стандартизованного тарифа может включать в себя следующие экономические показатели: амортизацию аккумулирующего оборудования, обслуживание и зарплату персонала, стоимость потерь электрической энергии при заряде и разряде, а также потерь от саморазряда. В случае использования СА с уже известным тарифом первые два пункта не учитываются.

Система преобразования. Включает в себя выбор DC-DC преобразователей, гибридных сетевых инверторов и трансформаторов. В рамках расчета необходимо учесть амортизацию и стоимость потерь при использовании.

Передача электрической энергии. При выборе методов транспортировки электрической энергии необходимо учесть возможности постройки отдельного подключения к источнику небаланса или использования по арендному типу уже существующих сетей. В первом случае необходимо учитывать амортизационные отчисления, зарплату обслуживающему персоналу, потери при транспортировке. Во втором случае первые два пункта заменяются на тариф для передачи электроэнергии для данного класса напряжения.

Расчет системы управления. Включает в себя выбор измерительного оборудования, непосредственно систему управления, её обслуживание и алгоритм её работы. Общемировые практики устанавливают годовую стоимость управления аккумуляцией на уровне 80-100\$ за кВт установленной мощности, а стоимость её обслуживания на уровне 2% от стоимости системы управления.

Выбор территории размещения. Происходит на основе проектной занимаемой площади, критерия территориальной близости к объекту потенциального небаланса и возможности подключения к электрическим сетям.

На основе предложенной методологии сравним стоимость 1 кВт·ч от системы накопления энергии для ГАЭС, свинцово-кислотных и литий-ионных накопителей. Основываясь на таких предусловиях, был проведен расчет занесенный в таблицу 1. Сравнение будет производиться на основе следующих исходных условий:

- Оценка необходимого объема накопления энергии. Сравним системы с аналогичной ёмкостью на уровне 400000 кВт·ч.
- Длительность ежедневной работы от 2 до 6 часов.
- Определение тарифа. Тариф установлен только для использования ГАЭС и составляет 2,885 грн. Потери при заряде и разряде рассчитаем на основе общего КПД равного 80% для ГАЭС и 98%. Саморазряд для ГАЭС принимаем на уровне 0%, для альтернативных вариантов по таблице [5]. В случае хим. аккумуляторов ориентируемся на удельные показатели расчета амортизации ведем в зависимости от капиталовложений и количества циклов зарядов-разрядов и затраты на обслуживание составит 1-6%.
- Система преобразования. Включает в себя АТДЦТН 125000/330/110 и ТРДЦН-125000/110 для обеспечения возможности передачи эл. энергии на значительные расстояния. В случае хим. аккумуляторов дополнительно учитываем потери в инверторе основываясь на средневзвешенном значении КПД [6] 88,1%. Для DC-DC преобразователя принимаем средний КПД на уровне 89%.
- Передача электрической энергии. Осуществляется через: магистральные сети с напряжением 330 кВ и протяженностью 300 км, 100 км сетями 110 кВ и 10 км сетями 10 кВ. Оплата за передачу происходит согласно тарифам распределительных и магистральных сетей Украины.

Как мы видим на основе расчетов, наиболее выгодным вариантом является использование СА на основе литий-ионных аккумуляторов, которые оказываются выгоднее стандартно используемых гидроаккумулирующих электрических станций. Однако свинцово-кислотные аккумуляторы проигрывают в расчетной стоимости обоим вариантам по причине низкого количества разрешенных циклов до нарушения характеристик оборудования. С учетом отсутствия жесткой необходимости привязки к географическим критериям химические аккумуляторы могут даже уменьшить стоимость 1 кВт·ч с помощью установки в непосредственной близости к потребителю или резервируемому источнику. Во всех трёх случаях примерно 75% образуются тарифом или амортизацией и стоимостью обслуживания. Значительное отличие состоит в денежном эквиваленте потерь на заряд и разряд т.к. КПД этих процессов значительно отличается у исследуемых случаев. В целом расчет показывает, что системы аккумуляции на основе литий-ионных накопителей возможно использовать для резервирования генерирующих мощностей наравне с ГАЭС.

Выводы

Для оптимизации процесса внедрения возобновляемых источников эффективным решением является аккумуляция т.к. она позволяет сбалансировать их нестабильный процесс генерации электрической энергии. Предложенный вариант методики для выбора системы аккумуляции в качестве резерва позволяет определить наиболее эффективный с точки зрения минимизации удельной стоимости накопленной энергии тип накопителя и его параметры. При наличии статистических данных возможно использовать компьютерное моделирование, что позволяет подобрать характеристики оптимальные для определенных условий. Также основываясь на статистическом анализе точности прогноза генерации от возобновляемых источников возможно подобрать их оптимальную ёмкость, что позволит без избыточных капиталовложений обеспечить необходимый резерв для балансирования. Приведенный расчет уже сейчас показывает, что химические аккумуляторы можно использовать для поставленных целей. В последствии, с удешевлением их существующих разновидностей и появлением новых с большим количеством циклов, благодаря своим дополнительным положительным аспектам химические аккумуляторы смогут в определенной степени заменить ГАЭС и составить ценовую конкуренцию для резервных высокоманевренных электрических станций.

Таблица 1. Результаты сравнительного расчета стоимости 1 кВт·ч электрической энергии при использовании различных СА для резервирования генерации.

	ГАЕС	Свинцово-кислотные накопители	Литий-ионные накопители
Дней работ в год	350	350	350
Ежедневный объем энергии, кВт·ч	400000	400000	400000
Амортизация СА, грн.		1535320	1035267
		74,28%	72,13%
Обслуживание СА, грн.		2,63	11
		0,00%	0,00%
Тарифная стоимость, грн.	288,85		
	75,55%		
Стоимость потерь при заряде или разряде, грн.	231080	117860	53589
	15,11%	5,70%	3,73%
Стоимость потерь на саморозряд, грн.		822,86	411,43
		0,04%	0,03%
Стоимость потерь при передаче эл. энергии, грн.	4011	4801	3238
	0,26%	0,23%	0,23%
Оплата за передачу эл. энергии, грн.	102527	184584	184584
	6,70%	8,93%	12,86%
Суточная амортизация трансформирующего оборудования, грн.	99,71		99,71
	0,00%	0,00%	0,01%
Потери в трансформирующем оборудовании, грн.	13518	200666	135309
	0,88%	9,71%	9,43%
Аммортизация системы управления, грн.	19047	19047	19047
	1,25%	0,92%	1,33%
Суточное обслуживание системы управления, грн.	3809	3809	3809
	0,25%	0,18%	0,27%
Годовая оплата	535293119,2	723455204	502377988
за кВт ч	3,82	5,17	3,59

Список литературы

1. Энергетична стратегія України на період до 2035 року // Министерство энергетики и угольной промышленности Украины – 2017 – URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358> (дата обращения: 25.09.2017).
2. Distributed vs. centralized electricity generation: are we witnessing a change of paradigm? [Электронный ресурс] // Vernimmen. – 2009. – Режим доступа до ресурсу: http://www.vernimmen.be/ftp/An_introduction_to_distributed_generation.pdf. (дата обращения: 25.09.2017).
3. Report on Forecasting, Concept of Renewable Energy Management Centres and Grid Balancing // Government of India. Ministry of new and renewable energy URL: <https://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/draft-report-fscb-remcs.pdf> (дата обращения: 15.05.2018).
4. Федорчук С. О. Моделирование гибридной системы генерации на ВИЭ для анализа энергоснабжения потребителей / С. О. Федорчук, И. А. Немировский. // Вестник Харьковского национального технического университета сельского хозяйства имени Петра Василенко .. - 2017. - №187. - С. 48-50.

-
5. Electric battery // Wikipedia URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/Електричний_акумулятор (дата обращения: 15.05.2018).
 6. Efficiency of the photovoltaic single-phase inverter at different load level // Department of Renewable Energy Sources of the Kiev Polytechnic Institute URL: <http://vde.kpi.ua/index.php/129-pv/220-2018-01-25-10-37-38> (дата обращения: 15.05.2018).

References

1. Energy Strategy of Ukraine for the period up to 2035 // Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine – 2017 - URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358> (date of the application: 25.09.2017).
2. Distributed vs. centralized electricity generation: are we witnessing a change of paradigm? // Vernimmen. – 2009. – URL: http://www.vernimmen.be/ftp/An_introduction_to_distributed_generation.pdf. (date of the application: 25.09.2017).
3. Report on Forecasting, Concept of Renewable Energy Management Centres and Grid Balancing // Government of India. Ministry of new and renewable energy URL: <https://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/draft-report-fscb-remcs.pdf> (date of the application: 15.05.2018).
4. Fedorchuk S.O. Modeling of hybrid generation system for RES for the analysis of consumers' energy supply / S.O. Fedorchuk, I. A. Nemirovsky. // Bulletin of the Kharkov National Technical University of Agriculture named after Petr Vasilenko .. - 2017. - № 187. - P. 48-50.
5. Electric battery // Wikipedia URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/Електричний_акумулятор (date of the application: 15.05.2018).
6. Efficiency of the photovoltaic single-phase inverter at different load level // Department of Renewable Energy Sources of the Kiev Polytechnic Institute URL: <http://vde.kpi.ua/index.php/129-pv/220-2018-01-25-10-37-38> (date of the application: 15.05.2018).

**МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МАЛЫХ ПОСЕЛЕНИЙ
РЕГИОНА С БОЛЬШОЙ ДОЛЕЙ СЕЛЬСКОГО НАСЕЛЕНИЯ
MODERNIZATION OF HEAT SUPPLY SYSTEMS OF SMALL SETTLEMENTS IN THE
REGION WITH A LARGE SHARE OF RURAL POPULATION**

Федянин В.Я., Крюков Д.Н.

АлтГТУ им. И.И. Ползунова, Барнаул, Россия

Fedyanin V.I., Kryukov D.N.

Altai state technical University. I. I. Polzunova, Barnaul, Russia

fedyanin054@mail.ru

В статье представлены результаты исследований комплекса вопросов, связанных с повышением эффективности существующих систем энергоснабжения малых сельских поселений в Алтайском края. На основе изучения динамики нагрева грунта поверхностных слоев Земли солнечной радиацией, нестационарным теплообменом между грунтом и системой сбора низкопотенциальной теплоты теплонасосной системы теплоснабжения здания или сооружения показана эффективность теплонасосных систем теплоснабжения для замещения существующих систем малой угольной энергетики. Произведены оценки пространственного распределения энергетический потенциал возобновляемого тепла целью определения местностей, в которых эффективность теплонасосных систем теплоснабжения наиболее высока.

The article presents the results of studies of the complex of issues related to improving the efficiency of existing power supply systems of small rural settlements in the Altai territory. Based on the study of the dynamics of heating the ground surface layers of the Earth by solar radiation, non-stationary heat exchange between the soil and the system of collecting low-potential heat of the heat pump system of the building or structure shows the effectiveness of heat pump systems for the replacement of existing systems of small coal power. Estimates of the spatial distribution of the energy potential of renewable heat in order to determine the areas in which the efficiency of heat pump systems of heat supply is highest.

Ключевые слова: теплоснабжение сельских поселений, низкопотенциальное тепло поверхностных слоев Земли, тепловой насос, система сбора низкопотенциального тепла, коэффициент преобразования (трансформации), теплофизические характеристики почвы.

Key words: heat supply of rural settlements, low-potential heat of the surface layers of the Earth, heat pump, system of collecting low-potential heat, coefficient of transformation (transformation), thermal characteristics of the soil.

Одним из приоритетных направлений повышения экономического потенциала Алтайского края является развитие топливно-энергетического комплекса. До настоящего времени система электроснабжения края дефицитна по мощности и по энергии. В критическом положении находится электроснабжение удаленных от центра населенных пунктов, которое осуществляется по радиальным, физически изношенным линиям. Низкий коэффициент загрузки протяженных на сотни километров линий, при отсутствии надежного резерва, снижает надежность электроснабжения, приводит к повышенным сетевым потерям электроэнергии [1].

Отличительные черты систем производства и потребления топливно-энергетических ресурсов на территории Алтайского края видны при изучении годового топливно-энергетического баланса (рис. 1). Они являются следствием того, что половина населения края проживает в сельской местности, и на Алтае отсутствуют энергоемкие производства.

Предприятия потребляют около 57% ТЭР, население – 43%. Более 40% из потребляемых населением ТЭР приходится на привозной каменный уголь, который сжигается в примитивных бытовых печах. При таком использовании топливо используется неэффективно, кроме того, наносится серьезный экологический ущерб природе.

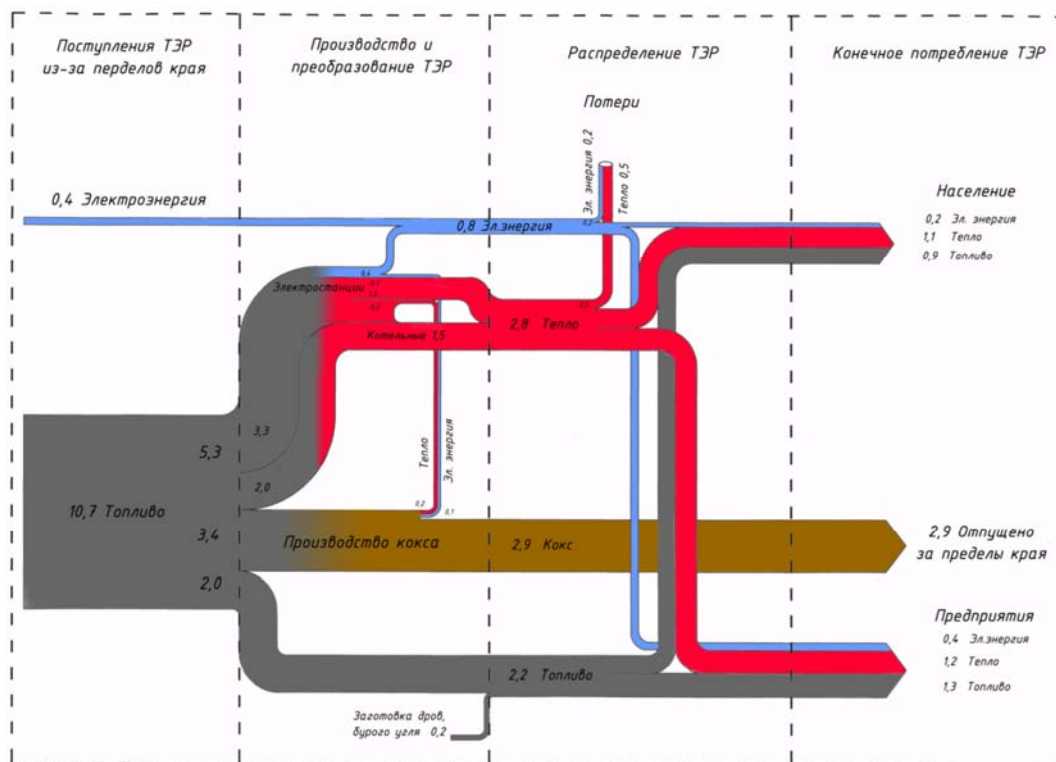


Рис. 1. Годовой топливно-энергетический баланс Алтайского края (млн. т.у.т.)

При отсутствии энергоемких производств большую роль в переводе экономики края на энергосберегающий путь развития имеет энергосбережение в зданиях. Большая часть населения Алтайского края проживает на равнинной территории. Здесь прекрасные пахотные земли, наиболее благоприятные условия для хозяйственной деятельности.

Приповерхностные слои грунта являются неистощимым источником возобновляемого тепла, которое может быть использовано для модернизации систем отопления сельских поселений на основе компрессионных тепловых насосов с грунтовыми теплообменниками [2, 3].

Тепловой баланс земной поверхности и атмосферы, учитывая приток и отдачу тепла для системы Земля – атмосфера, формируется под влиянием солнечной радиации. Основной приток энергии к поверхности Земли обеспечивается солнечным излучением и составляет около 341 Вт/м^2 в среднем по всей поверхности планеты. Внутренние источники тепла (радиоактивный распад, стратификация по плотности) по сравнению с этой цифрой незначительны (около $0,08 \text{ Вт/м}^2$).

Земная поверхность, здания, растительность, поглощая солнечную радиацию, нагреваются и испускают длинноволновое инфракрасное излучение, которое тем больше, чем выше их температура. Атмосфера и облака также испускают длинноволновое излучение, которое, падая на земную поверхность, поглощается и почти компенсирует испускаемое поверхностью длинноволновое излучение. Таким образом, тепловой баланс поверхностных слоев Земли в целом складывается из четырех составляющих:

- 1) радиационный баланс (B) определяется разностью между количеством поглощенной коротковолновой радиации Солнца и длинноволновым эффективным излучением;
- 2) теплообмен в почве, характеризующий процесс теплопередачи между поверхностными и более глубокими слоями почвы (A). Этот тепловой поток зависит от теплофизических характеристик почвы;

- 3) турбулентный теплообмен между земной поверхностью и атмосферой (P). Он определяется количеством тепла, которое подстилающая поверхность получает или отдает атмосфере в зависимости от соотношения между температурами подстилающей поверхности и атмосферы;
- 4) тепло, затрачиваемое на испарение ($Q_p W$), определяется произведением скрытой теплоты парообразования (Q_p) на поток влаги в процессе испарения (W).

Эти составляющие теплового баланса в силу закона сохранения энергии связаны между собою следующим соотношением:

$$A = B - P - Q_p W. \quad (1)$$

Таким образом, температура почвы формируется под воздействием падающей на поверхность солнечной радиации и процессов теплообмена на границе «почва–атмосфера». Сезонные и суточные изменения интенсивности солнечной радиации и температуры наружного воздуха вызывают колебания температуры верхних слоев грунта.

В течение года в слоях почвы, примыкающих к поверхности выше границы «нейтральной зоны», под воздействием потоков тепла, связанных с солнечной радиацией, интенсивно идет процесс теплопереноса. В холодный период года результирующий поток тепла направлен из глубины к поверхности, весной и в первую половину лета, напротив, – от верхних слоев вглубь почвы. Летом на процессы теплопереноса влияет растительный покров (чем он выше и гуще, тем ниже температура), зимой – состояние и мощность снежного покрова, который обладает малой теплопроводностью и поэтому способствует сохранению тепла в почве.

Если исходить из описанных выше механизмов теплопереноса, тепловой поток в поверхностном слое почвы (выше границы «нейтральной зоны») изменяется от величины, соответствующей геотермическому градиенту до величины, определяемой условиями теплообмена на границе «почва – атмосфера».

Величина теплового потока на границе «почва – атмосфера» определяется краевым условием [4, 5]:

$$-\lambda_p \partial T_p / \partial z|_{\text{гр.}} = A/F, \quad (2)$$

где $-\lambda_p$ – коэффициент теплопроводности почвы, Вт/м °С; $T_p(z, t)$ – температура почвы, °С; F – площадь реперного участка, м².

Поглощенная поверхностными слоями почвы энергия приводит к нестационарным процессам теплообмена. Пространственно-временное распределение температуры описывается следующей формулой (температурная волна):

$$T_k(z, t) = \Delta T_k \exp(-z/l_k) \cos(\omega_k t + \varphi_k - z/l_k), \quad (3)$$

где ω – круговая частота, соответствующая годовому периоду колебаний $\omega = \frac{2\pi}{365 \cdot 24 \cdot 3600} = 2,0 \cdot 10^{-7}$ рад/с; $a = \frac{\lambda}{\rho c}$ – коэффициент температуропроводности почвы, м²/с;

коэффициенты $T_0, \Delta T_0$ и φ выбираются из условия наилучшего совпадения значений температуры поверхности почвы, измеренной напочвенным термометром и рассчитанной с помощью формулы $T(t) = T_0 - \Delta T_0 \cos(\omega t + \varphi)$. $l_k = \sqrt{\frac{2a_p}{\omega_k}}$ – характерное расстояние, определяющее пространственное изменение амплитуды и фазы температурной волны, м.

Удельное количество теплоты, запасаемое (отдаваемое) слоем почвы, находящимся на глубине $z_0 \geq 0$, за время, равное половине периода, равно:

$$Q_g = Q(0) = \frac{2\pi b \Delta T_{\text{гpo}}}{\omega}, \text{ Дж/м}^2. \quad (4)$$

где $b = \sqrt{\lambda_p \rho_p c_p \omega / \pi}$ Дж/(м²К) – коэффициент теплоусвоения почвы за половину периода.

Расчеты проведены на основе изложенной выше методики с использованием данных по пространственно-временному распределению температуры почвы на глубинах 0–3,2 м от

поверхности с использованием измерений с помощью вытяжных термометров, результаты которых приведены в [6, 7].

На основе опытных данных 29 метеостанций о среднемесячных температурах на различных глубинах методом наименьших квадратов с использованием величин $\Delta T_{\text{гpo}}$, $\varphi_{\text{гp}l}$ и $T_{\text{гpo}}$ произведены расчеты величин u , L , Q_g , Q_v .

Результаты расчетов представлены на рисунке 2

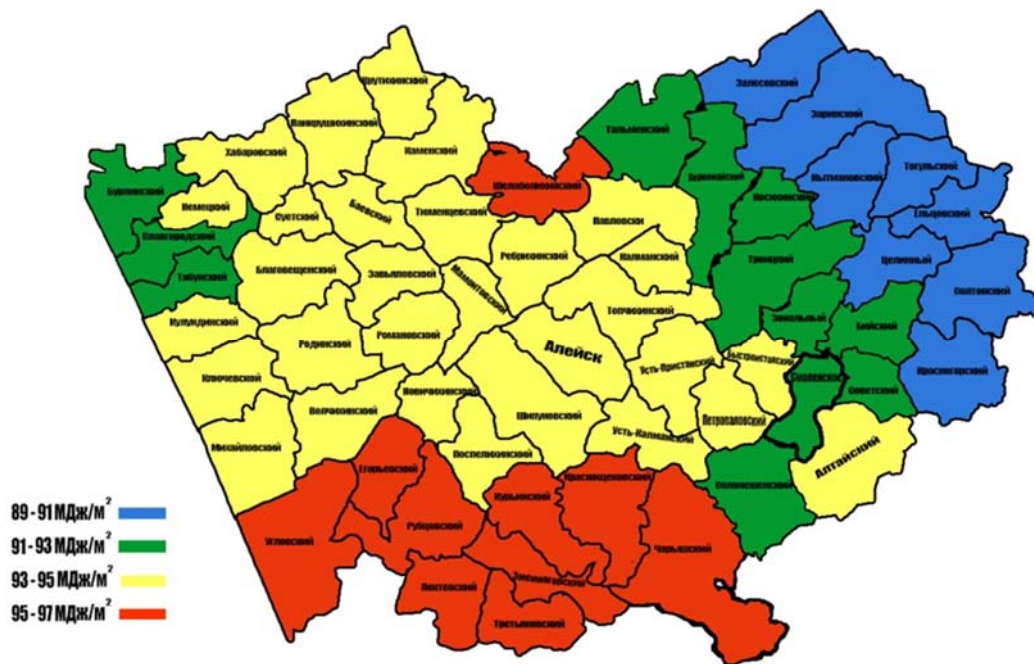


Рисунок 2. Распределение удельного валового потенциала возобновляемого тепла по территории Алтайского края, Мдж/м²

Сравним уровни потребления первичного топлива существующей системы теплоснабжения с модернизированной, использующей теплонасосную систему отопления.

Годовая потребность существующей системы в топливе (примем среднегодовой коэффициент использования топлива, с учетом затрат энергии на доставку и потерь при складировании и транспортировке, равным 30 %):

$$Q_b = \frac{F_q q_h^{reg} D_d}{\eta} = 177604 \text{ МДж} = 6,1 \text{ т у. т.},$$

где q_h^{reg} – удельный расход тепловой энергии на отопление здания, кДж/(м²·°С·сут) или [кДж/(м³·°С·сут)] (на 1 м² отапливаемой площади пола квартир или полезной площади помещений, или на 1 м³ отапливаемого объема); D_d – градусосутки отопительного периода, °С·сут, определяют по формуле: $D_d = (t_{\text{int}} - t_{\text{ht}}) z_{\text{ht}}$. Здесь t_{int} – расчетная средняя температура внутреннего воздуха здания, °С; t_{ht} , z_{ht} – средняя температура наружного воздуха, °С, продолжительность отопительного периода, сут. Для оценки приняты: $q_h^{reg} = 105$ кДж/м² °С сут, $D_d = 6343$ °С сут.

Для работы теплонасосной системы отопления будет затрачена электроэнергия в количестве:

$$E_T = \frac{F_q q_h^{reg} D_d}{K} = 16650 \text{ МДж} = 4625 \text{ кВт ч.}$$

Коэффициент преобразования теплового насоса принимаем $K = 3,5$

Для выработки этого количества электроэнергии на тепловой электростанции необходимо использовать в качестве топлива (с учетом 15% потерь при передаче электроэнергии) $Q_T = 4,625 \times 0,3443 \times 1,15 = 1,8$ т у.т. каменного угля.

При этом значительно повышается и экологическая эффективность использования привозного топлива за счет снижения отрицательного влияния выбросов в атмосферу продуктов сгорания (печное отопление не предусматривает их очистку, а системы теплоэлектростанций улавливают примерно 80 % вредных выбросов).

Выводы

Использование теплонасосной системы отопления снижает потребление угольного топлива, расходуемого на отопление сельских зданий, более чем в 3 раза. Загрязнения окружающей среды уменьшаются на еще более значительную величину, так как при сжигании топлива на ТЭЦ осуществляют очистку продуктов сгорания перед выбросом в атмосферу, а деревенские печи выбрасывают их без очистки и на небольшом расстоянии от поверхности почвы.

При отсутствии возможности подключения к сетям природного газа отопление объектов с использованием парокомпрессионных тепловых насосов с электрическим приводом является наиболее эффективным. Производительность теплонасосной системы автоматически регулируется в зависимости от погодных условий.

Результаты проведенных исследований могут быть использованы при технико-экономическом обосновании и разработке проектов по замещению теплогенерирующих установок, использующих органическое топливо или электронагревательные элементы, тепловыми насосами с грунтовыми теплообменниками.

Комплексная модернизация систем энергоснабжения на основе возобновляемых источников позволит направить часть финансовых потоков, идущих в настоящее время на заготовку привозного угля, на создание новых рабочих мест на территории региона. Эти факторы наряду со снижением техногенных загрязнений, связанных со сжиганием каменного угля, приведут к положительным изменениям в социально-экономической ситуации в регионе.

Список литературы

1. Fedyanin V.Ya., Mesheryakov V.A., Innovation Technologies for Supplying Power to Rural Consumers Situated in the South of Western Siberia // Thermal Engineering. – 2009. – Vol.56, №6. pp. 516–521.
2. Васильев, Г.П. Теплохладоснабжение зданий и сооружений с использованием низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли: монография / Г.П. Васильев. – М.: Издательский дом «Граница», 2006. – 176 с.
3. Федянин, В.Я. Инновационные технологии для повышения эффективности Алтайской энергетики: монография / В.Я. Федянин, В.А. Мещеряков. – Барнаул : Изд-во ААЭП, 2010. – 192 с.
4. Федянин, В.Я. Оценка энергетического потенциала возобновляемого тепла поверхностных слоев грунта в условиях юга Западной Сибири / В.Я. Федянин, Н.Б. Шарипов // Переход к зеленой экономике и устойчивому развитию в Алтайском крае: перспективы, механизмы, ключевые направления: материалы межрегиональной конференции с международным участием. – Барнаул, 2015. – С. 185–196.
5. Федянин, В.Я. Исследование режимов совместной работы теплового насоса с вертикальным грунтовым теплообменником / В.Я. Федянин, М.А. Утемесов, Л.Н. Федин, Д.Л. Горбунов // Теплоэнергетика. – 1997. – №4 – С. 21–23.
6. Справочник по климату СССР. Вып. 20, ч. II: Температура воздуха и почвы. – Л., 1965. – 350 с.
7. Справочник по климату СССР. Вып. 20: Томская, Новосибирская, Кемеровская области, Алтайский край и Горно-Алтайская автономная область. Метеорологические данные за отдельные годы. Ч 1: Солнечная радиация, радиационный баланс и солнечное сияние. Новосибирск, 1977. – 318 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ РИСКА ОТ СТОХАСТИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА ГЕНЕРАЦИИ В ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

THE RESEARCH OF RISK FROM STOCHASTIC CHARACTER GENERATION IN ISOLATED SYSTEMS WITH RENEWABLE SOURCES OF ENERGY

Соснина Е.Н., Шалухо А.В.

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексева,
Нижний Новгород, Россия

Sosnyna E.N., Shalukho A.V.

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Shaluko.Andrey@mail.ru

Статья посвящена исследованию риска от стохастического характера генерации в изолированных системах электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии. Для количественной оценки непостоянства поступления возобновляемой энергии предложен специальный критерий – R . Приведен алгоритм расчета R , основанный на положениях портфельной теории Марковица. Представлен алгоритм выбора возобновляемых источников энергии с учетом R , позволяющий сопоставить экономические показатели проекта с риском от стохастического характера генерации. Приведены результаты расчетов по выбору оптимальных сочетаний ветровых и солнечных энергоустановок с учетом R .

The article is devoted to investigation of the risk from stochastic generation in isolated systems with renewable energy sources. To quantify the inconsistency of renewable energy supply, a special criterion is proposed - R . The algorithm for calculating R , based on Markowitz Portfolio Theory, is developed. The algorithm for choosing renewable energy sources based on R is presented, algorithm allows to compare the economic indicators of the project with the risk from the stochastic character generation. Analysis and optimum compromise selection of wind turbines and photovoltaic panels in considering of operational risk for a power system are given.

Ключевые слова: изолированная система электроснабжения, возобновляемые источники энергии, ветровые энергетические установки, солнечные фотоэлектрические установки, стохастический характер генерации

Keywords: Isolated power supply system, Renewable energy sources, Wind power plants, Solar photovoltaic panels, Stochastic generation

Введение

Развитие малой распределенной энергетики и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является важным направлением энергетической политики России. В первую очередь, это актуально для повышения надежности и эффективности электроснабжения в изолированных от централизованной электрической сети системах. Для расширения ВИЭ требуется, в том числе, минимизация всех типов рисков, которые сопровождают их использование.

В зависимости от стадии жизненного цикла для изолированных систем с ВИЭ можно выделить проектировочные, строительные и эксплуатационные риски. Причинами проектировочных рисков являются неправильный выбор параметров оборудования или выбор нерациональной схемы электроснабжения. Строительные риски, как правило, связаны с человеческим фактором (ошибки персонала при монтаже или пуско-наладочных работах) и экономическими факторами (непредвиденное увеличение стоимости оборудования, строительных и монтажных работ). К эксплуатационным рискам наиболее часто приводят технические неисправности (отказы и поломки оборудования), стихийные бедствия (природные катаклизмы), человеческий фактор (ошибки персонала при обслуживании оборудования).

К группе эксплуатационных рисков можно отнести и основную проблему ВИЭ – стохастический характер поступления во времени возобновляемой (солнечной и ветровой) энергии. Непостоянство генерации ВИЭ, даже при наличии системы накопления

электроэнергии, может привести к нарушению электроснабжения потребителей, экономическому ущербу, снижает уровень надежности и резервирования питания объектов.

Риск от стохастического характера генерации ВИЭ относится к эксплуатационным рискам, но методы для его снижения должны относиться к стадии проектирования. Непостоянство поступления возобновляемой энергии необходимо учитывать при выборе оптимального количества, типа и технических параметров энергоустановок ВИЭ.

Для снижения риска от стохастического характера генерации предложено использовать специальный критерий – R , который позволяет количественно оценить вероятность неполучения потребителями ожидаемой мощности от энергоустановок ВИЭ.

Методы и подходы

Суть предлагаемого подхода заключается в следующем.

Предполагаем, что генерируемая ВИЭ мощность ($P_{ВИЭi}$) является случайной величиной, а мощность нагрузки ($P_{НАГ}$) является постоянной. Случайное изменение величины генерируемой мощности обусловлено погодными факторами – стохастическим изменением скорости ветра и солнечной инсоляции. Мощность нагрузки задается равной минимальному необходимому потребителям значению.

Принимается допущение, что функция генерируемой одной энергоустановкой ВИЭ мощности имеет нормальное распределение с математическим ожиданием $\mu(P_{ВИЭi})$ и стандартным отклонением $\sigma(P_{ВИЭi})$.

Основные положения предложенного подхода иллюстрирует рис. 1.

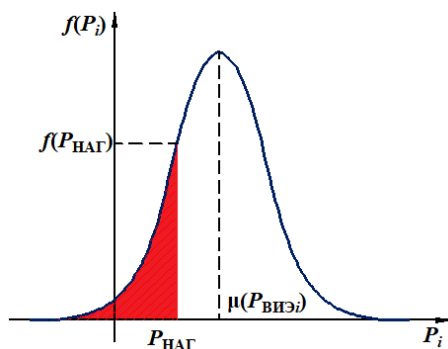


Рис. 1. Нормальное распределение генерируемой ВИЭ мощности

Выделенная площадь соответствует величине R . В этом случае R показывает вероятность наступления события, когда генерируемая энергоустановкой ВИЭ мощность будет меньше минимального значения необходимой потребителям мощности:

$$P_{ВИЭi} < P_{НАГ} . \quad (1)$$

С учетом предложенного подхода для решения задачи нахождения сочетания энергоустановок ВИЭ с минимальным риском от стохастического характера генерации может быть использован математический аппарат портфельной теории Марковица [1, 2]. Применение портфельной теории иллюстрирует рис. 2.

На рис. 2: $P_{ВИЭi}$ – мощность, вырабатываемая одной энергоустановкой ВИЭ i -го типа; $\mu(P_{ВИЭi})$ – математическое ожидание $P_{ВИЭi}$; $\sigma(P_{ВИЭi})$ – стандартное отклонение $P_{ВИЭi}$; $\mu(P_{\Sigma ВИЭ})$ – математическое ожидание вырабатываемой мощности портфеля ВИЭ; $\sigma(P_{\Sigma ВИЭ})$ – стандартное отклонение вырабатываемой мощности портфеля ВИЭ; $P_{НАГ}$ – требуемая мощность потребителей; $\rho(P_{ВИЭij})$ – коэффициент корреляции между генерацией энергоустановок ВИЭ.

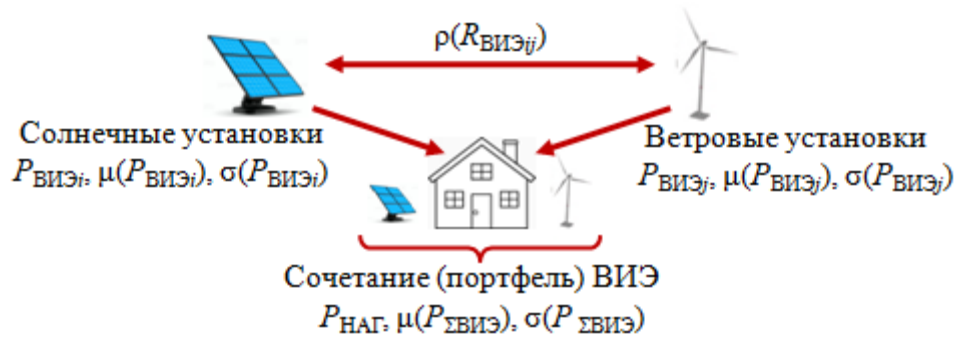


Рис. 2. Применение портфельной теории для нахождения сочетания ВИЭ с минимальным риском от стохастического характера генерации

С учетом положений портфельной теории разработан алгоритм расчета R . Величина R может быть определена по выражению [3]:

$$R = \int_{-\infty}^{P_{НАГ}} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma(P_{ΣВИЭ})} e^{-\frac{(P_{ВИЭi} - \mu(P_{ΣВИЭ}))^2}{2\sigma(P_{ΣВИЭ})^2}} dP, \quad (2)$$

Из выражения следует, что на величину R оказывает влияние коэффициент корреляции между генерацией источников. Можно предположить, чем, более отрицательным будет коэффициент корреляции между генерацией источников, тем меньше будет величина R для системы электроснабжения.

Алгоритм выбора оптимального сочетания энергоустановок ВИЭ

Разработан алгоритм выбора оптимального сочетания энергоустановок ВИЭ с учетом риска от стохастического характера генерации. Блок-схема алгоритма показана на рис. 3.

Расчет начинается с формирования перечня энергоустановок ВИЭ (типов и моделей), которые могут быть использованы в системе электроснабжения. Из выбранных энергоустановок формируются все возможные сочетания (портфели) ВИЭ. Далее проводится анализ портфелей ВИЭ.

Условие №1 предполагает выбор портфелей ВИЭ по суммарной установленной мощности. Выбираются портфели ВИЭ, установленная мощность которых превышает требуемую мощность потребителей.

Условием №2 является выбор портфелей ВИЭ по допустимым удельным затратам на единицу мощности ВИЭ ($C_{МАХ}$). Выбираются портфели ВИЭ, для которых удельные затраты на единицу мощности ($C_{ΣВИЭ}$) не превышают заданного значения. Следует отметить, что в данном условии может быть использован другой экономический критерий.

По условию №3 выбор портфелей ВИЭ осуществляется с учетом величины R . Для каждого из оставшихся портфелей проводится сравнение величин R и $C_{ΣВИЭ}$ и в результате выбирается оптимальное сочетание энергоустановок ВИЭ.

Если хотя бы одно из условий не выполняется ни для одного из сформированных портфелей ВИЭ, то требуется пересмотреть значения $P_{НАГ}$, $C_{МАХ}$ или провести дополнительную оценку целесообразности использования ВИЭ в системе электроснабжения.

Результаты

В качестве объекта для проведения расчетов принята изолированная система электроснабжения поселка. Для электроснабжения потребителей кроме дизельной электростанции предполагается использовать ветроэлектрические установки (ВЭУ) и солнечные фотоэлектрические установки (СФУ). Задача заключается в выборе оптимального

сочетания ВЭУ и СФУ по типу, количеству и единичной мощности с учетом риска от стохастического характера генерации.

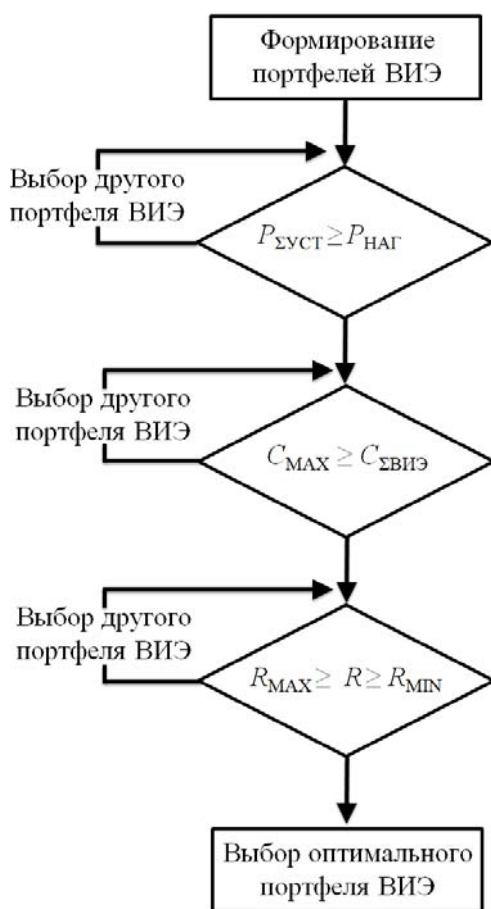


Рис. 3. Алгоритм выбора оптимального сочетания энергоустановок ВИЭ

Согласно разработанному алгоритму для объекта проведены расчеты. Рассматривались 7 моделей ВЭУ и 3 модели СФУ. В расчетах использовались среднесуточная скорость ветра и значения среднесуточного солнечного излучения для территории города Анадырь. Информация о метеоданных получена с сайта NASA Surface meteorology and Solar Energy.

Значения ограничивающих критериев приняты: $P_{\text{НАГ}} = 10$ кВт; $C_{\text{МАХ}} = 3000$ \$/kW; $R = 50\%$;

Сочетание семи моделей ВЭУ и трех моделей СФУ позволили сформировать 360 различных портфелей ВИЭ. Количество энергоустановок в одном портфеле принималось от одной до восьми.

Результаты расчета и выбора оптимальных портфелей ВИЭ иллюстрирует рис. 4.

На рисунке выделена зона оптимальных портфелей ВИЭ (с наименьшими значениями R и $C_{\Sigma \text{ВИЭ}}$). Портфели ВИЭ в этих зонах разделены на три типа: красным цветом показаны портфели, в состав которых входят ВЭУ в количестве более чем 5 единиц; синим цветом отмечены портфели, состоящие только из ВЭУ в количестве не более 4 единиц; оранжевым цветом показаны портфели, состоящие из ВЭУ и СФУ.

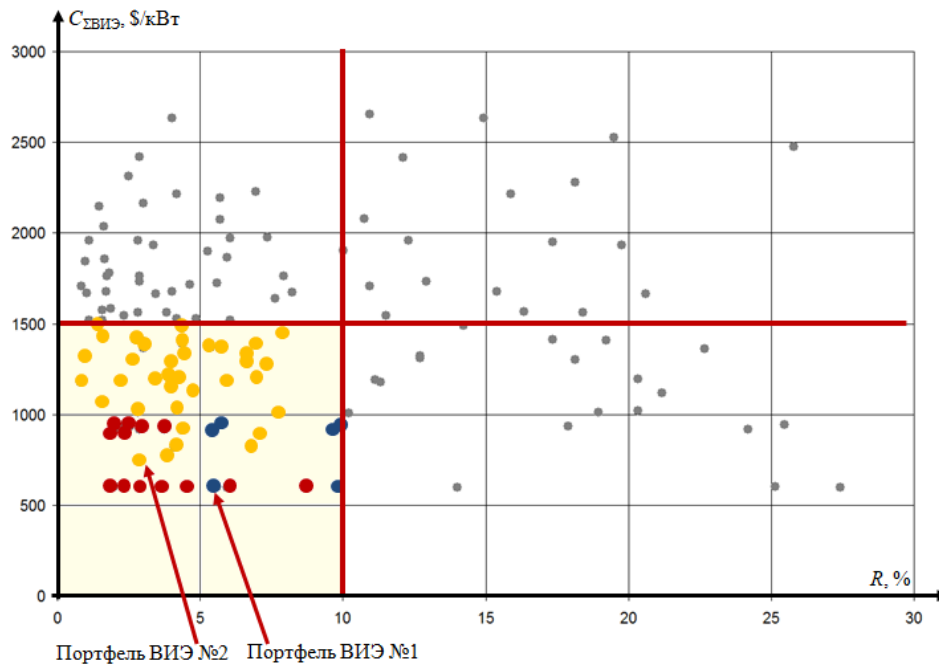


Рис.4. Результаты выбора оптимального сочетания энергоустановок ВИЭ

В качестве оптимальных выделены 2 портфеля ВИЭ:

- портфель № 1: состоит из 4 ВЭУ единичной мощностью 20 кВт, суммарная установленная мощность составляет 80 кВт, величина R равна 5,6%, удельные затраты на единицу мощности 600 \$/кВт;
- портфель №2: состоит из 3 ВЭУ единичной мощностью 20 кВт и СФУ, суммарная установленная мощность составляет 140 кВт, величина R равна 2,81%, удельные затраты на единицу мощности 740 \$/кВт.

Полученные результаты позволяют сказать следующее. Снижение величины R можно обеспечить путем увеличения суммарной установленной мощности ВИЭ, что предполагает увеличение количества энергоустановок, или путем комплексного использования солнечной и ветровой энергии при отрицательной корреляции их поступления. Для системы электроснабжения возможно найти вариант сочетания ВЭУ и СФУ, когда добавление в портфель ВИЭ к ВЭУ еще и СФУ позволит снизить риск от стохастического характера генерации при незначительном увеличении затрат.

Выводы

Для снижения риска от стохастического характера генерации ВИЭ предложено использовать специальный критерий R , позволяющий количественно оценить вероятность неполучения потребителями требуемой мощности.

На основе вероятностного подхода в сочетании с методами портфельной теории разработан алгоритм расчета R и алгоритм нахождения оптимального сочетания энергоустановок ВИЭ с учетом R .

Результаты исследований 360 сочетаний ВИЭ показали, что величина R уменьшается при большей корреляции со знаком «-» между генерацией разнородных энергоустановок ВИЭ.

Предложенный подход может быть использован при проектировании системы электроснабжения с ВИЭ для сравнительного анализа экономических показателей проекта с риском от стохастического характера генерации и определения наилучшего вариант соотношения «затраты – вероятность неполучения мощности».

Благодарности

Работа выполнена в рамках Государственного задания №13.2078.2017/4.6 при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ.

Список литературы

1. H.M. Markowitz, "Portfolio Selection," *Journal of Finance*, Vol. 7, no. 1, pp. 71-91, 1952.
2. H.M. Markowitz, "Foundations of portfolio theory," *Journal of Finance*, pp. 469–477, 1991.
3. E.N. Sosnina and A.V. Shalukho, "The Effective Utilization of Renewable Energy Sources in a Local Power Supply System", *Power Technology and Engineering*, vol. 46, No. 6, pp. 467-470, 2013.

**КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ
ПРИ ГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА
COMPETITIVENESS OF SOLAR BATTERIES IN THE HEAT GENERATION**

Фрид С.Е., Лисицкая Н.В.

Объединенный институт высоких температур РАН, Москва, Россия

Frid S.E., Lisitskaya N.V.

Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

s_frid@oivtran.ru

The paper includes a brief comparative analysis of trends in the development of solar collectors and PV-panels world markets. The statistics of solar collectors and PV-panels use, the classification of PV-controllers are given. The advantages of using PV-panels are described.

Nowadays prices for PV panels are about ten times less and continue to fall. Prices for solar collectors have been stabilized and solar collector market have now stagnation period. Numerical simulation of PV and collector-based solar water heaters showed that area ratio of PV array and collectors with similar heat production is 1,6–2,3 for southern and 1,2–1,6 – for northern regions of Russia. Cost calculations for both systems showed up to 22% less costs for PV-based water heater with close productivity. Cost estimations for parabolic trough heating supply systems was made and showed that PV panels heating supply systems can be competitive with them in the near future.

Ключевые слова: солнечный водонагреватель, фотоэлектрический модуль, солнечная батарея, солнечное теплоснабжение, среднетемпературное тепло, параболический концентратор.

Keywords: solar water heater, PV-panel, PV-battery, solar heat supply, medium-temperature heat, parabolic trough collector

Возможность использования вырабатываемой солнечными батареями электроэнергии для производства тепла долгое время не рассматривалась: солнечные батареи для этого были слишком дороги, и такое их использование считалось нерациональным и экзотическим. Фотоэлектрическая генерация и солнечное теплоснабжение развивались независимо, практически не пересекаясь. Тем не менее, интерес к использованию солнечных батарей для горячего водоснабжения возник уже тогда. В 1994 г. был получен патент [1, 2] на схему фотоэлектрического водонагревателя (ФЭВН), а несколько позже были проведены расчетные и экспериментальные исследования его работоспособности и эффективности.

К 2016 г. общая площадь солнечных коллекторов в мире составила 652 млн м² [3]. С 2000 по 2016 гг. она увеличилась в 7,3 раза, однако годовой объем ввода солнечных коллекторов в эксплуатацию в Европе с 2009 г. падает. С 2014 года сокращается производство солнечных коллекторов в Китае. Поскольку Китай играет в мировом производстве солнечных коллекторов ведущую роль (более 75% производства, более 70% установленных коллекторов), темпы роста мирового рынка солнечных коллекторов упали с 18% в 2011 г. до 6% в 2015 г. и 5% в 2016 г. В то же время, в 2016 г. суммарная установленная мощность фотоэлектрических установок достигла 303 ГВт, выработка – 375 ТВтч [3], что соответствует выработке солнечных тепловых установок, имеющих в 1,5 раза большую установленную мощность. В отличие от рынка солнечных коллекторов темпы роста рынка ФЭМ в последние годы увеличиваются: в 2014 г. они составляли 28%, в 2015 г. – 29%, в 2016 г. – 33% [3].

За последние 10 лет цена фотоэлектрических модулей (ФЭМ) упала примерно в 10 раз [4, 5]. Этот эффект был достигнут преимущественно за счет организационно-финансовых мер, так что имеются перспективы дальнейшего снижения цены. Приблизительно к 2012 г. нижняя граница стоимости ФЭМ опустилась ниже 0,4 долл. за пиковый ватт, и экономические оценки стали благоприятными для ФЭВН, что заставило вновь обратить внимание на такое использование электричества, полученного от солнечных батарей. В некоторых публикациях [6] даже декларировалась «смерть» тепловой солнечной энергетики.

В России солнечные водонагревательные установки широкого распространения не получили. По разным оценкам суммарная площадь действующих солнечных коллекторов в стране составляет порядка 30–60 тыс. м². Отечественное производство солнечных коллекторов сосредоточено в основном на двух предприятиях, выпускающих приблизительно по 2000 м² солнечных коллекторов в год. Централизованная регулярная государственная поддержка развития рынка солнечного теплоснабжения в России отсутствует, некоторые объекты создаются при поддержке местных органов власти. В отличие от солнечного теплоснабжения фотоэлектрическая генерация в России государством поддерживается. Общий объем производства ФЭМ составляет около 300 МВт/год, что в отличие от солнечных коллекторов на мировом уровне заметно. Характерная минимальная цена ФЭМ в России составляет примерно 1 долл. за пиковый ватт, что соответствует оценке уровня конкурентоспособности в [2].

По сравнению с традиционными солнечными водонагревательными установками ФЭВН обладают определенными преимуществами, частично сформулированными в [7]:

1. Удобство работы с электрическими нагревателями вместо гидравлических схем.

2. При снижении температуры окружающего воздуха эффективность ФЭВН не падает, а растёт, что существенно для установок, работающих в умеренных и высоких широтах (в частности, в России), особенно в зимнее время.

3. Эффективность нагрева воды электронагревателем практически не зависит от температуры воды. Это позволяет использовать бак меньшего объёма, аккумулируя горячую воду при более высокой температуре, чем у традиционной СВУ.

4. Фотоэлектрические модули и электронагреватель менее инерционны, чем солнечные коллекторы и трубопроводы солнечного контура.

5. Возможность работы вместе с солнечным электрогенератором в составе когенерационной установки. Выработка тепла дополнительно к электроэнергии фотоэлектрической установкой позволяет не отдавать электроэнергию в сеть, а использовать дополнительно к аккумулятору электроэнергии аккумулятор тепла.

6. Генерируемую энергию можно легко измерить, что существенно при её продаже.

В состав фотоэлектрического водонагревателя входят солнечные батареи, контроллер и бак-аккумулятор с электронагревателями. Уникальным из них является только контроллер. Как правило, он обеспечивает работу солнечных батарей в точке максимальной мощности (maximum power point tracking, MPPT) при постоянной нагрузке. Такие контроллеры в настоящее время выпускаются рядом компаний, и их можно разделить на две группы.

В первую группу входят автономные контроллеры ФЭВН. Наиболее просты они при использовании электронагревателя постоянного тока. По данным [10] имеется 3 модели контроллеров для водонагревателей с электронагревателями постоянного тока. Все они выполнены с интегрированным электронагревателем и устанавливаются непосредственно на бак-аккумулятор. Солнечные батареи подключаются к контроллеру напрямую. Малые объёмы выпуска и поставки определяют высокую цену контроллеров (1–3 тыс. евро).

Вторую группу составляют компоненты систем управления энергопотреблением. Основная цель таких контроллеров – не допустить отдачу избытка энергии в сеть. Они представляют собой дополнительные устройства, работающие вместе с контроллерами солнечных батарей. Среди представленных в [10] таких контроллеров большинство. Часть из них к электросети не подключаются, но контроллер солнечных батарей в себе не содержат.

Промежуточное положение между этими группами занимают контроллеры Solar Kerberos чешской компании UNITES Systems a.s. Компания выпускает контроллеры, позволяющие подогревать воду в двух баках или подключить нагрузку постоянного тока, а через дополнительный инвертор – ещё и нагрузку переменного тока. Устройства Solar Kerberos содержат встроенный MPPT-контроллер и выдают на выходе постоянный ток.

На зарубежных рынках ФЭВН вполне конкурентоспособны в сравнении с традиционными СВУ, что подтверждают не только расчетные оценки, но и наличие серийно выпускаемого для

создания таких установок оборудования. Экономическую перспективность индивидуальных фотоэлектрических водонагревателей в России можно оценить по прайс-листам розничных поставщиков гелиотехнического оборудования и результатам моделирования работы водонагревателя. В качестве примера рассматривался вариант комплектной индивидуальной водонагревательной установки с двумя вакуумированными солнечными коллекторами (20 трубок, апертурная площадь – 2,09 м²) и баком-аккумулятором емкостью 300 л. В сравниваемом варианте ФЭВН рассматривались мультикристаллические ФЭМ пиковой мощностью 255 Вт (площадь – 1,62 м², паспортный КПД – 15,7%) и бак емкостью 150 л. Работа водонагревателей моделировалась в климатических условиях Владивостока, Астрахани, Москвы, Якутска и Оймякона.

Сравнение вариантов водонагревателей выполнялось по годовой доле покрытия нагрузки за счет использования солнечного излучения, представляющей собой отношение годовой теплопроизводительности установки к тепловой нагрузке потребителя за тот же период. Последняя определялась как количество тепла, необходимое для нагрева воды от температуры водопровода до требуемых потребителю 40°C.

По результатам моделирования соотношение площадей фотоэлектрических батарей и солнечных коллекторов для получения сравнимой производительности водонагревателей составило для южных регионов России 1,6–2,3, для северных – 1,2–1,6.

Выполненное моделирование позволило оценить стоимость ФЭВН и сравнить его по этому показателю с традиционной СВУ. Оценки делались, как указано выше, по прайс-листам розничных поставщиков гелиотехнического оборудования. Хотя таких поставщиков довольно много, но одновременно поставкой оборудования для традиционных СВУ и фотоэлектрических модулей занимается лишь небольшая их часть. В качестве характерных поставщиков были выбраны работающее на рынке с 2002 г. одно из ведущих российских предприятий – розничных поставщиков гелиотехнического оборудования – ООО «Ваш Солнечный Дом» и одно из предприятий – производителей солнечных коллекторов, одновременно поставляющее комплектные СВУ, оборудование для них, ФЭМ и контроллеры – ООО «Новый полюс». По прайс-листу ООО «Ваш Солнечный Дом» комплект фотоэлектрического водонагревателя получился на 5% дешевле СВУ, по прайс-листу ООО «Новый полюс» – на 35% дороже.

Существенную роль в цене ФЭВН играет высокая цена контроллера (60–70 тыс. р.). Можно попытаться отказаться от него, при этом фотоэлектрические батареи будут работать на электронагреватель постоянного сопротивления. Такая система также была промоделирована. При сопротивлении электронагревателя, равном сопротивлению нагрузки в точке максимальной мощности в условиях испытаний ФЭМ, годовая выработка тепла составила от половины до трёх четвертей выработки ФЭВН с МРРТ-контроллером. При использовании электронагревателя с вдвое большим сопротивлением выработка возросла до 75–90% выработки ФЭВН с МРРТ-контроллером. В последнем случае ФЭВН получилась на 22% дешевле традиционной СВУ по прайс-листам ООО «Ваш Солнечный Дом» и равной с ней стоимости по прайс-листу ООО «Новый полюс».

Долгое время основным двигателем рынка солнечных коллекторов являлось развитие малоэтажного домостроения, и индивидуальные водонагреватели составляли абсолютное большинство СВУ. В последние годы тенденции изменились: растет количество крупных систем централизованного солнечного теплоснабжения (в России таких систем большинство). Установок с площадью солнечных коллекторов более чем 500 м² в мире насчитывается 300, суммарная площадь коллекторов в них составляет 1648 тыс. м² [3]. На начало 2017 г. в мире также действовали 50 солнечных установок, производящих тепло для промышленных нужд (416 тыс. м² солнечных коллекторов). Среди последних 12% составляют системы с оптическими концентраторами [3], предназначенные для получения среднетемпературного (250–550°C) тепла. Такие установки (особенно с параболоцилиндрическими концентраторами и линейными зеркалами Френеля) считаются перспективными и в крупных системах

теплоснабжения, их исследованию и разработке посвящено множество работ. Оценить конкурентоспособность фотоэлектрических нагревателей с такими установками довольно сложно из-за неопределенности цен на оборудование. Коллекторы с параболоцилиндрическими концентраторами и линейными зеркалами Френеля производятся небольшими сериями под проекты конкретных установок. По данным [3] в 2016 г. в мире имелась 41 такая установка, а суммарная площадь солнечных коллекторов в них составляла чуть более 20 тыс. м².

Оценить конкурентоспособность фотоэлектрических нагревателей среднетемпературного сектора можно, воспользовавшись данными [5, 9] по показателям фотоэлектрических электростанций и показателям тепловых солнечных электростанций с параболоцилиндрическими концентраторами. Для обоих типов систем определяющими в стоимости энергии являются капитальные затраты, составившие в среднем в 2015 г. по данным [9] 5,5 тыс. долл. за установленный киловатт станции с параболоцилиндрическим концентратором и 1,8 тыс. долл. – за киловатт фотоэлектрической станции. Если вычесть из 5,5 тыс. примерно тысячу долларов за киловатт стоимости электрогенерирующего оборудования и умножить на характерное значение КПД преобразования тепла в электричество (35%), чтобы привести капитальные затраты к киловатту тепловой мощности, то получим 1,6 тыс. долл., что несколько меньше, чем для фотоэлектрической установки. Перспективные величины капитальных вложений на 2025 г. по [9] составляют 3,7 тыс. долл. для станций с параболоцилиндрическими концентраторами и 0,79 тыс. долл. – для фотоэлектрических станций. В этом случае капитальные вложения в установку теплоснабжения с параболоцилиндрическими концентраторами получаются около 0,95 тыс. долл., что уже больше, чем у фотоэлектрической станции.

Таким образом, в индивидуальных установках горячего водоснабжения фотоэлектрические водонагреватели конкурентоспособны с традиционными СВУ уже сегодня, а при производстве среднетемпературного тепла могут стать конкурентоспособными с системами с параболоцилиндрическими концентраторами в ближайшем будущем.

Работа выполнена в рамках Государственного задания ОИВТ РАН на 2018 г. при частичной поддержке РФФИ (грант № 17-08-00670).

Литература

1. *Fanney A.H., Dougherty B.P.* United States Patent No. 5293447. Photovoltaic solar water heating system – 1994.
2. *Fanney A.H., Dougherty B.P.* A Photovoltaic Solar Water Heating System // *Trans. ASME. J. Solar Energy Eng.* 1997. V. 119. No. 5. P. 126-133 (doi:10.1115/1.2887891)
3. *Weiss W., Spörk-Dür M., Mautnier F.* Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2016. Detailed Market Figures 2015. 2017 edition. – <http://www.iea-shc.org/data/sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2017.pdf> (2017).
4. No surprises in latest solar bankruptcy // *Green Chip Stocks.* 2012. No. 2. – <http://www.greenchipstocks.com/articles/solar-bankruptcy-expected/2023>.
5. IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2017. – IRENA. 2018. (ISBN 978-92-9260-040-2).
6. *Holladay M.* Solar Thermal Is Really, Really Dead // <http://www.greenbuildingadvisor.com/blogs/dept/musings/solar-thermal-really-really-dead> (2014).
7. *Morris G.* Heating water, not as simple as it used to be // *Solar Progress.* 2014. No. 2. P. 30-32.
8. *Meyer J.-P.* Heating with PV. Economics of Electric Heating. A question of priorities // *Sun & Wind Energy.* 2015. No. 2. P. 48-53.
9. IRENA. The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. – IRENA. 2016. (ISBN 978-92-95111-97-4).

ЭНЕРГЕТИКА КАМЧАТСКОГО КРАЯ: ВОЗМОЖНЫЕ СЦЕНАРИИ KAMCHATKA REGION POWER SYSTEM: POSSIBLE SCENARIOS

Шкрадюк И.Э.

Центр охраны дикой природы, г. Москва

Shkradyuk I.

Biodiversity Conservation Center, Moscow

igor.shkradyuk@gmail.com

Энергетика Камчатки отличается высокими затратами на тепловую и электрическую энергию. В статье рассмотрены варианты энергетической стратегии края и основные риски. Ключевыми рисками для использования местных ископаемых и возобновляемых энергоресурсов являются геологические. Существенны также экологические и коммерческие риски. Поэтому развитие региональной энергетики требует использования разных возобновляемых источников энергии и других местных энергоресурсов, а также привозного СПГ.

Ключевые слова: региональная энергетическая стратегия, Камчатка, риски сценариев развития

Keywords: regional energy strategy, Kamchatka, risks of choices, energy mix

Энергосистема Камчатки изолирована от ОЭС Дальнего Востока, функционирует в сложных природно-климатических условиях (сейсмичность территории, ветровые нагрузки, циклоны и пр.), отличается высокой стоимостью привозного топлива, сложной транспортной доступностью и как следствие - высокими тарифами на тепловую и электрическую энергию. В конце 20 века мазут и солярка с материка составляли 96% потребляемых энергоресурсов, что составляло одну треть объема всех ввозимых на полуостров грузов [1].

Правительство СССР вполне осознавало недостатки политики энергоснабжения Камчатки, основанной на ввозе ископаемого топлива. Поэтому рассматривались разные варианты: геотермальная электростанция, ГЭС, АЭС, ТЭЦ [1]. Однако фактическая энергетическая стратегия Камчатки и в советское, и в постсоветское время отличалась непоследовательностью. Реализовывались типовые решения (электростанции и котельные преимущественно на привозном мазуте, частично на привозном и местном угле), в то время как решения, требующие учета местных условий и ресурсов, неоднократно то входили в моду, то отменялись.

Целью работ является идентификация рисков основных сценариев развития электроэнергетики Камчатки.

Краевые власти по-прежнему ориентируются на крупные энергетические стройки, требующие централизованных инвестиций. Прекращение финансирования этих строек (вследствие вынужденных решений, принимаемых в Москве) приводило к нерациональному расходованию огромных средств.

В начале 21 века сложился диверсифицированный вариант развития энергетики Камчатки, опирающийся на три направления: геотермальная и гидроэнергетика, газификация тепловой энергетики. Проблемы каждого из этих направлений вызваны, прежде всего, сложными и недостаточно изученными геологическими и природными условиями Камчатки.

Наибольшие надежды возлагались на снабжение Центрального энергетического узла (ЦЭУ) природным газом, в 2010 году вступил в строй транскамчатский газопровод. Но реализовался геологический риск. Вместо ожидавшихся 750 млн. м³ в год добыча газа составила 400 млн. м³, что влечет убытки для ПАО "Газпром" и необходимость бюджетного субсидирования завоза топлива на полуостров. Переоценка запасов газа с сторону уменьшения требует принятия стратегических решения по энергоснабжению центрального энергетического узла после 2025 года.

Одним из сценариев является дополнение местного газа привозным сжиженным. ПАО «Новатэк» планирует построить на Камчатке терминал на 20 миллионов тонн для хранения сжиженного газа. Танкерами ледового класса топливо будет доставляться от завода по

сжижению газа на полуострове Ямал в терминал на Камчатке. Затем обычные танкеры будут загружать газ из хранилища и доставлять покупателям в Азии [6].

Место для строительства выбрано в бухте Бечевинской (80 км от Петропавловска-Камчатского по прямой), что потребует решить задачу транспортировки газа в Петропавловск [7]. Цена газа еще не определена.

Стоимость проекта до 1,5 млрд. руб. В 2017 году НОВАТЭК заявляла, что строительство терминала будет завершено в 2022-2023 годах. В 2018 году, что работы по строительству терминала планируется завершить не ранее, чем в 2022-2023 годах [8]. Задержка реализации проекта приведет к дополнительным затратам на завоз топлива на полуостров.

Использование геотермальной энергии для теплоснабжения требует обширных геологических изысканий. Ближайшие перспективы геотермальной энергетики, в том числе теплоснабжение Петропавловска зависит от результатов изысканий, проводимых на склонах Авачинской группы вулканов.

Опыт Паужетской и Мутновских геотермальных электростанций показал возможность устойчивой длительной работы с приемлемыми затратами. Сравнительный анализ себестоимости электроэнергии, произведённой тепловыми электростанциями и электростанциями, использующими возобновляемые источники энергии, показывает, что себестоимость производства электроэнергии на газовых ТЭЦ вдвое выше себестоимости электроэнергии, произведённой на Мутновских ГеоЭС.

Недостатком геотермальной энергетики является низкая маневренность. При этом особенностью электропотребления полуострова является высокая доля потребления непромышленным сектором (53%), высокая суточные и сезонные колебания. Поэтому энергетики Камчатки сочли размещения плавучей атомной электростанции (ПАТЭС) нецелесообразным, что нашло отражение в Программе социально-экономического развития Камчатского края на 2009-2013 гг. и на период до 2025 года.

Наибольшей маневренностью обладает гидроэнергетика. В 1992-2011 годах были построены мГЭС на реке Быстрая (1,7 МВт) и каскад из трех ГЭС на реке Толмачева.

При строительстве Толмачевских ГЭС проявился существенный для Камчатки гидрогеологический риск: просачивание воды в обход плотины по подземным трещинам. В результате при проектной мощности трех ГЭС 45,4 мегаватт фактическая (располагаемая) мощность оказалась вдвое меньше – 23,8 МВт. Фактическая среднегодовая выработка электроэнергии (61-66 млн. кВтч) составила лишь 41% от проектной, всего около 4% от энергопотребления энергоузла. Гидроэнергия Толмачевских ГЭС (работающих в пиковом режиме) в среднем на 70% дороже геотермальной от Мутновских ГеоЭС (работающих в базовом режиме) [3].

Последние годы широко обсуждался проект каскада трех Жупановских ГЭС установленной мощностью 270, 90 и 45 МВт. По экономическим причинам верхнюю ГЭС каскада впоследствии исключили из рассмотрения.

Важность камчатских рек как мест нереста ценной красной рыбы вызвало широкий протест против планов строительства ГЭС. Кроме того, геоморфологические условия Камчатки неблагоприятны для большой гидроэнергетики [2].

Согласно расчетам, приведенным в обосновании инвестиций [4], затраты на две Жупановских ГЭС в текущих ценах с учетом инфляции за 11 лет строительства составили бы 131,8 млрд. руб. или \$6 за ватт установленной мощности. Ключевыми рисками являются недостижение проектной выработки из-за очень сложных гидрогеологических условий и задержка строительства.

За 11 лет строительства каскада ГЭС технологии и цены в энергетике существенно изменятся. За прошедшие 8 лет стоимость солнечных электростанций упала в семь раз и продолжает снижаться. В условиях конкуренции с будущими солнечными станциями ГЭС рискует не окупиться.

В этих условиях повышение маневренности газовых ТЭЦ потребует их модернизации либо строительства новых.

На полуострове разными компаниями установлены несколько ветроустановок. При этом тариф ветрогенерации ПАО «Передвижная энергетика» (является дочерним обществом РАО «ЕЭС Востока», в свою очередь дочернего общества ПАО «Русгидро») вчетверо выше тарифа ЗАО «Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова». Лоббирование затратных решений сильно замедляет распространение ветровой энергетики.

Быстрое снижение цен солнечных панелей и накопленный в Якутии опыт позволяет уже сейчас строить солнечно-дизельные электростанции. Наиболее выгодны солнечные панели в удаленном Пенжинском районе, где солнце светит более 2000 часов в году.

При этом на Западном побережье Камчатки еще есть огромное количество газа. Только этот газ совсем другой. Он растворен в угольных пластах.

Ресурсы газа в Западно-Камчатском метаноугольном бассейне оценены в 77,8 млрд. кубических метров, две трети которых находятся на глубине от 200 до 600 метров [9]. На квадратный километр угленосной площади приходится в среднем 110 миллионов кубических метров метана. На полуострове есть еще Пенжинский и Олюторский метаноугольные бассейны с ресурсами 31 и 19 млрд. м³ газа соответственно. При бурении на углеметан процент успеха выше, чем на традиционный газ. Себестоимость добычи составляет 3-30 руб./м³ в зависимости от геологических условий. То есть главный риск при локальной добыче угольного метана – геологический.

Даже при низком качестве угля в пласте угольный метан содержит очень мало серы и тяжелых углеводородов. Его можно подавать без дополнительной очистки как в электростанцию, так и в бытовой газовый котел. Метан угольных пластов – вариант локального энергоснабжения как в качестве единственного топлива, так и в сочетании с ветросолнечной энергией.

Здесь уместно привести слова председателя Правительства РФ Д.А. Медведева: «О том, насколько меняется глобальная картина, можно судить на примере чувствительной для нас энергетической отрасли.... Обнаружился и еще один важный тренд: некоторые известные энергетические компании стали пересматривать свою стратегию, предпочитая создавать относительно небольшие мощности — более дешевые и гибкие с точки зрения рынка. Крупные и дорогие объекты энергетики сооружаются много лет, окупаются десятилетиями: за это время могут кардинально измениться спрос, цены на энергию и политика государства, где идет строительство. Раньше все эти параметры выглядели стабильнее, теперь же горизонт планирования и прогноза гораздо короче: как говорят стратеги энергетики, «мир стал быстрее» [5].

Еще в октябре 2015 года в адрес Губернатора края В.И. Илюхина поступила рекомендация Президента Российской Федерации от 27.09.2015 № Пр-1968 Правительству Камчатского края о проработке альтернативных вариантов энергообеспечения региона в рамках мероприятий по корректировке схемы и программ развития электроэнергетики Камчатского края. Рекомендация содержит, в том числе, выводы Минэнерго России и Аппарата полномочного представителя Президента Российской Федерации в Дальневосточном федеральном округе относительно нецелесообразности строительства каскада Жупановских ГЭС в связи с отсутствием заключения экологической экспертизы проекта, высокой стоимостью строительства и риском существенного роста тарифов для потребителей.

Поэтому дальнейшее развитие региональной энергетики зависит от эффективного совместного использования разных возобновляемых источников энергии и других местных энергоресурсов (energy mix). Удельный вес каждого из этих направлений будет зависеть от множества технических, экономических, политических и социальных факторов.

Работа выполнена при поддержке фонда "Экодело".

References

1. Yudayev N.M.. Ekonomicheskaya effektivnost perevoda proizvodstva elektricheskoy energii na regionalnyye toplivno-energeticheskiye resursy (na primere Kamchatskoy oblasti). Dissertatsiya na soiskaniye uchenoy stepeni kandidata ekonomicheskikh nauk. Dalnevostochnaya Akademiya Gos. sluzhby. g. Khabarovsk, 2007, 184 c. (in Russ).
2. I.E. Shkradyuk. Kamchatka Region Power System. // Journal for Alternative Energy and Ecology. – 2016, №01-02 (189-190), p. 59-63. doi: 10.15518/isjaee.2016.01-02.006 (in Russ).
3. I.E. Shkradyuk. Comparative environment and economic assessment of options of Kamchatka Region energy supply. // Report WWF, 2015, 128 p. (in Russ).
4. OAO «Lengidroproekt», Deklaraciâ o namereniâh stroitel'stva kaskada GÈS na r. Zhupanova, poluostrov Kamchatka, Kamchatskij kraj», 2013, V.1,2. (in Russ)
5. Dmitry Medvedev. "A New Reality: Russia and Global Challenges" // Voprosy Ekonomiki. – 2015, № 10, pp. 5-29 (in Russ).
6. Vlasti Kamchatki planiruyut priobretat u «Novateka» szhizhenyy gaz. <https://www.kam24.ru/news/main/20171212/54708.html#sthash.mgJSbSsT.dpuf> (27.05.2018) (in Russ).
7. «Novatek» vybral mesto na Kamchatke dlya stroitelstva khranilishcha szhizhennogo gaza. <https://www.kam24.ru/news/main/20180518/59494.html> (27.05.2018) (in Russ).
8. <https://www.kamgov.ru/news/kompania-novatek-planiruet-vlozit-v-stroitelstvo-morskogo-terminala-po-peregruzke-spg-na-kamcatke-do-15-mlrd-dollarov-14494> (27.05.2018) (in Russ).
9. A.I. Gresov, A.I. Obzhirov, A.V. Yatsuk, R.B. Shakirov. Geotectonic aspects of coal-gas basins formation in North-East of Russia. // VESTNIK KRAUNTs. NAUKI O ZEMLE. - 2015, № 3 (27), pp. 58-69 (in Russ).

НЕОБХОДИМОСТЬ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА К РАЗВИТИЮ ТРАДИЦИОННОЙ И ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

THE DEVELOPMENT OF TRADITIONAL AND RENEWABLE ENERGY: THE NEED FOR A SYSTEM APPROACH

Дильман М.Д.^{1,2}

1: Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

2: Национальный исследовательский университет "Высшая школа экономики", Москва, Россия

inei1985@mail.ru

Зарубежные страны, активно развивающие возобновляемую энергетику, в последние годы столкнулись с рядом предсказуемых негативных системных эффектов. Дана характеристика влияния стохастического характера работы возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и их возможной избыточной выработки на режимы энергосистемы для условий России. Показано, что крупномасштабное внедрение ветровых и солнечных электростанций снижает эффективность работы традиционных тепловых электростанций. Делается вывод о необходимости системного подхода к внедрению ВИЭ в энергетику страны, учитывающего интересы всех ее сегментов, включая потребителей.

Доклад подготовлен по результатам проекта, выполненного при финансовой поддержке Министерства образования и науки России (уникальный идентификатор проекта RFMEFI60117X0014).

Countries, actively developing renewable energy, in recent years have faced a number of predictable negative system effects. The influence of the stochastic nature of the operation of renewable energy sources (RES) and their possible excessive generation on the energy system regimes for the conditions of Russia are characterized. It is shown that large-scale introduction of wind and solar power stations reduces the efficiency of traditional thermal power plants. The conclusion is made about the need for a system approach to the implementation of RES in the energy sector of Russia, taking into account the interests of all its segments and stakeholders, including consumers.

The paper is prepared on the base of the project funded by the Ministry of Education and Science of Russian Federation (project identifier RFMEFI60117X0014).

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, тепловые электростанции, парогазовые установки, маневренные энергетические установки, системный подход

Key words: renewable energy sources, thermal power plants, combined cycle gas turbine plants, flexible power plants, system approach

Внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире ежегодно бьет собственные рекорды. За последние 10 лет в мире мощность солнечных электростанций (СЭС) на базе фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) увеличилась в 44 раза и превысила 402 ГВт. Выработка электроэнергии возросла в 40 раз и дошла, по оценкам МЭА, почти до 500 ТВт·ч/год. Установленная мощность ветряных энергоустановок (ВЭУ), наземных и морских, увеличилась в 5,7 раза; в аналогичной пропорции возросла выработка электроэнергии, превысив, по оценкам МЭА, 1050 ТВт·ч/год.

"Эффект тиража" определяет динамику изменения стоимости ВИЭ. По данным Национальной лаборатории по изучению возобновляемой энергии (NREL) в США за последние 7 лет удельные капиталовложения в электрическую мощность ФЭП снизились в 2,6-4,9 раз и к настоящему времени приблизились к значениям 1 тыс. долл./кВт для СЭС большой мощности (100 МВт) до 2,8 тыс. долл./кВт для крышных модульных систем, устанавливаемых на уровне домохозяйств (5,7 кВт). Снижение удельной стоимости ФЭП происходит по ряду причин, в числе которых - научный прогресс в части повышения их эффективности и технологический прогресс их производства. Удельная стоимость ветровых турбин также имеет тенденцию к снижению (на 18-36% за 2008-2016 гг., по данным IRENA). Значительный прогресс достигнут в стоимости электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ. Международная финансовая компания Lazard показывает 64%-е снижение бездотационных LCOE за последние 7 лет (до значения 3-6 центов/кВт·ч), а также конкурентные преимущества

ВЭУ по этому показателю, начиная с 2011 г., перед атомной и угольной генерацией и равную экономичность с парогазовыми установками (ПГУ).

Широкое внедрение ВИЭ в мире оказывает влияние на планы энергокомпаний, осваивающих этот сегмент рынка в России. Несмотря на малую долю солнечных и ветряных электростанций в электроэнергетике России в настоящее время - менее 0,3% по мощности и менее 0,1% в выработке - перспективы электроэнергетики напрямую связаны с развитием ВИЭ. Согласно распоряжению Правительства РФ от 28.02.2017 N 354-р целевой показатель накопленной установленной мощности ВЭУ 3,35 ГВт, ФЭП 1,76 ГВт. Эксперты ГК «Росатом», которая в 2018 г. выходит на рынок ветроэнергетики, оценивают возможности внедрения ВЭУ в России еще выше - 3,6 ГВт до 2024 г. [1]. Учитывая специфику российской энергетики - большие запасы ископаемых топлив, большой вклад атомной энергетики в энергетический баланс и высокие компетенции в этой области, централизованную электрогенерацию от блоков большой мощности, централизованное теплоснабжение от ТЭЦ, активный процесс модернизации тепловых электростанций (ТЭС) с использованием ПГУ, развитая Единая энергетическая система - необходимо иметь представление о взаимном влиянии энергетических технологий на обозримую и отдаленную перспективу.

Зарубежные страны, активно развивающие ВИЭ, в последние 5-10 лет столкнулись с рядом предсказуемых негативных системных эффектов. При благоприятных для ВИЭ внешних условиях возникает избыточная генерация, которая отрицательно сказывается на режимах энергосистем.

В 2013 г. Калифорнийский независимый системный оператор (CAISO) опубликовал диаграмму, плучившую название "Duck Curve" [2] (рисунок 1). "Калифорнийская утка", образуемая при наращивании мощностей ФЭП, показывает, как эффективная поначалу бестопливная генерация, покрывающая летние пики, связанные с кондиционированием воздуха, трансформирует график загрузки традиционных электростанций. Дневной минимум нагрузки с каждым годом опускается всё ниже, при этом для покрытия вечернего максимума станциям надо быстро, за 3 ч, увеличить мощность на 13 ГВт. Прогноз CAISO оправдался с опережением предсказанных сроков. Уже в 2016 г. зафиксирован летний минимум, на 300 МВт более глубокий, чем прогноз для 2020 г.; стал реальностью и вечерний рост нагрузки около 11 ГВт за 3 ч.

Трансформация графика нагрузки электростанций при масштабном внедрении ФЭП в России будет происходить аналогичным образом. На рисунке 2 показано изменение спроса на электрическую мощность в ОЭС Юга для летнего дня при массовом внедрении СЭС. При мощности СЭС, обеспечивающей 3-4%-ый вклад в годовую генерацию, базовая нагрузка, определяемая летним ночным минимумом, остается неизменной, но уже при 10% базовая нагрузка снизится с 43% до 23%, в числе которых значительную долю (по среднемесячным значениям - 9%) занимают АЭС.

Массовое внедрение ВЭУ и увеличение доли ветрогенерации в энергобалансе также создает определенные проблемы и ставит новые задачи для энергетики. К их числу относится отставание развития инфраструктуры передачи электроэнергии, перегрузка ЛЭП, необходимость перенаправлять электроэнергию через соседние страны, ограничения (вплоть до отключений) со стороны системы управления в связи с большими объемами вырабатываемой электроэнергии.

Мировым лидером по установленной мощности ветрогенераторов на душу населения является Дания. Общая мощность наземных и морских ВЭУ в Дании составляет 5,3 ГВт. В 2017 г. ветроэнергетика обеспечила 43,6% электроэнергии Дании (14,7 ТВт·ч) [3]. К 2020 г. доля выработки должна вырасти до 50%.

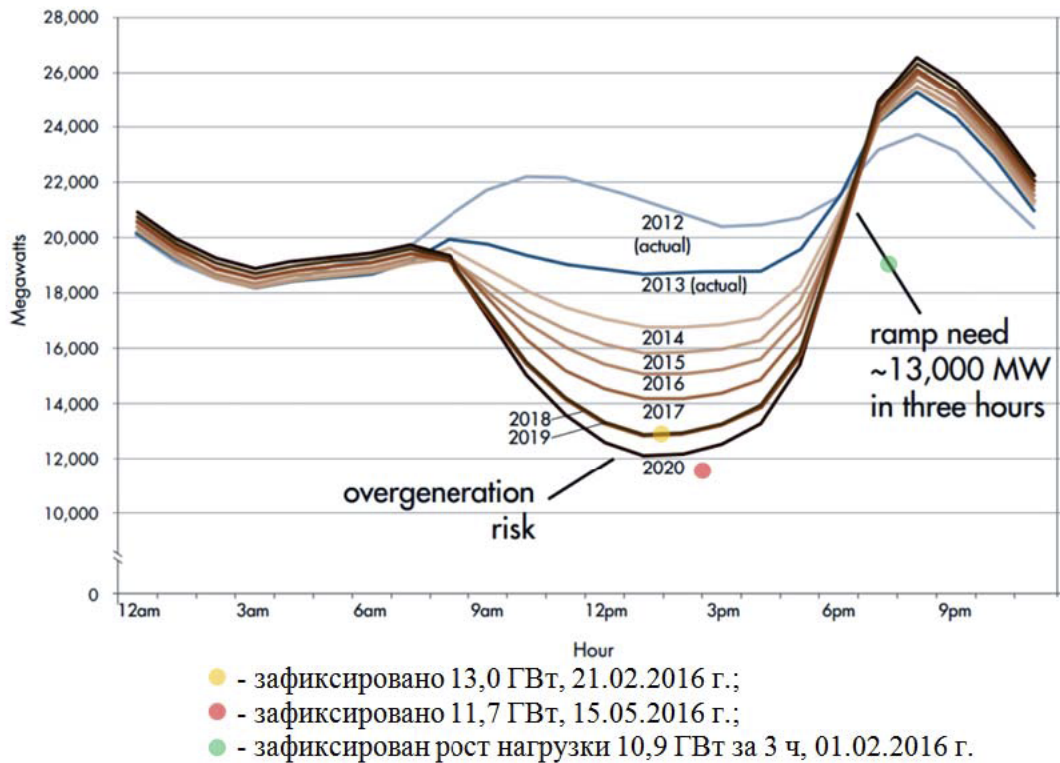


Рисунок 1 - "Калифорнийская утка", режим энергопотребления 31 марта
 Источник: California Independent System Operator (CAISO), 2013.

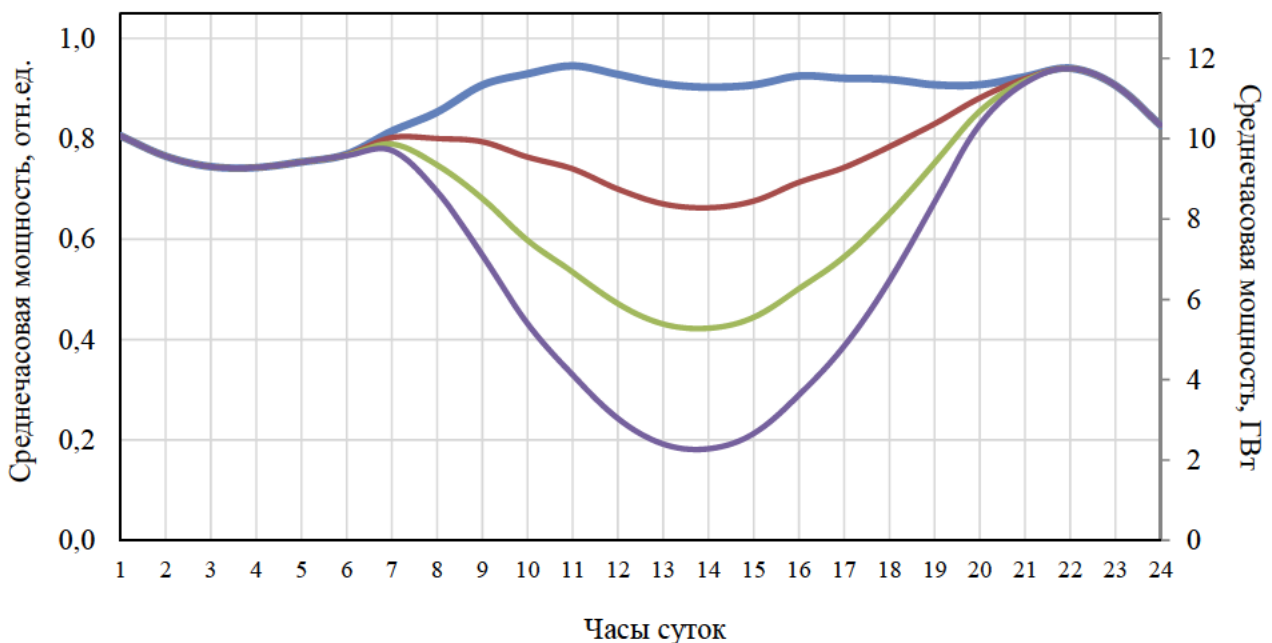


Рисунок 2 - "Калифорнийская утка" для ОЭС Юга, режим потребления 15 июля
 Доля СЭС в годовой выработке электроэнергии ОЭС, %:

— < 1 (2017 г.); — 5; — 10; — 15

При этом следует иметь в виду, что Дания интегрирована в объединенную энергосистему "Nordic Grid" с соседними Норвегией, Швецией и Германией и избыточную ветроэнергию экспортирует в Норвегию и Швецию. Тем не менее тарифы на электроэнергию являются очень высокими - порядка 30 евроцентов за кВт·ч. Определенное влияние на тариф в сторону повышения оказывает низкий КИУМ (25-31%) остальных электростанций Дании.

Влияние роста масштабов внедрения ВЭУ и СЭС, аналогичным представленным, на режимы энергосистем в условиях России показывают следующие графики. На рисунке 3, а показана динамика выдачи мощности в ОЭС Юга в 2017 г. Также на этом рисунке показана выработка АЭС. На рисунках 3, б и в показана потребность в традиционной генерации (без АЭС), которая будет, если выработка ВИЭ составит 10% и 20%. Стохастическая выработка ВЭУ и СЭС проиллюстрирована на характерных интервалах длительностью по 500 ч на рисунках 4, а и б. В случае с ОЭС Юга оставшейся генерацией являются ТЭС и ГЭС, составляющие в настоящее время 57,3% и 26,9% в структуре установленной мощности. Масштабное внедрение ВИЭ существенно снижает базовую часть графика нагрузки. Если в 2016 г. базовая нагрузка составляет 7,7 ГВт, то при генерации ВЭУ и СЭС по 5% (в сумме 10%) она составит 5,8 ГВт и при генерации по 10% (в сумме 20%) станет меньше 2,0 ГВт. С учетом генерации АЭС базовая нагрузка в последнем случае исчезает совсем (рисунок 3, в).

Установленная мощность АЭС в ОЭС Юга в настоящее время составляет 14% от мощности энергосистемы. Наибольшая доля АЭС - 24,1% - в ОЭС Северо-Запада, территории которого располагают значительным ветровым потенциалом (таблица 1). Согласно проекту Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года общая установленная электрическая мощность возрастет на 13-16%, за этот же период установленная мощность АЭС возрастет на 28-38%. Это означает, что доля АЭС в установленной мощности увеличится с 10,7% (2016 г.) до 12-13% (2035 г.) и фактор влияния ВИЭ на базовую нагрузку будет только усиливаться. В дополнение к АЭС в зоне базовой нагрузки технологически обусловлено определенное место ГЭС, а также ТЭЦ в части работы по тепловому графику.

Таблица 1 - Установленные мощности энергосистем и АЭС в составе ОЭС, 2016 г.

ОЭС	Установленная мощность ОЭС, ГВт	Установленная мощность АЭС, ГВт	Доля АЭС, %
ОЭС Центра	53,1	12,4	23,4
ОЭС Северо-Запада	23,9	5,8	24,1
ОЭС Юга	21,5	3,0	14,0
ОЭС Средней Волги	27,2	4,0	14,7
ОЭС Урала	52,7	1,5	2,8
ОЭС Сибири	51,9	0,0	0,0
ОЭС Востока	9,5	0,0	0,0

Источники данных: СО ЕЭС, Росстат

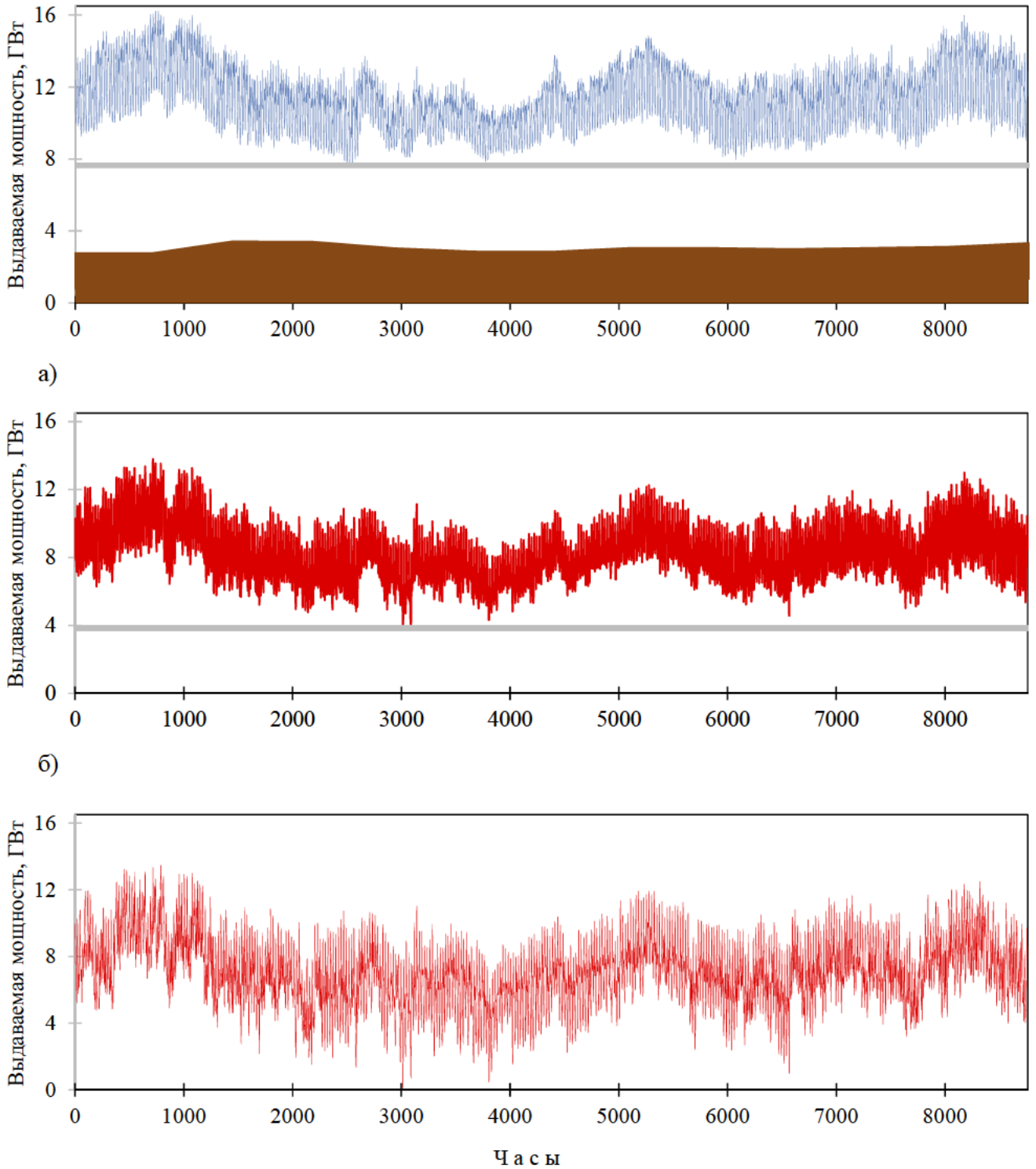
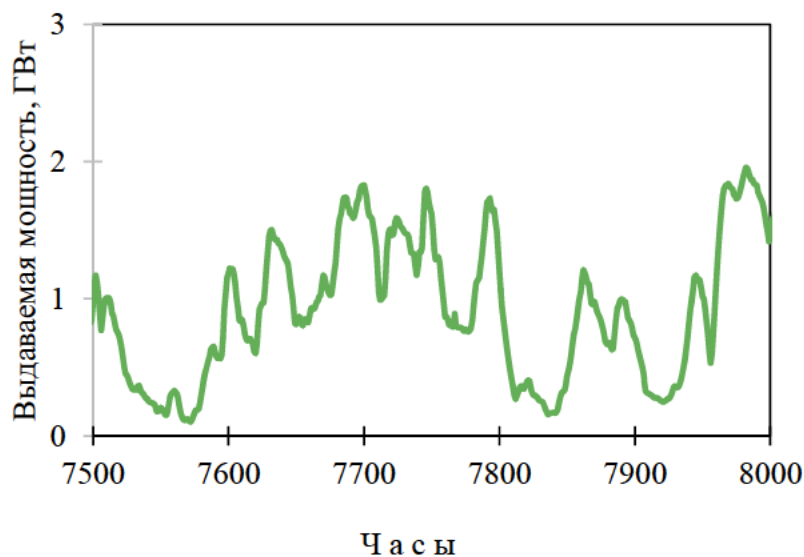


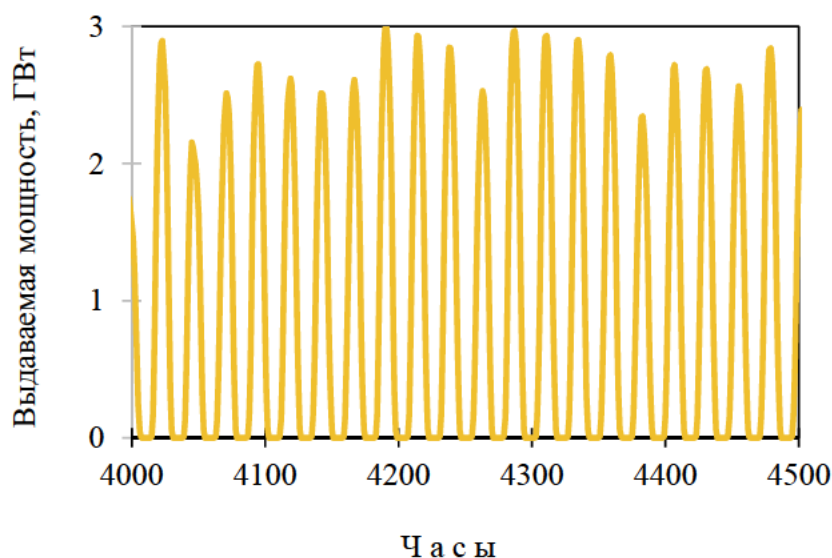
Рисунок 3 - Среднечасовая мощность в ОЭС Юга в 2017 г. (а) и потребность в мощности традиционной генерации (без АЭС) при 10%-ном (б) и 20%-ном (в) вкладе ВЭУ

- фактические данные*;
- расчетные данные;
- выработка АЭС;
- базовая нагрузка

Источник данных: *СО ЕЭС



а)



б)

Рисунок 4 - Динамика выдачи мощности ВЭУ (а) и СЭС (б)

Негативные системные эффекты, которыми будет сопровождаться массовое внедрение ВЭУ и ФЭП, сильнее всего скажутся на работе ПГУ. В технологическом развитии газотурбинных технологий за последние 10 лет достигнут существенный прогресс. Ведущими мировыми производителями GE Power, Mitsubishi, Siemens освоен выпуск ГТУ единичной мощностью 300-540 МВт и ПГУ на их основе мощностью 900-1600 МВт с электрическим КПД до 62-63%. Ожидается вывод на рынок ПГУ с КПД 65%. Десятки гигаватт высокоэффективных ПГУ, которые придут на смену морально устаревшим паросиловым блокам и составят основу энергетики России на обозримую перспективу, окажутся в крайне тяжелых условиях эксплуатации. Их преимущества, достигнутые ценой больших научно-технических и финансовых ресурсов, будут нивелированы необходимостью подстраиваться под стохастическую генерацию ВИЭ. Вследствие сокращения базовой зоны и увеличения суточной неравномерности нагрузки будет иметь место снижение их среднегодового КИУМ, работа в неоптимальных режимах с существенно пониженным КПД, многочисленные пуски блоков, в том числе из остывшего состояния, снижение надежности за счёт работы в переходных режимах, снижение эквивалентного ресурса термонапряженных элементов.

Следствием этого станут перерасход топлива (экономия ископаемого топлива за счет использования ВИЭ снижается из-за его перерасхода на ТЭС!), повышение затрат на ремонт, снижение ресурса до капремонта и полной замены блока, снижение годовой выработки.

Аналогичные последствия будут иметь место и для угольных ТЭС.

Проекты традиционной генерации априори оказываются в невыгодном положении, растет себестоимость электроэнергии.

Для снижения негативных системных эффектов ВИЭ в мире применяются:

а) регулирование (снижением) мощности ВИЭ при гипергенерации - для ВЭУ изменением угла наклона лопастей, для СЭС - снижением мощности на выходе из инвертора либо полным отключением модуля;

б) внедрение технологий аккумулирования электроэнергии на уровне энергосистемы и потребителей;

в) сооружение маневренных "балансирующих" газопоршневых и газотурбинных электростанций;

г) перспективным направлением являются разработки в области повышения маневренных характеристик ПГУ и современных угольных блоков, адаптация их к резко переменным графикам нагрузки, а также оптимизация графиков-заданий электростанций.

Для потребителей эти технологически разные решения означают одно: существенное повышение затрат на энергоснабжение. Регулирование мощности ВИЭ снижает их экономические и экологические преимущества. По мере увеличения количества сокращений общий эффект от вытеснения ископаемого топлива солнечной энергией может снизиться до такой степени, что новые установки не будут оправдывать затраты на них. Причем если для крупных ВИЭ-электростанций такая возможность, как правило, предусмотрена, чего нельзя сказать о малых установках распределенной генерации, таких как крышные ФЭП. Что касается технологий аккумулялирования, то несмотря на оптимистические прогнозы и имеющийся прогресс, в настоящее время они далеки от экономической эффективности сглаживания стохастической генерации в энергосистеме. Перевод части нагрузки с высокоэффективных ПГУ на балансирующие газотурбинные и газопоршневые установки простого цикла, которые будут работать с низкими показателями КИУМ в неэкономичных топливозатратных режимах, является вынужденным компромиссом.

Таким образом, если поначалу "эффект масштаба" работает на снижение удельной стоимости ВИЭ, то при всё более массовом их внедрении и возрастающем вкладе в генерацию проявляются негативные системные эффекты, преодоление которых существенно повышает затраты на энергоснабжение. "Эффект масштаба" начинает влиять на стоимость ВИЭ в сторону повышения.

Необходим системный подход к внедрению ВИЭ в энергетику страны, предусматривающий адаптивное развитие всех перспективных технологий генерации, учитывающий интересы всех сегментов энергетического бизнеса (и в конечном итоге - всё оплачивающих потребителей), минимизирующий общие затраты на энергоснабжение на длительном пути в сторону бестопливной энергетики.

Список использованных источников

1. Ветроэнергетика / Официальный сайт ГК "Росатом" [Электронный ресурс] URL:<http://www.rosatom.ru/production/vetroenergetika/> (дата обращения 01.06.2018 г.)
2. What the Duck Curve Tells us about Managing a Green Grid / California ISO. 2016. [Электронный ресурс] URL: https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf (дата обращения 03.05.2018 г.).
3. Wind covers 43.6% of Denmark's 2017 power demand [Электронный ресурс] URL:<https://renewablesnow.com/news/wind-covers-436-of-denmarks-2017-power-demand-596488/> (дата обращения 03.05.2018 г.).

**ХАНКАЛЬСКАЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ
СТАНЦИЯ КАК УНИКАЛЬНАЯ НАУЧНАЯ УСТАНОВКА
KHANKALA EXPERIMENTAL GEOTHERMAL HEAT PLANT AS A UNIQUE
RESEARCH FACILITY**

Черкасов С.В.¹, Минцаев М.Ш.², Шаипов А.А.^{3,4}, Фархутдинов А.М.⁵

1: Государственный геологический музей им. В.И. Вернадского РАН (ГГМ РАН), Москва, Российская Федерация

2: Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет (МАДИ), Москва, Российская Федерация

3: Грозненский государственный нефтяной технический университет им. М.Д. Миллионщикова (ГГНТУ), Грозный, Российская Федерация

4: ООО «Юг-Геотерм»), Грозный, Российская Федерация

5: Башкирский государственный университет (БГУ), Уфа, Российская Федерация

Cherkasov S.V.¹, Mintshev M.Sh.², Shaipov A.A.^{3,4}, Farkhutdinov A.M.⁵

1: Vernadsky State Geological Museum of RAS (SGM RAS), Moscow, Russia

2: Moscow Automobile And Road Construction State Technical University (MADI), Moscow, Russia

3: Grozny State Technical Oil University named after M.D. Millionschikov (GSTOU), Grozny, Russia

4: Yug-Geotherm, Ltd., Grozny, Russia

5: Bashkir State University, Ufa, Russia

s.cherkasov@sgm.ru

Использование геотермальных ресурсов является междисциплинарным наукоемким процессом. В то же время, натурные эксперименты в данной области чрезвычайно трудно организовать, поскольку основные проблемы геотермии, требующие решения, связаны с эксплуатацией системы теплоотбора, включающей в себя собственно скважины, скважинное, насосное и теплообменное оборудование, и системы управления. Ханкальская опытно-промышленная геотермальная тепловая станция (Ханкальская ГТС), введенная в строй в 2015 году Консорциумом «Геотермальные ресурсы», представляет собой первый в России опыт создания ГТС с использованием циркуляционной системы теплоотбора. Станция оснащена современной системой управления. Также в ее конструкции предусмотрена возможность проведения экспериментов по извлечению полезных компонентов и производству электроэнергии. За время эксплуатации Ханкальской ГТС уже проводились эксперименты по мониторингу геотермального поля с применением инфракрасной съемки беспилотными летательными аппаратами, обнаружен эффект остаточного дебита, при котором циркуляционная система продолжает функционировать после выключения насосного оборудования.

Таким образом, конструкция Ханкальской ГТС позволяет проводить эксперименты по стимуляции резервуара, оптимизации циркуляционной системы теплоотбора, извлечению полезных элементов из геотермальных растворов, получению электроэнергии с использованием низкотемпературных теплоэнергетических вод, и мониторингу всех указанных процессов.

В настоящий момент ГГНТУ, ООО «Юг-Геотерм», и ГГМ РАН проводят работу по регистрации Ханкальской ГТС в качестве уникальной научной установки (УНУ).

The use of geothermal resources is a multidisciplinary and knowledge-intensive process. At the same time, the field experiments in geothermy are extremely difficult to organize as the major to be resolved issues in geothermy relate with exploitation of the heat extraction system including the wells themselves, the wells', pump, and heat-exchange equipment, and control systems. Khankala experimental geothermal heat plant (Khankala GHP) has been put in operation in 2015 by the «Geothermal Resources» Consortium, and represents the first in Russia experience of creation a heat plant on the basis of a geothermal loop. The plant is equipped with the state-of-art control system. Also, its design can facilitate experiments on extraction of raw materials from geothermal solution as well as on electricity production. Through exploitation of the plant, an experimental monitoring of the geothermal field has been conducted using infrared survey with unmanned aerial vehicles. Also, an effect of residual debit was discovered when the geothermal loop stays functioning after switching off the pumps.

Thus, the Khankala plant's design allows us to experiment with reservoir stimulation, optimization of the geothermal loop, raw materials extraction from geothermal solution, electricity production from low-temperature (95°C) thermal waters, and with monitoring of all these processes.

At the moment, GSTOU, “Yug-Geotherm, ltd., and SGM RAS target a registration of the Khankala GHP as a unique research facility.

Ключевые слова: Геотермальная тепловая станция (ГТС), геотермальный резервуар, циркуляционная система теплоотбора, уникальная научная установка

Keywords: Geothermal heat plant, geothermal reservoir, geothermal loop, unique research facility

**ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ, КЛИМАТ, ТЕПЛОВОЙ И УГЛЕРОДНЫЙ СЛЕД
БОЛЬШОГО ГОРОДА**
**ENERGY DEMAND, CLIMATE, THERMAL AND CARBON FOOTPRINT OF LARGE
CITY**

Гинзбург А.С.

Институт физики атмосферы им. А.М. Обухова РАН 119017, Москва, Пыжевский пер., 3

Ginzburg A.S.

A.M. Obukhov Institute of Atmospheric Physics RAS, Pyzhevsky per., 3, Moscow, 119017, Russia

gin@ifaran.ru

Энергопотребление и климат большого города неразрывно связаны между собой. Как известно, большой город в значительной мере формирует свой климат и существенно влияет на климат региона, где он расположен. Основным климатический фактор города – эмиссия тепла и парниковых газов за счет энергопотребления городского хозяйства. В свою очередь наблюдаемое и прогнозируемое изменение климата влияет на потребности в энергоснабжении города и, в первую очередь, на теплотребление в отопительный период. В данной работе анализируются антропогенные потоки тепла и выбросы углекислого газа системы теплоснабжения большого города на примере московской агломерации, а также главные обратные связи в системе «энергетика – климат» города. Показано, что в этой системе существуют как положительные, так и отрицательные связи.

The energy consumption and climate of the large city are inextricably linked. As it is well known, the large city forms its own climate and significantly affects the climate of the region where it is located. The main climatic factor of the large city is the emission of heat and greenhouse gases due to the energy consumption of the city economy. In turn, the observed and projected climate change affects the needs for energy supply of the city and first for heat consumption during the heating season. In this paper, is analyzing the anthropogenic heat fluxes and carbon dioxide emissions of the heat supply system of a large city on the example of the Moscow agglomeration, as well as the main feedbacks in the energy-climate system of the city. It is shown that there are both positive and negative connections in this system.

Ключевые слова: город, энергопотребление, климат, антропогенные потоки тепла, углеродный след.

Keywords: large city, climate, energy demand, anthropogenic heat flux, carbon footprint.

Введение

В XXI века климат расширяющихся мегаполисов и урбанизированных территорий во все большей мере формируется и эволюционирует под влиянием растущего энергопотребления городского хозяйства. В свою очередь, глобальные и региональные изменения климата существенно влияют на потребность теплоснабжения больших городов.

Интерес к взаимосвязи динамики климатических изменений и развитию системы энергоснабжения городов в XXI веке стремительно возрастает. Ярким подтверждением этого растущего интереса является большое внимание, которое уделяется этому вопросу в последних международных и российских докладах по проблемам климата [1, 2]. В Пятом оценочном докладе Межправительственной группы экспертов по изменению климата [1] впервые появилась глава, посвященная населенным пунктам и, в первую очередь, городам. В [1, 2] отмечается, что в условиях теплеющего климата уменьшается энергопотребление в отопительный период и увеличивается энергопотребление на кондиционирование воздуха.

Исследование воздействия климатических изменений на энергетику города проводятся в настоящее время сотрудниками Института физики атмосферы им. А.М. Обухова РАН и Национального исследовательского университета «МЭИ» в рамках проекта РНФ «Анализ влияния региональных изменений климата на энергопотребление городского хозяйства мегаполисов России». Руководитель проекта – А.С. Гинзбург. В данной публикации описаны некоторые результаты исследования особенностей динамики городского климата и энергетических потребностей мегаполисов в XXI веке.

Методы и подходы

Для оценки воздействия наблюдаемых и прогнозируемых изменений глобального и регионального климата на энергопотребление городского хозяйства выполнен анализ климатических и погодных особенностей ряда российских мегаполисов, расположенных в различных климатических условиях (рис. 1).



Рисунок 1. Выбранные для исследования города России, расположенные в разных климатических зонах

Для этих городов были проанализированы тренды продолжительности и количества градус-суток отопительных сезонов. Напомним, что значение градус-суток отопительного сезона HDD (heating degree days). В южных странах Европы и других жарких регионах мира рассчитываются также значение градус-суток периода кондиционирования (охлаждения) воздуха в помещениях – CDD (cooling degree days). Динамика этих показателей в странах Евросоюза представлены на рис. 2, взятом из [3].

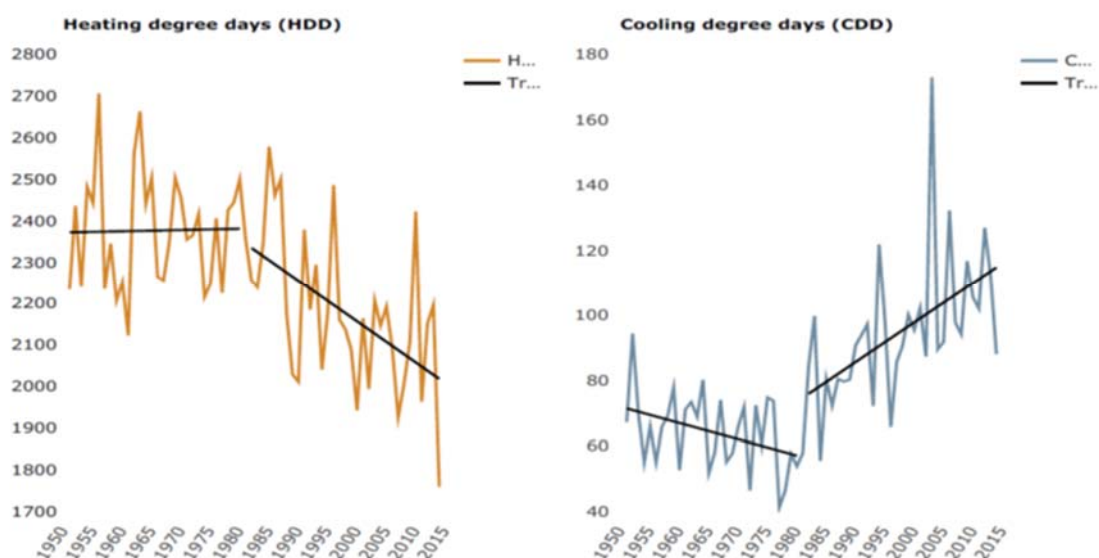


Рисунок 2. Динамика HDD и CDD в странах Евросоюза

Было проанализировано распределение теплового и углеродного следа – антропогенных потоков тепла и выбросов CO₂ для системы центрального отопления Москвы в границах 2011 года. В Евросоюзе примерно половина всей вырабатываемой энергии расходуется на

отопление и кондиционирование помещений (рис. 3), что определяет большой вклад теплоснабжения в тепловое и газовое загрязнение городской атмосферы [4].

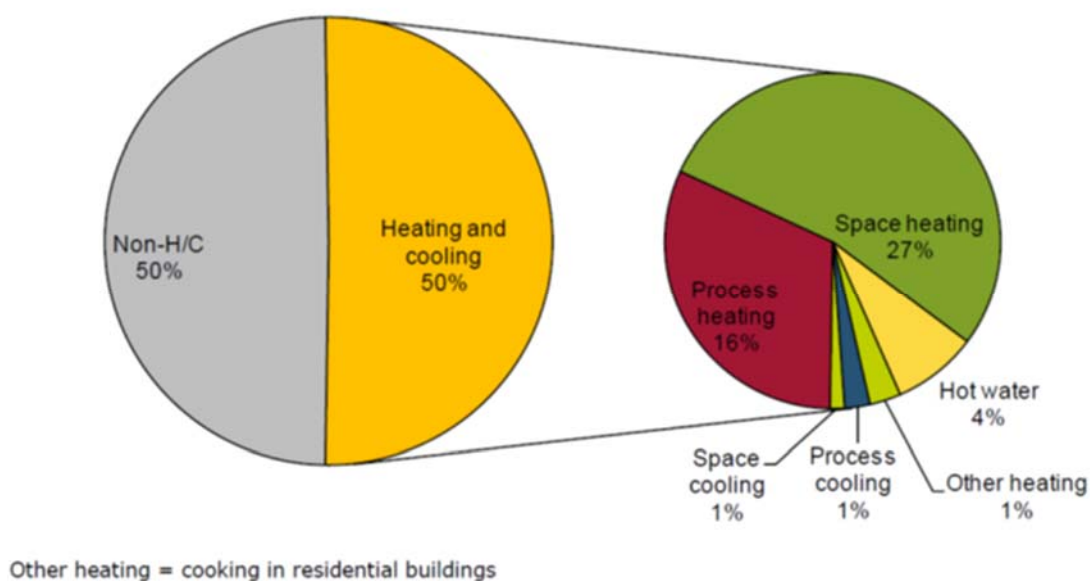


Рисунок 3. Распределение энергопотребления в странах Евросоюза

Результаты

Результаты исследований по теме проекта опубликованы в журналах Доклады РАН, Теплоэнергетика, Известия РАН. Физика атмосферы и океана, в трудах ряда международных конференций. Часть из этих результатов можно найти в презентации доклада автора, размещенной на сайте <https://reencon.hse.ru/Ergebnisse>.

В табл. 1 приведены рассчитанные по архивам метеорологических данных Росгидромета средние значения продолжительности отопительного сезона в выбранных городах. Напомним, что в России отопительный сезон начинается, когда в течении пяти дней среднесуточная температура держится ниже 8°C , и заканчивается, когда в течении пяти дней среднесуточная температура становится устойчиво выше 8°C .

Характеристика дефицита тепла (HDD) рассчитывается для отопительного периода как сумма отклонений среднесуточной температуры атмосферного воздуха от выбранной базовой температуры. В России такая температура принимается равной 18°C .

Таблица 1. Средняя продолжительность (сутки) и среднее значение HDD (градус-сутки) отопительного сезона в российских городах

Город	Продолжительность	HDD
Москва	201	4129
Санкт-Петербург	210	4088
Краснодар	143	2270
Самара	198	4502
Новосибирск	223	5768
Владивосток	193	4808

Тренды продолжительности и значений градус-суток отопительного сезона в российских городах, нормализованные относительно приведенных в табл. 1 средних значений, представлены на рис. 4.

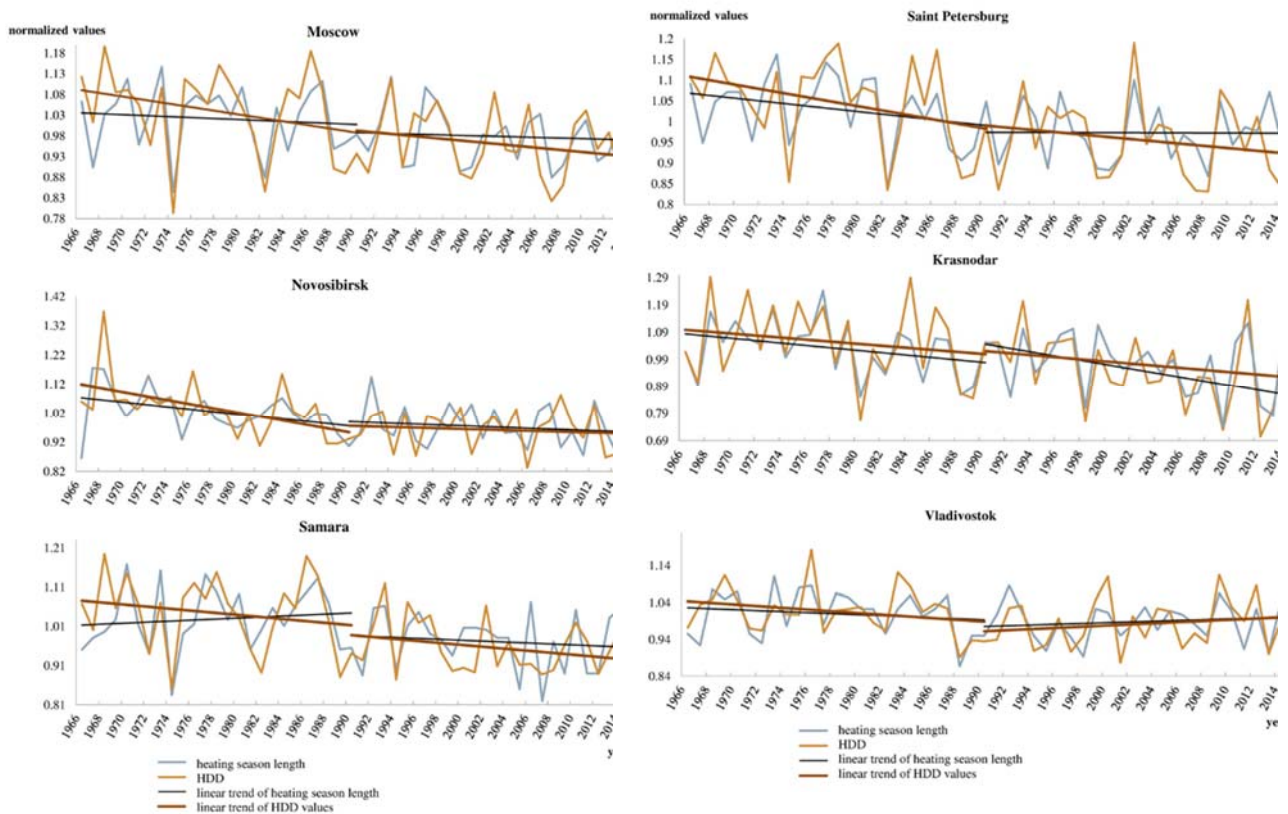


Рисунок 4. Относительные изменения продолжительности отопительных сезонов и значений HDD за период 1966-2016 гг.

Топливо-энергетический комплекс Москвы является крупнейшим не только в России, но и одним из крупнейших в мире. Крупнейшей в мире является система центрального теплоснабжения Москвы. Правительство Москвы и конкретно его Департамент топливно-энергетического хозяйства в течение последних лет регулярно публиковало Схемы теплоснабжения города и планы его развития на среднесрочную перспективу (см., например, [5]). Приведенные в [5] данные позволяют оценить распределение выбросов CO₂ (углеродный след) системы центрального отопления по всем административным округам Москвы. На рис. 5 показано распределение по округам этих выбросов, рассчитанных по методу «конечного потребителя», а также выбросов в округах на душу населения.

Некоторые предыдущие результаты, полученные в рамках осуществления проекта, можно найти в [6, 7, 8].

Выводы

Тенденции характеристик отопительных сезонов в российских городах аналогичны наблюдаемым тенденциям в городах стран Евросоюза. В течение последних двух десятилетий снижение продолжительности отопительного сезона в Москве, Самаре, Новосибирске и Краснодаре происходит быстрее, чем в предыдущий период. В Санкт-Петербурге тренд отопительных сезонов за последние четверть века незначителен. Продолжительность отопительного сезона для Владивостока за последние полвека практически не меняется.

Исследование теплового и углеродного следа системы центрального теплоснабжения Москвы показало, что, как и в городах Евросоюза, антропогенные потоки тепла и эмиссия парниковых газов от системы центрального теплоснабжения составляют примерно половину от суммарных значений этих величин. Однако имеются и исключения. Так в Центральном административном округе Москвы практически весь объем антропогенных потоков тепла определяется отоплением жилых и общественных помещений. Соответственно и выбросы CO₂

за счет отопления на душу населения в ЦАО намного выше, чем в других районах. По всем округам Москвы выброс углекислого газа на душу населения от системы теплоснабжения тем меньше, чем выше плотность населения в этих районах.

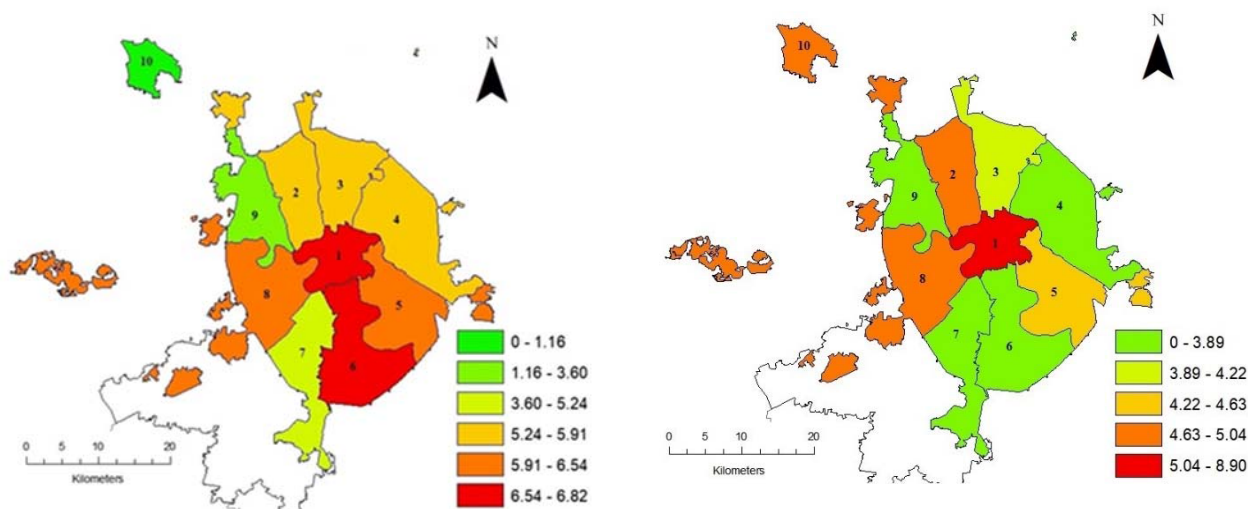


Рисунок 5. Распределение выбросов CO₂, рассчитанных по методу «конечного потребителя», по округам Москвы (слева – годовые выбросы округа в Мт/год), справа – выбросы на душу населения в тоннах per capita).

Благодарности

Автор выражает свою искреннюю благодарность всем участникам команды Проекта «Анализ влияния региональных изменений климата на энергопотребление городского хозяйства мегаполисов России» из ИФА им. РАН, МЭИ и МГУ, проделавшим большую работу по исследованию взаимосвязей регионального изменения климата и энергопотребления мегаполисов России.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 16-17-00114).

Список литературы

1. Seto KC, Dhakal S, Bigio A, Blanco H, Delgado GC, Dewar D, Huang L, Inaba A, Kansal A, Lwasa S, McMahon JE, Müller DB, Murakami J, Nagendra H, Ramaswami A. Human Settlements, Infrastructure and Spatial Planning. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 2014. Cambridge University Press. Cambridge, UK and New York, NY, USA.
2. Second estimating report of Russian hydrometeorological office on changes of climate and their consequences on Russian Federation territory. General summary. 2014. Rosgidromet. Moscow [in Russian].
3. Heating and cooling degree days. European Environment Agency. 2016. URL: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/heating-degree-days/assessment> (29.05.18).
4. Profile of heating and cooling demand in 2015. 2017. Available from www.heatroadmap.eu.
5. Moscow city department of fuel and energy: The scheme of heat supply of the city of Moscow for the period till 2028 (in Russian). <http://depteh.mos.ru/legislation/scheme-of-development-of-engineering-infrastructure-of-the-city/the-scheme-of-heat-supply-of-the-city-of-moscow-for-the-period-up-to-2028/>
6. Klimenko V.V. et al. Impact of urbanization and climate warming on energy consumption in large // Doklady Physics. 2016. V. 61. № 10. P. 521–525. Doi: 10.1134/S1028335816100050.
7. Ginzburg A.S. et al. Impact of climatic factors on energy consumption during the heating season // Thermal Engineering. 2016. V. 63. № 9. P. 621–627. Doi: 10.1134/S0040601516080061.
8. Alexandrov G.G. et al. Impacts of climate change on energy consumption of Russian cities in the winter period. Proceedings of SPIE. 2017. 10466(104666K). Doi: 10.1117/12.2287766.

RUSSIAN RENEWABLES MARKET: WHAT OPPORTUNITIES FOR WHAT MARKET ENTRY STRATEGY?

Tissot D.

Energy Efficiency & Renewables practice CMS Moscow, Russia

Dominique.tissot@cmslegal.ru

The Russian market for localisation of many products is often not sufficient.

Investors may try to negotiate an increase in the percentage of renewable energy received and/or shift the cost of localisation to the tariff. But this is rather uncertain and, ultimately, at the expense of consumers, which may rise political concerns due to the growth of electricity prices and impair the chances of a positive outcome.

Therefore, the industry policy for renewable energy projects in Russia may well evolve in coming years towards a more balanced model, based on export growth commitments in exchange for a decrease in localisation requirements, but without direct public subsidy support measures.

Accordingly, the main outline of the future business model for investment in renewable energy in Russia may be based on a commitment to bring projects to a certain level of localisation, within a specific timeline, with export obligations.

Keywords: Russia / renewables / opportunities / strategy

Investment opportunities

Russia has the potential to increase the use of all types of renewable energy technologies. Historically it has a well-developed hydropower segment. Its bioenergy potential is also significant, as this technology is used in the agriculture, forestry, infrastructure and trade sectors. But today, Russian renewable energy policy is focusing on accelerating the deployment of wind and solar photovoltaic.

Apart from the wind and solar focus, in 2017 Russia introduced a set of legislative amendments aiming to extend the existing renewable energy scheme to generating facilities operating on the basis of production and consumer waste usage, in certain regions. First tenders were carried out in 2017, and we expect accelerated development in this sector in the coming years.

More generally, there are a number of drivers in Russia that explain the increasing focus on renewables and decentralised energy. New energy solutions are seen as a way to modernise the power system, but they are also a part of a broader socio-economic development model to achieve higher living standards. In addition, a decentralised electricity generation system is of interest to Russia's remote and distant regions, as it is economically impractical to extend high-voltage electricity lines to these regions.

Furthermore, decentralised electricity generation is also interesting and attractive for industrial complexes. It offers opportunities for them and allows them to become more independent from the centralised power system. The current situation of relatively high electricity prices is another reason to explore new energy solutions.

Finally, in response to the EU and US sanctions, Russia's local content requirements have become one of its main economic policy drivers supporting the inbound investments and technology transfers to develop local innovative technologies, including in the renewable energy business.

Market entry strategy

As background information, any and all renewable energy projects in Russia are being implemented within the framework set out by the Russian state development programme (hereafter referred to as the "**Programme**"). A favourable (guaranteed tariff) legal regime applies to projects involving wind, solar photovoltaic or hydro with limited aggregated capacity (more than 5 MW, but less than 25 MW) renewable energy sources.

The projects are awarded at an annual public tender carried out by the official commercial operator. The winners of the tender enter into the approved form Capacity Supply Agreement (hereafter referred to as “CSA”). Under the CSA, the winner will be:

- awarded a 15-year capacity supply arrangement with fixed returns on investment; and
- obliged to build up and commission the relevant photovoltaic/wind power plant by a specified deadline.

Failure to meet the deadline leads to significant fines being imposed on the winner each month. Such fines will automatically be debited from the winner’s account opened within the system or from the special account of the winner’s surety.

The Programme covers the period until 2024 (inclusive). Upon expiration of this period, the Russian Government will continue supporting this market, but the form of such support (legal regime and economics of the potential projects) after 2024 are not clear now.

In terms of market entry strategy, based on current rules, several investment strategies are available to investors:

- a “greenfield” project, from scratch, through direct participation in the annual public tender mentioned above;
- a “quasi greenfield” project, by partnering with a company that won one of the tenders and has already been awarded a CSA and/or received first stage documents (e.g. construction and other permits); or
- a “brownfield” project, by partnering with a company that won one of the tenders and has already started project implementation (or fully/partially completed it).

The greenfield and quasi-greenfield projects are particularly relevant for investors who intend to use and implement their own technology and equipment/products.

This being said, in practice, we note that tenders are often won by Russian companies either with participation of state-owned conglomerates or groups of companies owned by Russian oligarchs.

Also, from a technical standpoint, the Russian renewable energy sector is relatively new, so working on projects here on a standalone basis may be quite challenging for foreign investors.

Potential investor will indeed have to draft a precise bid corresponding to the technical requirements at the tender stage (if any). Then, the winner will have to document its rights to the land plot, organise the construction and installation process, and coordinate with suppliers to deliver components.

As mentioned above, due to localisation requirements, production in Russia may have to be set up. This is a complex and time consuming process with a great number of formalities and procedures to be followed. Last but not least, the investors will be bound by the deadlines set out in the CSAs.

Therefore, in practice, foreign investors mostly enter the market in consortium with local partners responsible for construction “in-land” and contacts with the local authorities. Such an approach allows dealing more smoothly with existing challenges as per above.

Whatever local partner is chosen in the end depends on the role that foreign investors are ready to play in the projects. If they do not want to participate in public tenders, they should then seek a local partner who has already been awarded CSAs, but is struggling with their implementation.

Timing of investment

According to the commercial operator, as at the beginning of 2018, approximately 78% of the targeted capacity covered by the Programme has already been awarded to the market players. If the state tenders are successfully carried out through 2018-2019, 95% of the targeted capacity will have already been distributed. Thus, opportunities to enter the market through a public tender after 2019 will be fairly limited and uncertain.

Also, the development of the renewable energy market in Russia is one of the Government’s priorities and -as such- is to a certain extent politically driven. Indeed, leading Russian conglomerates owned either by the Russian state or oligarchs close to it have already captured a major part of the market and drive most of the substantial projects. These conglomerates have already attracted a

certain number of foreign suppliers/investors to procure a high level of technology to be used in these projects.

Moreover, Russian “local content” requirements are relatively high (currently 70% for photovoltaic and 65% for wind projects)* and will keep on increasing in the coming years. Therefore, investors have to set up production facilities in Russia in order to meet the localisation requirements.

We see here two potential business strategy aspects.

Firstly, once key Russian players’ production facilities start operating in Russia, the need for foreign technology might decrease on the domestic market. From that perspective, and proceeding from a “first come, first served” approach, it might be more challenging to achieve a good pay back depending on the timing and type of investment envisaged (nature and amount of investment, potential markets).

At the same time, due to contractual limitations (securing impenetrability and patent protection), the R&D/technologies transferred by foreign investors to Russian counterparties will not automatically be available to future projects in which any such foreign investors will not be involved, which will *-de facto-* somehow limit such potentially adverse impact.

Secondly, when considering whether to localise its production in Russia for a particular domestic project, an investor will search for new markets to improve its return on investment. This is primarily because the amount of renewable energy that companies have (will) receive(d) in Russia might, in fact, not be enough to effectively localise production and, in the long run, only export-oriented products can be really competitive.

Market outlook

The Russian market for localisation of many products is often not sufficient.

Investors may try to negotiate an increase in the percentage of renewable energy received and/or shift the cost of localisation to the tariff. But this is rather uncertain and, ultimately, at the expense of consumers, which may rise political concerns due to the growth of electricity prices and impair the chances of a positive outcome.

Therefore, the industry policy for renewable energy projects in Russia may well evolve in coming years towards a more balanced model, based on export growth commitments in exchange for a decrease in localisation requirements, but without direct public subsidy support measures.

Accordingly, the main outline of the future business model for investment in renewable energy in Russia may be based on a commitment to bring projects to a certain level of localisation, within a specific timeline, with export obligations.

* Meeting the localisation requirements positively affects the project economics by applying a beneficial power price.

**ПОТЕНЦИАЛ ОТХОДОВ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА КАК ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЙ
ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ ДЛЯ МУНИЦИПАЛЬНЫХ РАЙОНОВ
POTENTIAL OF AGRICULTURAL WASTE AS A RENEWABLE SOURCE OF ENERGY
FOR MUNICIPAL DISTRICTS**

Андреев Т.И., Киселева С.В., Рафикова Ю.Ю.

Географический факультет МГУ имени М.В.Ломоносова, г. Москва, Россия,

Andreenko T., Kiseleva S.V., Rafikova Yu.Yu.

Faculty of Geography, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

tanyandr00@mail.ru

В статье представлены оценки ресурсной базы для развития биоэнергетики в Республике Крым – районе развитого сельского хозяйства и мощной курортной отрасли, но не располагающего достаточной собственной энергогенерацией. Оценка энергетического потенциала биоэнергетики проведена по органическим отходам, образующимся в растениеводстве и животноводстве региона. Определено территориальное распределение энергетических потенциалов отходов растениеводства и животноводства с детализацией до муниципальных образований – районов и городских округов. Оценен возможный экологический эффект от использования отходов растениеводства для получения тепла в муниципальных котельных региона, который заключается в предотвращении выделения двуокиси углерода, происходящего при выработке тепла топливными станциями на традиционном топливе. Показано, что суммарный энергетический потенциал отходов животноводства Крыма значительно меньше потенциала отходов растениеводства, но для ряда районов, в которых располагаются крупные животноводческие комплексы, он имеет значительные величины. Учитывая то, что отходы животноводства токсичны и часто содержат патогены опасные для человека, получение энергии при их переработке может стать дополнительным бонусом при решении трудоёмкой и затратной задачи утилизации этих отходов. Анализ пространственного распределения доступного валового потенциала показал, что, в связи с агроклиматическими и геоморфологическими условиями исследуемой территории, энергетический потенциал отходов зерновых и подсолнечника сосредоточен в северной и северо-восточной частях полуострова. В то время как южные и центральные районы Крыма характеризуются высоким энергетическим потенциалом отходов виноградарства. Таким образом, значительная часть территории Республики Крым обеспечена сырьевыми ресурсами для развития биоэнергетики с использованием отходов сельского хозяйства.

The article presents estimations of the resource potential for the development of bioenergy in the Republic of Crimea. This region is characterized with developed agriculture and a big recreational industry, though lacking sufficient energy generation. The estimation of the bioenergy potential was carried out according to the organic waste generated in the plant growing and livestock. The territorial distribution of crop and livestock wastes energy potential with detailed elaboration to municipalities - districts and city districts is determined. The possible ecological effect from the use of crop wastes for obtaining heat in the municipal boiler houses of the region was estimated. It consists in preventing the separation of carbon dioxide that occurs when heat is generated by fuel stations using traditional fuel. It is shown that the total energy potential of Crimea's livestock wastes is much less than the potential of crop wastes. Though for a number of areas where large livestock complexes are located it has significant values. By the reason that animal wastes are toxic and often contain pathogens that are dangerous to humans, obtaining energy which its processing could be an additional bonus for solving the time-consuming and costly recycling of these wastes. Analysis of the gross potential spatial showed that in connection with the agroclimatic and geomorphological conditions of the studied area, the energy potential of cereal and sunflower wastes is concentrated in the northern and north-eastern parts of the peninsula. While the southern and central regions of the Crimea are characterized with a high energy potential of waste from viticulture. Thus, a significant part of the territory of the Republic of Crimea is provided with raw materials for the development of bioenergy using agricultural waste.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, биоэнергетика, отходы сельского хозяйства, территориальное распределение, энергосодержание.

Keywords: renewable energy sources, bioenergy, agricultural waste, territorial distribution, energy content.

Производство сельскохозяйственной продукции сопровождается образованием большого количества отходов, значительная часть которых наносит вред окружающей среде и опасна для человека. Масштабы образования этих отходов таковы, что рассчитывать на их природную ассимиляцию без вмешательства человека не приходится. В то же время развитие технологий привело к тому, что эти отходы становятся источником сырья для переработки и получения ценных продуктов. Опыт многих стран показал, что исключительно перспективным является

переработка органических отходов с производством энергии [1]. При этом решаются две проблемы – рентабельное производство энергии и утилизация отходов, что очень актуально для широкого класса регионов, включая удалённые от централизованного энергоснабжения и рекреационные, где использование традиционных источников энергии невозможно или нежелательно. Таким регионом является Крымский полуостров - территория развитого сельского хозяйства с мощной курортной отраслью, но не располагающая достаточной собственной энергогенерацией. В России накоплен некоторый опыт интегральных оценок валового ресурса и технического потенциала биомассы сельскохозяйственных отходов субъектов Федерации [2-5], но актуальными остаются вопросы этих оценок на уровне муниципальных образований субъектов. Поэтому в представленной работе на примере Республики Крым получены оценки энергопотенциала отходов растениеводства и животноводства с детализацией до муниципальных районов и их картографическое представление.

В наших работах уже была проведена оценка валового потенциала отходов растениеводства по основным культурам Республики Крым в масштабе муниципальных образований – районов и городских округов [6]. На основе данных Росстата за 2014 год были выделены основные культуры – продуценты энергосодержащих отходов и рассмотрено их территориальное распределение. Показано, что энергопотенциал отходов растениеводства имеет значительную величину для ряда выращиваемых в республике культур. Однако в работе анализировались валовые сборы культур, производимых в хозяйствах всех категорий: сельскохозяйственных организациях, крестьянских фермерских хозяйствах и хозяйствах индивидуальных предпринимателей, в хозяйствах населения. В целях практического использования необходимо определить энергосодержание отходов производственного сектора растениеводства (доступного валового потенциала) - всех хозяйств без хозяйств населения, так как сбор отходов, образующихся в этих хозяйствах, не представляется возможным.

По данным Института агроинженерных и экологических проблем сельскохозяйственного производства, основным источником ущерба окружающей среде являются несовершенные системы утилизации навоза и помёта [7]. Для решения задач сокращения их негативного воздействия на окружающую среду чрезвычайно важным является анализ энергосодержания этих отходов и возможности использования их для получения тепловой и электрической энергии. Оценки по энергосодержанию и территориальному распределению отходов животноводства производственного сектора Крыма в масштабе муниципальных образований также являлись задачей настоящей работы.

Проведённые расчеты основаны на подходах, изложенных в [2], и развитых в наших последующих работах [3-5]. В связи с необходимостью учёта особенностей образования различных видов отходов и разницы их удельного энергосодержания, расчёты величин отходов и их энергетического потенциала проведены отдельно: в растениеводстве – по отдельным видам сельскохозяйственных культур, в животноводстве – по разным видам скота и птицы.

На основе общепринятого подхода для определения энергии, заключённой в биомассе отходов, используются значения массы отходов и их удельное энергосодержание (или низшая теплота сгорания) соответствующих видов биомассы. Масса ежегодно образующихся органических отходов M_i рассчитывалась с использованием статистических данных годового урожая растительных культур или поголовья скота N_i на основе экспериментально определенных норм образования отходов или коэффициентов соотношения отходов и полезной части растения

$$M_i = N_i L_i \quad (1)$$

здесь i – вид растительных культур и (или) направление животноводства.

На основе определённой таким образом массы отходов энергетический потенциал отходов рассчитывался как произведение массы отходов на их удельное энергосодержание K_i

$$Q_i = M_i K_i \quad (2),$$

Для расчетов использованы официальные данные Федеральной службы государственной статистики (Росстата): ежегодные данные по валовому сбору урожая ведущих сельскохозяйственных культур и поголовью скота в основных направлениях животноводства области [8]. При расчёте энергетического потенциала отходов сельского хозяйства не учитывались отходы, образующиеся в хозяйствах населения в силу невозможности их сбора.

Сельское хозяйство Республики Крым является одной из основных отраслей экономики региона. По стоимости производимой продукции и её рентабельности ведущую роль в нём играет растениеводство. Базовой отраслью Крыма является производство зерна, вторая культура по величине площади посевов – подсолнечник. Доступный валовый энергopotенциал отходов производства этих культур и его распределение по муниципальным образованиям республики представлены в Таблице 1.

В последние годы наблюдается значительный рост урожая зерновых в регионе. В 2013 году было собрано 607 тыс. т зерна, в 2014 году – 1,1 млн. т, в 2015 – 1,4 млн. т. В 2016 валовый сбор зерновых на полуострове составил 1,5 млн. т. По нашим расчётам доступный валовой энергетический потенциал отходов зерновых (соломы) для Крыма в 2016 году составил 447 969 тонн условного топлива (т у.т.). Значительным энергосодержанием обладают отходы производства подсолнечника - 261869 т у.т. (энергосодержание лозги 14886,7 т у.т. и стеблей 247082,4 т у.т.) для всего Крыма. Распределение муниципальных районов по производству зерновых и подсолнечника и соответствующему энергетическому потенциалу отходов их производства представлено в Таблице 1.

По технологии выращивания винограда ежегодно после уборки урожая производится обязательная обрезка растений, в результате которой с каждого гектара виноградников удаляются от 2 до 6 тонн обрезанной лозы [9]. По нашим расчётам отходы, образующиеся при обрезке виноградной лозы, для всего полуострова по энергосодержанию эквивалентны 29789,7 т у.т. и занимают третье место среди всех растительных отходов Крыма.

Рассчитано также энергосодержание отходов производства следующих сельскохозяйственных культур: кукурузы на зерно, рапса озимого и ярового, сои. В сравнении с отходами зерновых и подсолнечника энергосодержание отходов этих культур невелико и составляет суммарно по всему Крыму 2874, 1728 и 511 т у.т., соответственно. Следует отметить, что среди муниципальных образований выделяется Красногвардейский район, в котором производство кукурузы на зерно, рапса и сои значительно и энергосодержание отходов этих производств составляют 1697, 1106 и 495 т у.т., соответственно.

Овощи и картофель выращиваются во всех районах Крыма, однако, в отличие от зерновых культур и подсолнечника, наибольшие объёмы этих культур выращиваются в хозяйствах населения: более 90% – картофеля и 80% – овощей (2016 год). В целом по региону доступный валовый энергopotенциал отходов овощей и картофеля существенно уступает отходам зерновых и подсолнечника и составляет 276 т у.т. для картофеля и 1776 т у.т. для отходов производства овощей.

Основными направлениями животноводства Республики Крым являются: разведение крупного рогатого скота (КРС) и птицы, свиноводство. Существенно, что в хозяйствах населения области выращивается большая часть животных по сравнению с сельскохозяйственными организациями, крестьянскими (фермерскими) хозяйствами и хозяйствами индивидуальных предпринимателей. Так, по данным Росстата на 01.10.2016 года в этих хозяйствах выращивается 80% всего поголовья КРС, 40% - свиней. Оценка ресурсов и энергетического потенциала животноводческих отходов рассчитывалась только по поголовью животных и птицы, выращиваемых в сельскохозяйственных организациях и крестьянских (фермерских) хозяйствах.

Таблица 1. Энергосодержание отходов зерновых, подсолнечника и винограда производственного сектора муниципальных образований Республики Крым в 2016 году.

Муниципальные образования (районы и городские округа)	Названия культур					
	Валовый сбор соломы, т/год	Энергетический потенциал соломы, т у.т./год	Валовый сбор подсолнечника, т/год	Энергетический потенциал отходов подсолнечника, т у.т./год	Площадь виноградников га	Энергосодержание отходов обрезки виноградной лозы т у.т.
Бахчисарайский	6214	2641	55	94	4845	7936
Белогорский	23294	9900	2943	4992	76	124
Джанкойский	96140	40859	23181	39325	83	136
Кировский	30479	12953	6411, 5	10877	2080	3407
Красногвардейский	162205	68937	24888	42220	140	230
Красноперекопский	89681	38114	18659	31654	4	6
Ленинский	110126	46803	9592	16272	17	29
Нижнегорский	70864	30117	9030	15219	86	141
Первомайский	78777	33480	7109	12060	24	40
Раздольненский	84999	36125	11066	18773	3	4
Сакский	95833	40729	11054	18752	905	1483
Симферопольский	100717	42805	8775	14885	3438	5631
Советский	46081	19584	8911	15116	53	87
Черноморский	57407	24397	12752	21632	40	65
Симферополь	0	0	0	0	103	169
Алушта	0	0	0	0	1701	2786
Евпатория	0	0	0	0	0	0
Керчь	0	0	0	0	0	0
Судак	0	0	0	0	1948	3191
Феодосия	1230	523	0	0	2052	3362
Ялта	0	0	0	0	588	963
Республика Крым (в целом)	1054046	447969	154427	261869	18187	29790

В Крыму наиболее крупные животноводческие хозяйства КРС этого сегмента сосредоточены в Первомайском, Джанкойском и Симферопольском районах. Энергетический потенциал отходов жизнедеятельности животных в них составляет 2942, 2077 и 1547 т у.т., соответственно. Другие районы республики по величине энергетического потенциала отходов КРС распределяются следующим образом: Раздольненский – 1378 т у.т., Ленинский – 1011 т у.т., Красногвардейский – 925 т у.т., Сакский - 883 т у.т., Белогорский – 654 т у.т. Оставшиеся районы имеют энергетический потенциал отходов КРС менее 350 т у.т. в год. Свиноводство производственного сектора в значительных размерах развито только в Симферопольском и Красногвардейском районах с энергосодержанием отходов 2153 и 1539 т у.т. В остальных

районах энергосодержание отходов свиноводства менее 350 т у.т. в год. Крупные птицефабрики Крыма располагаются в Джанкойском и Красногвардейском районах. Энергетический потенциал помёта птиц выращиваемых здесь составляет 13250 и 10592 т у.т., соответственно. Рассчёты показали, что из других районов значимый энергopotенциал отходов имеют птицефабрики Сакского и Симферопольского районов – 1792 и 1656 т у.т.

Анализ пространственного распределения доступного валового потенциала, представленный на рисунке 1, показывает, что в связи с агроклиматическими и геоморфологическими условиями исследуемой территории энергетический потенциал отходов зерновых и подсолнечника сосредоточен в северной и северо-восточной частях полуострова. В то время как южные и центральные районы Крыма характеризуются высоким энергетическим потенциалом отходов виноградарства. Таким образом, значительная часть территории Республики Крым обеспечена сырьевыми ресурсами для развития биоэнергетики с использованием отходов растениеводства сельского хозяйства.

По нашим оценкам суммарный доступный валовой энергетический потенциал отходов растениеводства Крыма превышает 750 тыс. т у.т. (по результатам 2016 года). Это теоретическое энергосодержание отходов, и очевидно, что количество энергии, которое реально может быть извлечено из этой биомассы, будет значительно меньше. Тем не менее, рассчитанная величина ресурса значима для энергетики Крыма, так как годовое потребление тепловой энергии в республике в 2017 году составило около 357 тыс. т у.т. [10]. И, поскольку котельно-печное топливо практически полностью поставляется на полуостров с материка, энергоносители из отходов растениеводства в виде пеллет и брикетов способствовали бы развитию энергонезависимости Крыма.

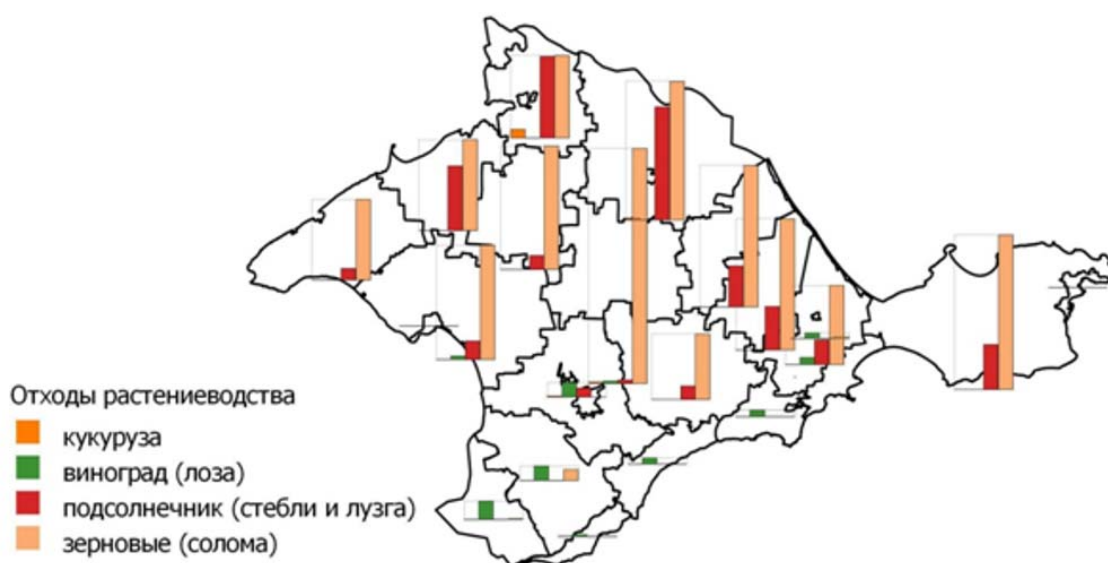


Рис. 1. Распределение отходов растениеводства по территории Крыма.

Возможный экологический эффект от использования отходов растениеводства для получения тепла в муниципальных котельных заключается в предотвращении выделения двуокси углерода, которое происходит при выработке тепла топливными станциями на традиционном топливе. Расчёт показывает, что даже использование только половины энергopotенциала отходов растениеводства республики – 375 тыс. т у.т. для получения тепла, позволило бы предотвратить значительное выделение CO₂, сопровождающее производство этого тепла тепловыми станциями на природном газе – самом экологичном из традиционных источников энергии. Принимаем, что ТЭЦ расходует 160 кг у.т. на производство 1Гкал тепла и 0,3 кг у.т. на производство 1кВт*ч. и учитываем средний удельный выброс CO₂ от топливных

станций России на природном газе – 547 гСО₂/ кВт*ч [11]. Тогда переработка растительных отходов с получением 375 тыс. т у.т тепловой энергии могла бы предотвратить выделение 729 тыс. т СО₂, сопровождающее производство этого количества тепла топливными станциями на природном газе.

Суммарный энергопотенциал отходов животноводства Крыма значительно меньше потенциала отходов растениеводства, но для ряда районов, в которых располагаются крупные животноводческие комплексы, он имеет значительные величины. Учитывая то, что отходы животноводства токсичны и часто содержат патогены опасные для человека, получение энергии при их переработке может стать дополнительным бонусом при решении трудоёмкой и затратной задачи утилизации этих отходов.

Эта работа была выполнена при поддержке Российского Фонда Фундаментальных исследований, грант №16-05-01015\16.

Список литературы

1. Гелетуха Г., Железная Т.А. Перспективы использования отходов сельского хозяйства для производства энергии в Украине // Аналитическая записка БАУ N7. 2014 . С.35.
2. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива (показатели по территориям) / Под редакцией Безруких П.П.- М.: «ИАЦ Энергия», 2007.- 272 с.
3. Атлас ресурсов возобновляемой энергии на территории России: науч. издание / под ред. Киселёвой С.В.- М.:РХТУ им. Д.И.Менделеева, 2015.-160 с.
4. Андреевко Т. И., Киселёва С. В., Шакун В. П. К оценке энергетического потенциала отходов растениеводства: зерновое хозяйство // Альтернативная энергетика и экология. 2014. № 12. С. 84–95.
5. Андреевко Т.И., Киселева С.В., Рафикова Ю.Ю. Комплексный анализ распределения ресурсов биоэнергетики для территории Волгоградской области Альтернативная энергетика и экология №07-09 (219-221) 2017 с.49-59.
6. Андреевко Т.И., Киселева С.В., Рафикова Ю.Ю. Оценка энергетического потенциала отходов растениеводства Крымского федерального округа // Инновации в сельском хозяйстве. - №5(20). - 2016. - с.449-455.
7. Брюханов А.Ю. Проблемы обращения с органическими отходами в сельском хозяйстве и методы их решения // Доклад на Международной конференции «Обращение с органическими отходами: опыт и перспективы» 16 февраля 2018 г., Москва.
8. База данных показателей муниципальных образований Электронный ресурс <http://www.gks.ru/dbscripts/munst/munst35/DBInet.cgi> (дата обращения - 20.04.2017)
9. Алексашкин И.В., Яшенков В.О., Поляков Е.П. Перспективы использования биотоплива в Крыму на примере виноградной лозы // Культура народов Причерноморья. – 2009. – №156. – с.7-9
10. Крымстат сообщил о масштабах потерь тепловой энергии Электронный ресурс <http://ec.cfuv.ru/vse-novosti/179-krymstat-soobshchil-o-masshtabakh-poter-teplovoj-energii.html> (Дата обращения 20.04.2018).
11. Безруких П.П. Ветроэнергетика (Справочное и методическое пособие)/ Москва, 2010. 314 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗДУШНОГО НАГРЕВА В МЕТАЛЛОГИДРИДНЫХ СИСТЕМАХ ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА, КОМБИНИРОВАННЫХ С ТВЕРДОПОЛИМЕРНЫМ ТОПЛИВНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ
AIR HEATING IN A METAL HYDRIDE HYDROGEN STORAGE COUPLED WITH A PEM FUEL CELL

Борзенко В.И., Еронин А.А.

Объединенный институт высоких температур РАН, Москва, Россия

Borzenko V., Eronin A.

Joint Institute for High Temperatures of Russian Academy of Sciences

borzenko1971@gmail.com

Продемонстрирована возможность осуществлять питание твердополимерного топливного элемента водородом, десорбированным из низкотемпературно металлгидридной системы хранения водорода, с использованием воздуха из системы охлаждения ТЭ. Объемный расход водорода превосходил значение, необходимое для поддержания работы ТЭ на уровне мощности 1.1 кВт(э). Представлены экспериментальная установка, результаты экспериментов и обсуждены перспективы использования металлгидридного аккумулирования водорода для энергоустановок на топливных элементах киловаттного уровня мощности.

The possibility to refuel air-cooled PEM FC by hydrogen desorbed from low temperature metal hydride storage using the FC exhaust air was successfully demonstrated. The volumetric flow of hydrogen exceeded the values needed to ensure 1.1 kW (e) FC capacity level. Experimental setup, the results of experimental investigations are presented and discussed, as well as the reserves for the technology application for kW scale power production units based on air-cooled fuel cells.

Ключевые слова: низкотемпературные металлгидриды, топливные элементы с твердополимерным электролитом, системная интеграция

Keywords: low temperature metal hydrides, PEM FC, system integration

Введение

Низкотемпературные металлгидридные системы хранения водорода доказали свою применимость в качестве источников топлива энергоустановок киловаттного уровня мощности [1, 2] для стационарных и некоторых транспортных применений [2 - 4]. Несмотря на относительно низкое массовое содержание водорода, сплавы на основе LaNi₅ являются наиболее безопасными, надежными и экономически оправданными. Проблемы системной интеграции в энергоустановках на основе твердополимерных топливных элементов (ТПТЭ) с металлгидридным хранением водорода в основном связаны с попытками использования тепла низкого потенциала, производимого ТПТЭ для нужд процесса десорбции с учетом большой теплоты реакции (~ 40 кДж/моль H₂) и низкой теплопроводности мелкодисперсного порошка металлгидридной засыпки [5 - 9]. В работе [10] была продемонстрирована успешная комбинация 5 кВт-ной системы на ТПТЭ и металлгидридного хранилища водорода объемом 13 н. м³. Этот результат основан на оптимизации конструкции теплообменника и выборе рабочих режимов с точки зрения обеспечения отсутствия кризиса массообмена, явления типичного для рассматриваемой технологии хранения водорода [11]. Задача стабильного снабжения топливом ТПТЭ при отборе тепла, производимого стэком топливного элемента, упрощалась наличием водяного контура в котором ТПТЭ – источник низкопотенциального тепла (около 60°C), а металлгидридное хранилище – потребитель. Однако, в системах на ТПТЭ с жидкостным охлаждением требуется создание отдельной подсистемы охлаждения, что приводит к увеличению массогабаритных характеристик энергоустановки, в то время как ТПТЭ с воздушным охлаждением в настоящее время достигли высокой эффективности и стадии широкого внедрения, активно вытесняя с рынка ТПТЭ с жидкостным охлаждением, как минимум в диапазоне мощностей 1 – 10 кВт. Коэффициент теплоотдачи от

металлогидридной засыпки к жидкости составляет порядка 120 Вт/(м² К) [12], что вряд ли достижимо при использовании горячего воздуха выходящего из стэка ТПТЭ для десорбции водорода из металлогидридного хранилища.

В данном исследовании мы постарались продемонстрировать в качественном эксперименте возможность нагрева воздухом полу-промышленного реактора хранения водорода максимальной емкостью 13 н. м³ и изначально разработанного для водяного нагрева/охлаждения. При этом, параметры воздуха симулируют воздух, выходящий из промышленных систем на ТПТЭ в диапазоне мощностей 1 –2.5 кВт (е). В качестве исходных взяты данные по линейке продукции *Hoppecke H2.power*, любезно предоставленные производителем, см. таблицу 1. Целью качественного эксперимента являлось получение и поддержание расхода водорода на выходе из реактора хранения при десорбции и его сравнение с соответствующим расходом требуемым для работы.

Другим важным параметром для системной интеграции является поддержание требуемого давления на выходе реактора хранения и его соответствие минимальному значению на входе стэка ТПТЭ. Поскольку параметры равновесия (P-C-T диаграмма) конкретного гидридообразующего материала определяются его составом [13 - 17] и сплавы семейства LaNi₅ предоставляют широкие возможности для достижения требуемых параметров равновесия путем модификации состава, в данной работе вопрос о выходном давлении был признан вторичным.

Таблица 1 – Параметры энергоустановок *Hoppecke H2.power@ PEMFC*

Мощность (кВт)	Расход воздуха (м ³ /ч)	Температура воздуха при максимальной нагрузке (°C)	Площадь сечения воздуховода (см ²)	Потребление водорода при максимальной нагрузке (н. л/мин)	Минимальное давление на входе в стэк (МПа)
1.1	391	50 - 55	289	13	0.0551 – 0.0830
2.5	883	50 - 55	660	30	0.0551 – 0.0830

Экспериментальная установка

Детально конструкция и результаты испытаний реактора РХ-1, использованного в данном экспериментальном исследовании даны в [10]. Реактор представляет из себя теплообменник трубного типа (Рис.1) из нержавеющей стали с внутренними каналами для жидкого теплоносителя и металлогидридом помещенным в кольцевой зазор между цилиндрическим каналом для теплоносителя и наружной стенкой единичного патрона.

Реактор состоит из 49 патронов длиной 65 см с общим водородным коллектором в виде трубной доски. Каждый патрон имеет на входе фильтр из нержавеющей сетки для удержания гидридообразующего сплава внутри патрона. Общая масса гидридообразующего сплава составом La_{0.5}Nd_{0.5}Al_{0.1}Fe_{0.4}Co_{0.2}Ni_{4.3} составляет 81 кг при 70%-ном заполнении каждого патрона. Свойства гидридообразующего материала приведены в таблице 2 [8].

Реактор РХ-1 был изначально разработан для гибридного охлаждения/нагрева, водой по внутренним каналам при вынужденном движении, воздухом через внешние стенки патронов при естественной конвекции. Для этих целей в кожухе реактора сделаны прямоугольные каналы (600×200 мм) вверху и внизу. В эксперименте кожух был повернут на 90° для обеспечения горизонтального тока воздуха, что соответствовало геометрии потока воздуха на выходе рассматриваемых промышленных ТПТЭ (рис.2).

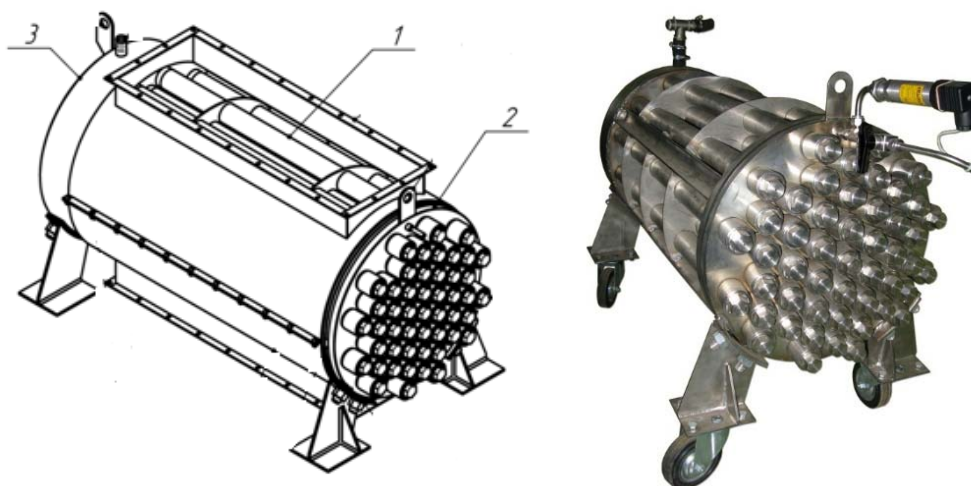


Рис. 1. – Общий вид металлгидридного реактора РХ-1: 1 – единичный патрон, 2 – водородный коллектор, 3- водяной коллектор. На фото представлен РХ-1 со снятым кожухом.

Таблица 2 – Свойства $\text{La}_{0.5}\text{Nd}_{0.5}\text{Al}_{0.1}\text{Fe}_{0.4}\text{Co}_{0.2}\text{Ni}_{4.3}$

Температура (°С)	Равновесное давление десорбции (МПа)	Максимальное массовое содержание водорода (%)	Теплота реакции десорбции (кДж/моль H_2)	Теплоемкость (кДж/(кг °С))
25	0.11	1.1	35.3	0.42
80	1.16			

Три электронагревателя каждый мощностью 1 кВт были установлены на входе в изогнутый воздуховод. Нагреватели были соединены параллельно. Регулировка мощности осуществлялась вручную изменением напряжения в диапазоне $0 \div 220 \text{ В (AC)}$. Применение изогнутого воздуховода вызвано необходимостью избежать прямого воздействия теплового излучения на внешние стенки патронов РХ-1 и сохранения характера нагрева только вынужденной конвекцией воздуха. Суммарная мощность нагревателей Q подбиралась из соображений теплоотвода от ячейки ТПТЭ мощностью 2,5 кВт по следующему неравенству

$$Q > W_e(1 - \eta)/\eta,$$

где W_e и η электрическая мощность и КПД ТПТЭ. С учетом низшей теплоты сгорания водорода для выбранных промышленных систем КПД составляет $\eta = 0.46$. На выходе из кожуха был установлен ряд из пяти осевых вентиляторов вытяжного типа РУ-1238Н240S имеющих производительность каждого $190 \text{ м}^3/\text{ч}$.

На боковой стенке горизонтального входного воздуховода было просверлено отверстие для введение датчиков скорости и температуры воздуха.

Предварительные эксперименты включали настройку параметров нагрева для лучшей симуляции воздушного нагрева при работе РХ-1 и ТПТЭ. Целевым параметром было достижение температуры 50 °С , что было достигнуто при электрической мощности на нагревателях 1,7 кВт. Скорость воздуха измерялась термоанемометром Testo 415 в нескольких точках. Среднее значение скорости на входе составило $0,7 \pm 0,1 \text{ м/с}$. Температура воздуха

после нагревателей измерялась гибким термопарным датчиком с помощью отверстия для проб в нескольких точках потока.

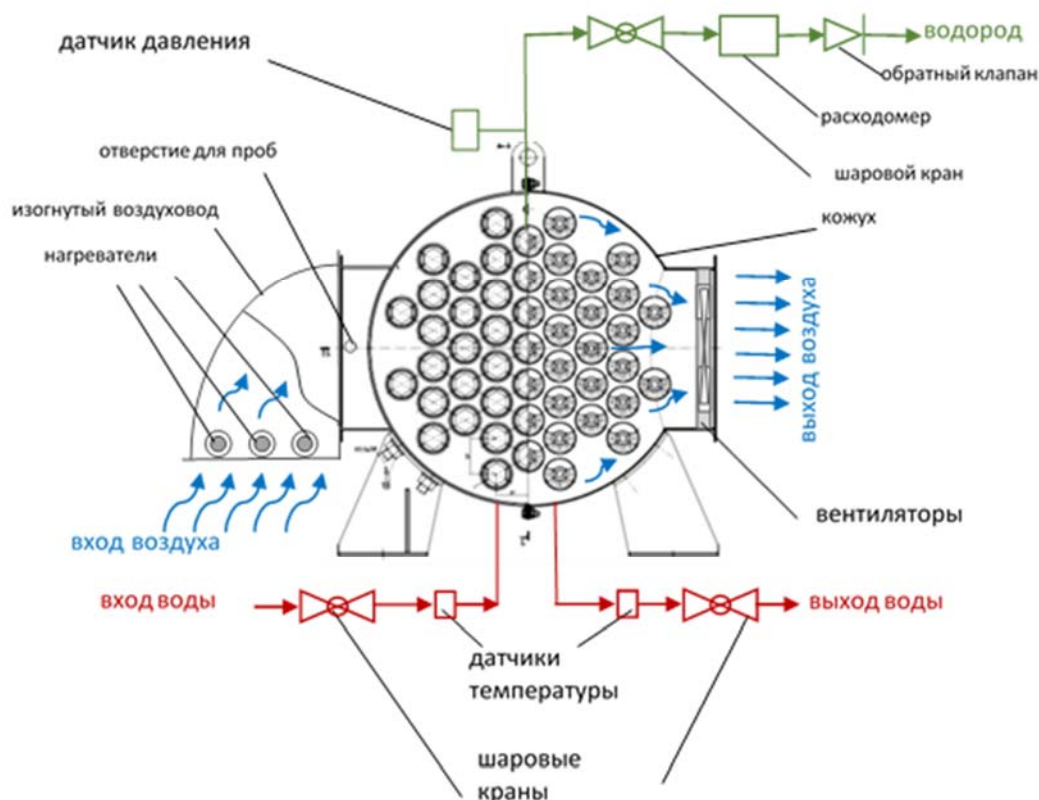


Рис. 2- Схема экспериментальной установки.

Предварительные испытания показали следующее:

- объемный расход воздуха оказался ниже заявленного для системы H₂.power 1.1 kW (см. Таблицу 1) из-за гидравлического сопротивления трубного пучка металлгидридных патронов, таким образом результаты экспериментов будут иметь характер “оценки снизу” для возможности воздушного нагрева;
- избыточная мощность на нагревателях значением 1,7 кВт связана с тепловыми потерями, однако, полученный воздух с температурой 50 °С качественно моделирует ситуацию системной интеграции хранилища водорода и ТПТЭ мощностью 1 кВт.

В дополнение к результатам предварительных испытаний имеет смысл учесть следующие факторы, делающие последующие эксперименты качественной “оценкой снизу”:

- реактор РХ-1 не был освобожден от остаточной воды (порядка 12 л);
- степень заряда реактора (SOC) не превышала 50%;
- имевшийся в реакторе гидридообразующий материал не был оптимален для поддержания заданного давления;
- тепловая изоляция нигде не применялась.

В процессе экспериментальных исследований измерялись абсолютное давление в реакторе, температура остаточной воды для определения стационарных условий и расход водорода на выходе из реактора. Эксперименты проводились следующим образом: закрытый реактор РХ-1 при постоянных значениях давления водорода и температуре остаточной воды подвергался нагреву воздухом путем запуска вентиляторов (см. рис.2) и подачи 1,7 кВт мощности на нагреватели (175 В АС). После начала роста давления постепенно открывался шаровой кран на выходе водородной линии на атмосферу. Данные по давлению и расходу

водорода записывались не менее одного часа. Были экспериментально проверены два начальных тепловых состояния реактора. При горячем старте реактор был предварительно подогрет водой до 30°C с выключением водяного нагрева в момент старта воздушного. Условия проведения экспериментов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры экспериментальных исследований

	Скорость воздуха на входе (м/с)	Расход воздуха (м ³ /ч)	Температура воздуха после нагревателей (°C)	Начальная температура реактора (°C)	Начальное абсолютное давление в реакторе (МПа)	Начальная SOC (%)
“Холодный старт”	0,7 ± 0.1	300±43	50 ± 2	17	0.14	50
“Горячий старт”	0,7 ± 0.1	300±43	50 ± 2	30	0.15	41

Результаты экспериментальных исследований

Зависимости давления расхода и давления водорода для обоих рассмотренных случаев представлены на рисунках 3- 6. Для наглядности на рисунках 3 и 5 даны уровни расхода водорода, соответствующие максимальной нагрузке на ТПТЭ мощностями 1,1 и 2,5 кВт.

Для “холодного” старта температура остаточной воды достигла 30 °C и 34 °C для “горячего” старта с тенденцией к росту в обоих случаях.

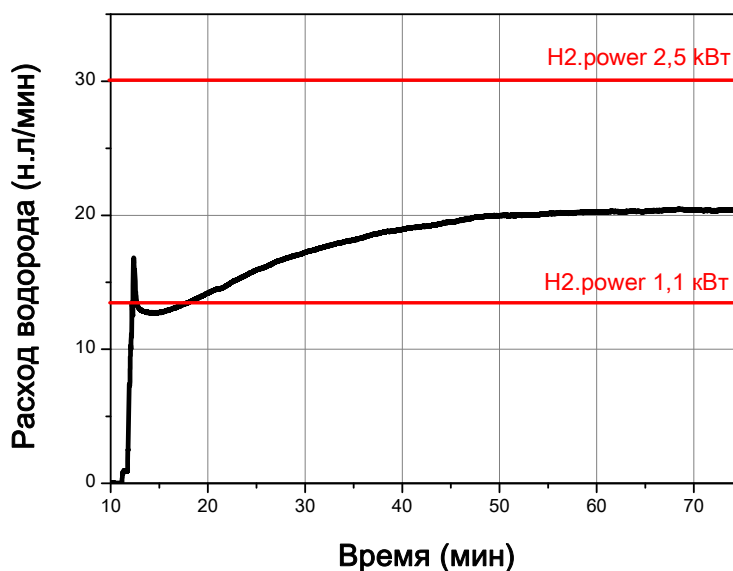


Рис. 3 – Расход водорода при воздушном нагреве реактора РХ-1 (холодный старт). Красным – уровни расхода водорода, соответствующие максимальной нагрузке на ТПТЭ мощностями 1,1 и 2,5 кВт.

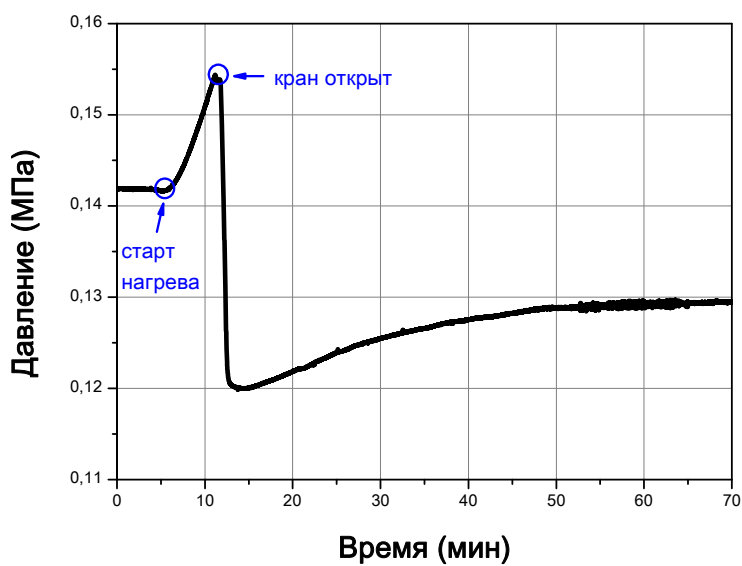


Рис.4. – Абсолютное давление в реакторе РХ-1 при воздушном нагреве (холодный старт).

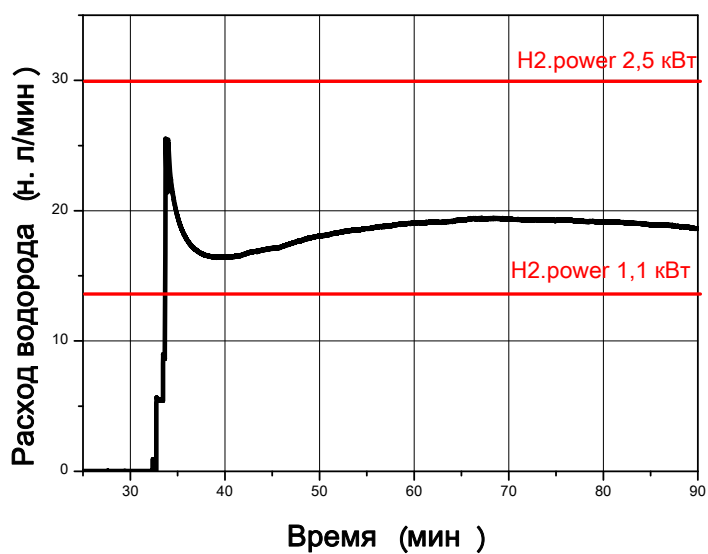


Рис. 5 - Расход водорода при воздушном нагреве реактора РХ-1 (горячий старт). Красным – уровни расхода водорода, соответствующие максимальной нагрузке на ТПТЭ мощностями 1,1 и 2,5 кВт.

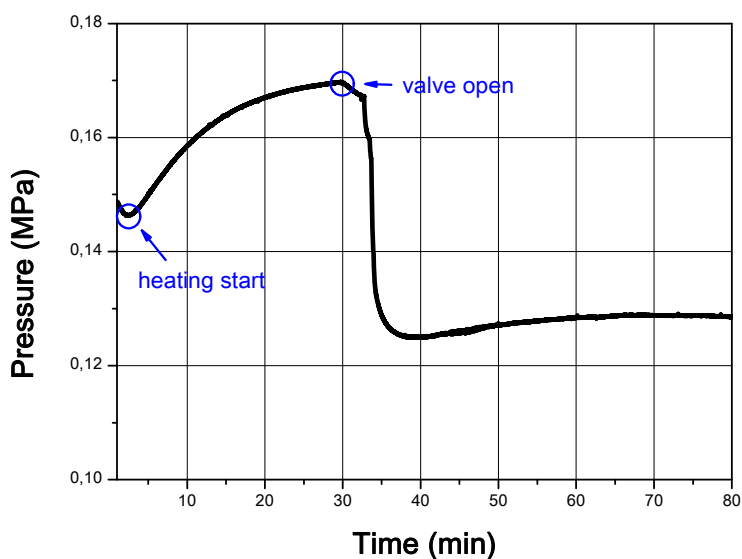


Рис. 6- Абсолютное давление в реакторе РХ-1 при воздушном нагреве (горячий старт)

Обсуждение и выводы

В представленных экспериментальных исследованиях поток воздуха соответствующий или не достигающий по величине расхода поток воздуха на выходе из промышленной энергоустановки на ТПТЭ был направлен на покрытие теплового эффекта реакции десорбции водорода в низкотемпературном реакторе хранения водорода и в течении часа и более обеспечил требуемое для ТПТЭ электрической мощностью 1,1 кВт значение расхода водорода, соответствующее максимальной нагрузке на ТПТЭ. При этом не предпринималось никаких специальных мер по модернизации реактора с гибридным жидкостно-воздушным нагревом для перевода на воздушный нагрев. Однако, уровень расхода, соответствующий запросам ТПТЭ мощностью 2,5 кВт (э) достигнут не был. Предложенный способ использования реакторов патронного типа имеет огромные резервы для повышения эффективности, связанные с применением тепловой изоляции, уменьшением брутто веса при отказе от жидкостного теплообменника, использованием гидридообразующего сплава с более высоким равновесным давлением при 30°C и тех же тепловых параметрах реакции, использованием пассивной интенсификации теплообмена на поверхностях патронов в виде ребер и т.п. Также важно отметить, что при использовании воздуха выходящего из ТПТЭ в качестве теплоносителя вероятно возникновение конденсата на поверхностях теплообмена, поскольку воздух имеет относительную влажность 90% (по данным производителя ТПТЭ). Должны приниматься специальные меры для разрушения жидких пленок и эвакуации влаги с поверхностей теплообмена.

Качественные результаты, полученные в представленном экспериментальном исследовании, могут оказаться важными при разработке водородных накопителей энергии ВИЭ или автономных резервных энергоустановок имеющих архитектуру: электролизер – хранилище водорода – топливный элемент.

Благодарности

Работа выполнена в рамках Государственного задания ОИВТ РАН на 2018 г.

References

1. E. Varkaraki, N. Lymberopoulos, E. Zoulias, D. Guichardot, G. Poli. Hydrogen-based uninterruptible power supply. *Int J Hydrogen Energy*. 2007; 32: 1589–1596.
2. Mykhaylo V. Lototskyy, Moegamat Wafeeq Davids, Ivan Tolj, Yevgeniy V. Klochko, Bhogilla Satya Sekhar, Stanford Chidziva, Fahmida Smith, Dana Swanepoel, Bruno G. Pollet. Metal hydride systems for hydrogen storage and supply for stationary and automotive low temperature PEM fuel cell power modules. *Int J Hydrogen Energy* ; 40: 11491–11497.
3. Cownden R, Nahon M, Rosen MA. Modelling and analysis of a solid polymer fuel cell system for transportation applications. *Int J Hydrogen Energy* 2001; 26: 615-23.
4. Hwang J. J. Review on development and demonstration of hydrogen fuel cell scooters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012; 16: 3803– 3815.
6. Artemov V.I., Yankov G.G., Lazarev D.O., Borzenko V.I., Dunikov D.O., Malyshenko S.P. Numerical Simulation of the Processes of Heat and Mass Transfer in Metal-Hydride Accumulators of Hydrogen. *Heat Transfer Research* 2004; 35: 140-156.
7. Minko K.B., Artemov V.I., Yan'kov G.G. Numerical simulation of sorption/desorption processes in metal-hydride systems for hydrogen storage and purification. Part I: Development of a mathematical model. *Int J of Heat and Mass Transfer* 2014; 68: 683-692.
8. Minko K.B., Artemov V.I., Yan'kov G.G. Numerical simulation of sorption/desorption processes in metal-hydride systems for hydrogen storage and purification. Part II: Verification of the mathematical model. *Int J of Heat and Mass Transfer* 2014; 68: 693-702.
9. Blinov D.V., Borzenko V.I., Dunikov D.O., Romanov I.A. Experimental investigations and a simple balance model of a metal hydride reactor. *Int J Hydrogen Energy* 2014; 39: 19361-19368.
10. S. Mellouli, F. Askri, H. Dhaou, A. Jemni, S. Ben Nasrallah. Numerical simulation of heat and mass transfer in metal hydride hydrogen storage tanks for fuel cell vehicles. *Int. Journal of Hydrogen Energy* 2010; 35: 1693-1705.
11. S.P. Malyshenko, V.I. Borzenko, D.O. Dunikov, O.V. Nazarova. Metal hydride technologies of hydrogen energy storage for independent power supply systems constructed on the basis of renewable sources of energy. *Thermal Engineering* 2012; 59 (6): 468 – 478.
12. Borzenko V, Dunikov D, Malyshenko S. Crisis phenomena in metal hydride hydrogen storage facilities. *High Temp* 2011;49(2):249 – 256.
13. Dmitry Dunikov, , Vasily Borzenko, Stanislav Malyshenko Influence of impurities on hydrogen absorption in a metal hydride reactor. *Int J Hydrogen Energy* 2012; 37: 13843–13848.
14. A. Züttel. Materials for hydrogen storage. *Materials Today* 2003: pp.24–33.
15. S. Mitrokhin, T. Zotov, E. Movlaev, V. Verbetsky Hydrogen interaction with intermetallic compounds and alloys at high pressure. *J of Alloys and Compounds* 2013; 580: 590-593.
16. Sandrock G. A panoramic overview of hydrogen storage alloys from a gas reaction point of view. *Journal of Alloys and Compounds* 1999; 293-295: 877-888.
17. Uehara I., Sakai T., Ishikawa H. The state of research and development for applications of metal hydrides in Japan. *J Alloys and Compounds* 1997; 253-254: 635-641.
18. Billur Sakintuna, Farida Lamari-Darkrim, Michael Hirscher, Metal hydride materials for solid hydrogen storage: A review. *Int J Hydrogen Energy* 2007; 32: 1121-1140.

**АВТОРСКИЙ УКАЗАТЕЛЬ
LIST OF AUTHORS**

Alkhasov A.B.....	16	Masolov V.G.....	147
Alkhasov B.A.....	16	Melnik D.A.....	121
Alkhasova D.A.....	10, 16	Mikheev D.V.....	168
Andreenko T.....	244	Mingaleeva R.....	136
Antonova M.A.....	84	Minin V.A.....	109
Azizov A.A.....	10	Mintsaeв M.Sh.....	234
Basan D.....	21	Nefedova L.V.....	141
Bessel V.....	136	Nemirovskiy I.A.....	202
Blinov D.V.....	26	Obukhov S.G.....	147
Borisov V.V.....	178	Popel O.S.....	16
Borzenko V.....	250	Postelnik M.I.....	178
Borzenko V.I.....	26	Potanskiy V.G.....	153
Cherkasov S.V.....	234	Ptitsyn M.V.....	84
Chernova N.I.....	93	Rafikova Yu.Yu.....	153, 244
Donchevsky G.....	78	Ramazanov A.Sh.....	16
Dunikov D.O.....	26	Romanov I.A.....	26
Dzhavatov D.K.....	10	Sangov K.S.....	168
Ermishina A.....	78	Shaipov A.A.....	234
Eronin A.....	250	Shalukho A.V.....	213
Farkhutdinov A.M.....	234	Sherstyukov B.G.....	178
Fayn B.I.....	196	Shkradyuk I.....	223
Fedorchuk S.O.....	202	Solntsev E.....	114
Fedyanin V.I.....	208	Solovyev A.A.....	141
Filimonov M.N.....	121	Sosnina E.....	114
Frid S.E.....	219	Sosnyна E.N.....	213
Gasho E.....	53	Stefantsov A.G.....	178
Ginzburg A.S.....	236	Suleymanov M.J.....	21
Grechukhina I.....	58	Svalova V.B.....	160
Grigoryev A.S.....	121	Tarasenko A.B.....	185, 189
Grigoryev S.A.....	121	Tissot D.....	241
Guzhov S.....	53, 64	Tyagunov M.....	193
Kazakov A.N.....	26	Vervelakis G.M.....	121
Kiseleva S.V.....	93, 244	Volodin A.A.....	26
Klimenko L.....	78	Volodin G.I.....	45
Kolomiets Yu.G.....	21	Zhileykina K.O.....	84
Kopylov A.....	104	АЗИЗОВ А.А.....	10
Krolin A.....	53	АЛХАСОВ А.Б.....	16
Kryukov D.N.....	208	АЛХАСОВ Б.А.....	16
Kudryavtseva O.....	58	АЛХАСОВА Д.А.....	10, 16
Kuznetsov N.M.....	109	Андреевко Т.И.....	244
Lebedeva A.....	58	Антонова М.А.....	84
Lipuzhin I.....	114	Басан Д.....	21
Lisitskaya N.V.....	219	Бессель В.В.....	136
Losev O.G.....	121	Блинов Д.В.....	26
Luferov V.S.....	178	Борзенко В.И.....	26, 250
Lushnikov O.G.....	126	Борисов В.В.....	178

Вервелакис Г.М.	121	Минин В.А.	109
Володин А.А.	26	Минцаев М.Ш.	234
Володин Г.И.	45	Михеев Д.В.	168
Гашо Е.Г.	53	Немировский И.А.	202
Гинзбург А.С.	236	Нефедова Л.В.	141
Гречухина И.А.	58	Обухов С.Г.	147
Григорьев А.С.	121	Попель О.С.	16
Григорьев С.А.	121	Постельник М.И.	178
Гужов С.В.	53, 64	Потанский В.Г.	153
Джаватов Д.К.	10	Птицын М.В.	84
Дильман М.Д.	227	Рамазанов А.Ш.	16
Дончевский Г.Н.	78	Рафикова Ю.Ю.	153, 244
Дуников Д.О.	26	Романов И.А.	26
Ермишина А.В.	78	Сангов Х.С.	168
Еронин А.А.	250	Солнцев Е.Б.	114
Жилейкина К.О.	84	Соловьев А.А.	141
Казаков А.Н.	26	Соснина Е.Н.	114, 213
Киселева С.В.	93, 244	Стефанцов А.Г.	178
Клименко Л.В.	78	Сулейманов М.Ж.	21
Коломиец Ю.Г.	21	Тарасенко А.Б.	185, 189
Копылов А.Е.	104	Тягунов М.Г.	193
Кролин А.А.	53	Файн Б.И.	196
Крюков Д.Н.	208	Фархутдинов А.М.	234
Кудрявцева О.В.	58	Федорчук С.О.	202
Кузнецов Н.М.	109	Федянин В.Я.	208
Лебедева А.С.	58	Филимонов М.Н.	121
Липужин И.А.	114	Фрид С.Е.	219
Лисицкая Н.В.	219	Черкасов С.В.	234
Лосев О.Г.	121	Чернова Н.И.	93
Луферов В.С.	178	Шаипов А.А.	234
Лушников О.Г.	126	Шалуха А.В.	213
Масолов В.Г.	147	Шерстюков Б.Г.	178
Мельник Д.А.	121	Шкрадюк И.Э.	223
Мингалеева Р.Д.	136		