



**ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ  
И ПРИКЛАДНЫЕ ВОПРОСЫ ФИЗИКИ**

---

**FUNDAMENTAL AND APPLIED  
PROBLEMS OF PHYSICS**

**ТРУДЫ  
МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ**

---

**PROCEEDINGS  
OF INTERNATIONAL CONFERENCE**

**АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН  
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ НПО «ФИЗИКА-СОЛНЦЕ»**

**UZBEKISTAN ACADEMY OF SCIENCES  
PHYSICAL-TECHNICAL INSTITUTE OF SPA "PHYSICS-SUN"**

**ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ  
И ПРИКЛАДНЫЕ ВОПРОСЫ ФИЗИКИ**

---

**FUNDAMENTAL AND APPLIED  
PROBLEMS OF PHYSICS**



**ТРУДЫ  
МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ**

---

**PROCEEDINGS  
OF INTERNATIONAL CONFERENCE**

**22 - 23 сентября**

Ташкент 2020 г.

**АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН  
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ НПО «ФИЗИКА-СОЛНЦЕ»**

**Программный комитет**

Лутпуллаев С.Л. – Проф., Пред.  
Юлдашев Б.С. – Акад. АН РУз  
Гуламов К.Г. – Акад. АН РУз  
Захидов Р.А. – Акад. АН РУз  
Муминов Р.А. – Акад. АН РУз  
Мамадалимов А.Т. – Акад. АН РУз  
Мукимов К.М. – Акад. АН РУз  
Муминов Т.М. – Акад. АН РУз  
Мусаханов М.М. – Акад. АН РУз  
Расулов У.Х. – Акад. АН РУз  
Ашуров М.Х. – Акад. АН РУз

**Организационный комитет**

Лутпуллаев С.Л., председатель, проф., ФТИ  
Олимов Х.К., зам. пред., д.ф.-м.н., ФТИ  
Парпиев О.Р., зам. пред., к.ф.-м.н., ИМ  
Ахатов Ж.С., зав. лаб., к.т.н., ФТИ  
Гулямов А.Г., г.н.с., д.ф.-м.н., ФТИ  
Олимов К., зав. лаб., д.ф.-м.н., проф., ФТИ  
Турсунов М.Н., г.н.с., д.т.н., ФТИ  
Усмонов Ш.Н., зав. лаб., д.ф.-м.н., ФТИ  
Саидханов Н.Ш., уч. секр., д.ф.-м.н., проф., ФТИ  
Байзаков Б., зав. лаб., к.ф.-м.н., ФТИ  
Каримов А.В., зав. лаб., д.ф.-м.н., проф., ФТИ  
Абдулхаев О.А., зав. лаб., к.ф.-м.н., ФТИ  
Разыков Т.М., зав. лаб., д.ф.-м.н., проф., ФТИ  
Абдуллаев Ф., г.н.с., д.ф.-м.н., проф., ФТИ  
Абдурахманов А.А., зав. лаб., д.т.н., проф., ИМ  
Гуламова Д.Д., зав. лаб., д.х.н., проф., ИМ  
Сулейманов С.Х., зав. лаб., к.ф.-м.н., ИМ  
Файзиев Ш., зав. лаб., к.т.н., ИМ  
Луговой В.В., с.н.с., к.ф.-м.н., ФТИ  
Жураев Э.Т., секретарь, ФТИ

**UZBEKISTAN ACADEMY OF SCIENCES  
PHYSICAL-TECHNICAL INSTITUTE OF SPA “PHYSICS-SUN”**

**Scientific Committee**

Lutpullaev S.L. – Prof., Chair  
Yuldashev B.S. – Acad. of ASU  
Gulamov K.G. – Acad. of ASU  
Zakhidov R.A. – Acad. of ASU  
Muminov R.A. – Acad. of ASU  
Mamadlimov A.T. – Acad. of ASU  
Mukimov K.M. – Acad. of ASU  
Muminov T.M. – Acad. of ASU  
Musakhanov M.M. – Acad. of ASU  
Rasulov U.Kh. – Acad. of ASU  
Ashurov M.Kh. – Acad. of ASU

**Organizing Committee**

Lutpullaev S.L., Chair, DSc, Prof., PhTI  
Olimov Kh.K., Co-Chair, DSc, PhTI  
Parpiev O.R., Co-Chair, PhD, IMS  
Akhatov J.S., Head of Lab., PhD, PhTI  
Gulyamov A.G., Chief Res., DSc, PhTI  
Olimov K., Head of Lab., DSc, Prof., PhTI  
Tursunov M.N., Chief Res., DSc, PhTI  
Usmonov Sh.N., Head of Lab., DSc, PhTI  
Saidkhanov N.Sh., Sci. Sec., DSc, Prof., PhTI  
Baizakov B.B., Head of Lab., PhD, PhTI  
Karimov A.V., Head of Lab., DSc, Prof., PhTI  
Abdulkhaev O.A., Head of Lab., PhD, PhTI  
Razykov T.M., Head of Lab., DSc, Prof., PhTI  
Abdullaev F., Chief Res., DSc, Prof., PhTI  
Abdurakhmanov A.A., Head of Lab., DSc, Prof., IMS  
Gulamova D.D., Head of Lab., DSc, Prof., IMS  
Suleymanov S.Kh., Head of Lab., PhD, IMS  
Fayziev Sh., Head of Lab., PhD, IMS  
Lugovoi V.V., Sen. Res., PhD, PhTI  
Juraev E.T., Secretary, PhTI

## **ВВЕДЕНИЕ**

Физико-технический институт (ФТИ) АН РУз (г. Ташкент) является одним из старейших институтов Академии наук Республики Узбекистан (АН РУз). В ФТИ в разные периоды его деятельности получили развитие многие научные направления, впоследствии вошедшие в сферу некоторых основных направлений естественно-научного профиля АН РУз. Здесь были начаты исследования в области физической электроники, физики твердого тела, физики полупроводников, ядерной физики, физики высоких энергий и космических лучей, гелиотехники, высокотемпературного материаловедения. На базе научных направлений и подразделений ФТИ были созданы Институт ядерной физики (1956 г.), Институт электроники (1967 г.) и в 1987 г. - НПО "Физика-Солнце" АН РУз. Институт материаловедения организован в 1993 г. на базе ряда лабораторий ФТИ и его Опытного производства с Большой Солнечной Печью (БСП).

Признанием заслуг ученых НПО "Физика-Солнце" АН РУз явилось издание Указа Президента РУз №УП-4512 от 01.03.2013 г. «О мерах по дальнейшему развитию альтернативных источников энергии» и Постановления Президента РУз №ПП-1929 от 01.03.2013г. «О создании Международного института солнечной энергии». За крупный вклад в науку в области физики полупроводников в 2007 г. сотрудники Института академик М.С.Саидов, доктора ф.-м.н. И.Г. Атабаев и А.С. Саидов удостоены Государственной премии Республики Узбекистан в области науки и техники. За разработку и создание современных систем прямого преобразования солнечного излучения в электрическую энергию на основе кремниевых фотопреобразователей, коллектив ученых Института С.Дадумухамедов, Х. Сабиров, М.Н. Турсунов, И.А. Юлдашев во главе с академиком Р.А. Муминовым удостоен в 2013 г. Государственной премии Республики Узбекистан в области науки и техники.

В Институте длительное время работали и работают в настоящее время видные ученые–физики: академик С.А. Азимов - создатель научной школы физики высоких и сверхвысоких энергий; академик У.А. Арифов – создатель школы физической электроники; академики С.У. Умаров, Э.И. Адирович, М.С. Саидов и Р.А. Муминов – основатели различных направлений физики полупроводников, академик С.В. Стародубцев – создатель научной школы физики твёрдого тела и один из организаторов Института ядерной физики, член – корр. АН РУз Г.Я. Умаров – создатель научной школы гелиотехнических исследований, академик Т.Т. Рискиев, создавший совместно с академиком С.А. Азимовым школу высокотемпературного материаловедения, академики К.Г. Гуламов, Б.С. Юлдашев и Т.С. Юлдашбаев, которые развили научную школу физики высоких энергий и космических лучей, созданную академиком С.А. Азимовым.

С 1965 г. ФТИ АН РУз издаёт Международный журнал «Гелиотехника». Журнал переводится на английский язык американской компанией «Аллerton Пресс», издаётся в США под названием «Applied Solar Energy» и распространяется по подписке. Журнал «Applied Solar Energy» индексируется в научной базе “SCOPUS” престижных международных журналов.

В этом 2020 году в Физико-техническом институте АН РУз уже в девятый раз проводится ставшая традиционной международная конференция «Фундаментальные и прикладные вопросы физики». На конференцию принимались работы, выполненные за последние три года по следующим направлениям и тематикам: 1. Физика ядра и элементарных частиц (включая их прикладные аспекты, а также физику высоких энергий и космических лучей); 2. Физика полупроводников и твёрдого тела (включая их прикладные аспекты, а также физику плазмы); 3. Возобновляемые источники энергии и их приложения (включая гелиоматериаловедение). Отрадно отметить, что по тематикам конференции было подано около 120 научных работ, включая более 20 статей зарубежных учёных из России, Китая, Пакистана, Казахстана, Азербайджана, Республики Беларусь и других стран. Мы уверены, что международная конференция станет платформой для обмена последними научными достижениями между учёными из разных стран, а также послужит катализатором установления новых научных связей между учёными и, возможно, зарождения будущих международных научных коллабораций.

*Организационный комитет*

## INTRODUCTION

Physical-Technical Institute (PTI) is one of the oldest institutes of the Academy of Sciences of Uzbekistan. During different periods of its activity, many scientific areas were established, which later became the main directions of research in natural sciences of the Uzbek Academy of Sciences (UzAS). Among them are the physical electronics, solid state physics, semiconductor physics, nuclear physics, high energy and cosmic ray physics, solar energy technologies, and high temperature materials science.

On the basis of scientific areas and divisions of PTI, several institutions were created, such as the Institute of Nuclear Physics (1956), Institute of Electronics (1967) and SPA "Physics-Sun" of the UzAS (1987). The Institute of Materials Science, based on a number of laboratories of PTI and its pilot production facility with a Big Solar Furnace (BSF), was established in 1993.

The Decree of the President of the Republic of Uzbekistan "On measures for further development of alternative energy sources" №UP-4512 on 01.03.2013 and the corresponding Resolution of the President of the Republic of Uzbekistan "On the establishment of the International Institute of solar energy" №PP-1929 on 01.03.2013 are recognition of achievements of scientists from SPA "Physics-Sun" of the UzAS. For important contribution to science in the field of semiconductor physics, the Institute scientists - Academician M.S. Saidov, Dr. Sci. A.S. Saidov and Dr. Sci. I.G. Atabaev, were awarded the State Prize of the Republic of Uzbekistan in the field of science and technology in 2007. The team of scientists of the Institute - S. Dadamuhamedov, H. Sabirov, M.N. Tursunov, and I.A. Yuldashev, headed by Academician R.A. Muminov, is awarded in 2013 the State Prize of the Uzbekistan Republic in the field of science and technology for the development and creation of modern systems of direct conversion of solar radiation into electrical energy based on silicon solar cells.

Many prominent physicists had worked in the past, and are presently working at the institute and they founded the different well-known scientific schools and research directions: academician S.A. Azimov - founder of the scientific school of high-energy and ultra-high-energy physics; academician U.A. Arifov - creator of the School of Physical Electronics; academicians S.U. Umarov, E.I. Adirovich, M.S. Saidov and R.A. Muminov - founders of various research areas in Semiconductor Physics; academician S.V. Starodubtsev – founder of scientific school of solid state physics and one of the founders of the Institute of Nuclear Physics; correspondent-member of UzAS G.Ya.Umarov - founder of the scientific school in applied solar energy research; academician T.T. Riskiev, who created, together with academician S.A.Azimov, the school of high temperature materials science; academicians K.G. Gulamov, B.S. Yuldashev, and T.S. Yuldashbaev, who developed further the scientific school of high energy and cosmic ray physics, founded by academician S.A. Azimov.

Since 1965, PTI publishes the international journal "Applied Solar Energy". The journal is translated into English by the American company "Allerton Press" and is published in the United States and distributed by subscription. The journal "Applied Solar Energy" is indexed in the "SCOPUS" scientific database of the prestigious international journals.

In this 2020 year the Physical-technical institute is organizing for the ninth time the traditional international conference "Fundamental and applied problems of Physics". The works implemented within the last three years in the following fields have been accepted by the conference: 1) Nuclear and elementary particle physics (including its applications, high-energy and cosmic ray physics as well); 2) Physics of semiconductors and solids (including its applications, plasma physics as well); 3) Renewable energy sources and their applications (including helio-material science). We are glad to inform that about 120 scientific articles pertaining to conference topics have been received by the conference, including more than 20 works of foreign scientists from Russia, China, Pakistan, Kazakhstan, Azerbaijan, Republic of Belarus, and other countries. We are quite confident that the current international conference will be the platform for exchange of the latest scientific results among scientists from various countries, and it will possibly foster the creation of the future international scientific collaborations.

*The Organizing Committee*

**СЕКЦИЯ III.  
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ  
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И ИХ  
ПРИЛОЖЕНИЯ**



**SECTION III.  
RENEWABLE ENERGY SOURCES  
AND THEIR APPLICATIONS**

СОДЕРЖАНИЕ

<b>МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПЛОСКИХ СОЛНЕЧНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЧЕРЕЗ СВЕТОПРОЗРАЧНЫЕ ПОКРЫТИЯ ИХ КОРПУСОВ</b>	
Авезов Р.Р.	12
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПАРАМЕТРЫ ФОТО ТЕПЛОВой БАТАРЕИ С КОЛЛЕКТОРОМ ИЗ СОТОВОГО ПОЛИКАРБОНАТА</b>	
Муминов Р.А., Турсунов М.Н., Сабиров Х., Юлдошев Б.А., Абилфайзиев Ш.Н.	20
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОНОМНЫХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ ЖАРКОГО КЛИМАТА</b>	
Турсунов М.Н., Сабиров Х., Юлдошев И.А., Холов У.Р., Ахтамов Т.З.	25
<b>INFLUENCE OF Ag PLASMON NANOPARTICLES ON PHOTOCATALYTIC AND PHOTOVOLTAIC PROPERTIES OF GRAPHENE OXIDE-TITANIUM DIOXIDE NANOCOMPOSITE</b>	
Ibrayev N., Seliverstova E., Zhumabekov A., Sadykova A.	30
<b>АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СОЛНЕЧНЫХ ВОДООПРЕСНИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ПРИ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИИ В НЫНЕШНИХ УСЛОВИЯХ НЕКОТОРЫХ РЕГИОНОВ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН</b>	
Ахатов Ж.С., Самиев К.А.	34
<b>СТИМУЛИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ С ПОМОЩЬЮ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ</b>	
Любчик О.А.	41
<b>ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕПЛООБМЕННЫМИ ПРОЦЕССАМИ В СИСТЕМАХ ОТОПЛЕНИЯ</b>	
Авезова Н.Р., Далмурадова Н.Н., Кулматов Х., Усманов А.Ю., Куралов М.А.	47
<b>ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ МОЩНОСТЬЮ 2.24 кВт ИНТЕГРИРОВАННОЙ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ</b>	
Матчанов Н.А.	53
<b>ИССЛЕДОВАНИЯ ОБОГАЩЕНИЯ КАОЛИНОВ УЗБЕКИСТАНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАДИАЦИОННОГО ИЗЛУЧЕНИЯ НА БАЗЕ ИМПУЛЬСНОЙ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ КЕРАМИКИ</b>	
Рахимов Р.Х., Арсланов Ш.С., Рашидов Х.К., Рашидов Ж.Х.	59
<b>META-MODELLING AN OPTIMAL DESIGN OF BUILDING ENVELOPES INTEGRATED WITH PHASE CHANGE AND INSULATION MATERIALS</b>	
Halimov A., Nürenberg M., Müller D., Akhatov J.	63
<b>INFLUENCE OF NANOSTRUCTURES Ag/TiO<sub>2</sub> AND Au/TiO<sub>2</sub> ON PHOTOPROCESSES IN POLY [3-HEXYLTHIOPHENE] POLYMER SOLUTIONS</b>	
Ibrayev N., Afanasyev D., Alikhaidarova E.	73



<b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ПЛОСКИХ СОЛНЕЧНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ</b>	
Рашидов Ю.К., Рашидов К.Ю.	76
<b>МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ МОЩНОСТЬЮ 130 кВт ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УГЛАХ НАКЛОНА И АЗИМУТА</b>	
Матчанов Н.А., Ким О.С., Бутунбаев Б.Н.	81
<b>ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЛЛОГЕНАММОНИЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ КАОЛИНОВОГО И НЕБОКСИТОВОГО СЫРЬЯ</b>	
Рахимов Р.Х., Арсланов Ш.С., Рашидов Х.К., Рашидов Ж.Х.	84
<b>ИСПЫТАНИЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ С ПОМОЩЬЮ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО СТЕНДА</b>	
Ахадов Ж., Расаходжаев Б., Ахмаджонов У., Авлокулов У.	89
<b>САМОРЕГУЛИРУЕМЫЕ СТРАТИФИКАЦИОННЫЕ ВОДЯНЫЕ АККУМУЛЯТОРЫ ТЕПЛОТЫ С АКТИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ</b>	
Рашидов Ю.К., Айтмуратов Б.	94
<b>INTRODUCTION OF THE IEC INTERNATIONAL STANDARDS AND BASIC TEST EQUIPMENT FOR THE PV TEST LABORATORY OF ISEI</b>	
Kim O.S., Akhadov J., Matchanov N.	100
<b>A COMPUTATIONAL METHOD OF DETERMINATION OF THE SUNSHINE DURATION</b>	
Akbarov R.Yu., Nurmatov Sh.R., Hao Yong	104
<b>РАЗРАБОТКА И СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ИСПЫТАТЕЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ</b>	
Расаходжаев Б., Ахадов Ж., Ахмаджонов У.	109
<b>ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТЕНЫ ТРОМБА</b>	
Самиев К.	112
<b>РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ И ЕЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ</b>	
Матчанов Н.А., Григорова Е.А.	118
<b>ПОСОБИЕ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ НОВЫХ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ РЕШЕНИЙ УСТАНОВОК СОЛНЕЧНОГО ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ</b>	
Рашидов Ю.К.	124
<b>МЕТОДЫ ТЕРМОФИЗИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ФАЗОПЕРЕХОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ</b>	
Жураев Э.Т., Жураев Т.Д.	130
<b>МИНИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ: ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ УЗБЕКИСТАНА</b>	
Имамов Э.З., Муминов Р.А., Рахимов Р., Джалалов Т.А., Имамов А.Э.	136
<b>НАНОСУЮҚЛИКЛИ ИССИҚЛИК ТАШУВЧИГА ЭГА ҚУЁШ КОЛЛЕКТОРЛАРИНИНГ ИССИҚЛИК КЎРСАТГИЧЛАРИНИ ТАДҚИҚ ЭТИШГА МЎЛЖАЛЛАНГАН АВТОМАТЛАШТИРИЛГАН ТИЗИМ</b>	
Ахатов Ж.С., Жураев Т.И., Сайфиева Х.Ф.	139

<b>ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАД СОЛНЕЧНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ НА ОСНОВЕ SIGS В РЕАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ</b> Комилов А.Г., Давронов Ш.Р., Насруллаев Ю.З.	146
<b>ЛИНЕЙНО ФОКУСНЫЙ КОНЦЕНТРАТОР ИНСТИТУТА МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЯ</b> Акбаров Р.Ю., Парпиев О.Р., Абдумуминов М., Саидвалиев Т., Норалиев А.	150
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ SIGS СОЛНЕЧНОГО ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ В УСЛОВИЯХ НОРМАЛЬНОГО СОЛНЕЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ</b> Кабулов Р., Матчанов Н., Атабоев О., Акбаров Ф.	154
<b>COMPARATIVE ANALYSIS OF DIFFERENT METHODS TO CALCULATE THE POSITION OF THE SUN</b> Akbarov R.Yu., Nurmatov Sh.R., Nicolas Beraud	159
<b>РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ГЕЛИОТЕПЛИЦ С ТРАНСФОРМИРУЕМЫМ (РЕГУЛИРУЕМЫМ) КОРПУСОМ</b> Расаходжаев Б., Райымбаев Ж.	164
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ СЛЕЖЕНИЯ ЗА СОЛНЦЕМ И ДВУСТОРОННИХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ В ЮЖНЫХ РАЙОНАХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН</b> Фрид С., Симонов В., Лисицкая Н., Авезова Н., Хаитмухамедов А.	168
<b>МАТЕРИАЛЫ, СИНТЕЗИРОВАННЫЕ В ПОТОКЕ КОНЦЕНТРИРОВАННОГО СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ</b> Пайзуллаханов М.С., Шерматов Ж.З., Нодирматов Э.З., Ражаматов О.Т., Эрназаров Ф.Н., Сулайманов М.Т., Нурматов Ф., Махмудов Ш.Й.	173
<b>РАСЧЁТ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА В САМОДРЕНИРУЕМЫХ ГЕЛИОУСТАНОВКАХ ПРИ ПУСКЕ И ОСТАНОВКЕ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ НАСОСОВ</b> Рашидов Ю.К.	176
<b>РАЗРАБОТКА АТЛАСА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПОТЕНЦИАЛА СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ ТЕРРИТОРИИ УЗБЕКИСТАН</b> Рахимов Э.Ю.	182
<b>КРАТКО О РАЗРАБОТКЕ СТАНДАРТА РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН «КОЛЛЕКТОРЫ СОЛНЕЧНЫЕ. МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ»</b> Вохидов А.У.	189
<b>МИКРО ЭЛЕКТР ТАРМОҚДА ИНВЕСТИЦИОН ЛОЙИҲАЛАРНИ ИҚТИСОДИЙ ЖИҲАТДАН САМАРАДОРЛИГИНИ БАҲОЛАШ</b> Иззатиллаев Ж.О.	193
<b>ИСПЫТАНИЕ КЕРАМИЧЕСКОГО КОМПОЗИЦИОННОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ ВОЛОКОН <math>ZrO_2</math> В ФОКУСЕ БОЛЬШОЙ СОЛНЕЧНОЙ ПЕЧИ</b> Сулейманов С.Х., Бабашов В.Г., Джанклич М.У., Дыскин В.Г., Дасковский М.И., Скрипачев С.Ю., Кулагина Н.А., Арушанов Г.М.	199

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ ТЕПЛОЗАЩИТНОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ ВОЛОКОН ОКСИДОВ  $Al_2O_3$  и  $SiO_2$  В ФОКУСЕ БОЛЬШОЙ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ**

Сулейманов С.Х., Бабашов В.Г., Джанклич М.У., Дыскин В.Г., Дасковский М.И., Скрипачев С.Ю., Кулагина Н.А., Арушанов Г.М.

205

**УПРОЧНЕНИЕ БАНДАЖНОЙ СТАЛИ КОНЦЕНТРИРОВАННЫМ ПОТОКОМ ЭНЕРГИИ**

Сулейманов С.Х., Набиев Э.С., Джанклич М.У., Кулагина Н.А., Арушанов Г.М., Амиров Ш.Ё.

210

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПЛОСКИХ СОЛНЕЧНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЧЕРЕЗ СВЕТОПРОЗРАЧНЫЕ ПОКРЫТИЯ ИХ КОРПУСОВ

Авезов Р.Р.<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Международный институт солнечной энергии,  
Узбекистан, 100084, г.Ташкент, ул. Чингиза Айтматова, 2Б, e-mail: avezov@uzsci.net

<sup>2</sup>Физико-технический институт Академии наук Республики Узбекистан,  
Узбекистан, 100084, г.Ташкент, ул. Чингиза Айтматова, 2Б, e-mail: avezov@uzsci.net

### Аннотация

В работе приведены результаты исследований по установлению аппроксимационных выражений для расчета коэффициента тепловых потерь лучепоглощающих теплообменных панелей (ЛТПП) плоских солнечных водонагревательных коллекторов (ПСВК) в окружающую среду через светопрозрачные покрытия (СП) их корпусов. За основу приняты результаты итерационных расчетов по определению искомого параметра в виде аппроксимационных зависимостей от средней рабочей температуры ( $\bar{t}_p$ ) и излучательной способности лучепоглощающего покрытия поверхности ЛТПП ( $\epsilon_p$ ), температуры ( $t_o$ ) и относительной влажности ( $\varphi_o$ ) воздуха окружающей среды, скорости ветра ( $g$ ), толщины замкнутой воздушной прослойки (ЗВП), заключенной между зачерненной поверхностью ЛТПП и внутренней поверхностью СП корпуса ( $\delta_{en-p-c}$ ) в реальных диапазонах изменения их значений, характерных для средних условий эксплуатации в солнечных системах горячего водоснабжения (СГВС).

**Ключевые слова:** плоский солнечный водонагревательный коллектор, лучепоглощающая теплообменная панель, светопрозрачное покрытие, коэффициента тепловых потерь, излучательной способности, относительная влажность воздуха, скорости ветра, замкнутая воздушная прослойка.

### Введение

Одной из сфер практического использования солнечной энергии (СЭ), подготовленной для широкомасштабного применения является СГВС жилых, коммунально-бытовых и социальных объектов [1-5]. Основным элементом СГВС является ПСВК, который состоит из ЛТПП, встроенными теплоотводящими каналами (ТОК), уложенными в плоский ящик (корпус), с теплоизолированным дном и боковыми стенками, и покрытый сверху СП [6-10].

В ЛТПП происходит поглощение и преобразование в низкопотенциальное тепло энергии СИ, прошедшего через СП корпуса коллектора. СП пропуская через себя коротковолновое СИ, практически не пропускает обратно длинноволновое излучение зачерненной поверхности и, таким образом, создает парниковый эффект. Наряду с этим, СП корпуса ПСВК уменьшает кондуктивно-конвективные тепловые потери с фронтальной поверхности их ЛТПП. Теплоизолированное дно и боковые стенки корпуса коллектора, хотя и в 4-5 раза меньше по сравнению чем у СП, уменьшают кондуктивные тепловые потери ЛТПП в окружающую среду [11-15].

Одним из основных показателей ПСВК, показывающий степень их теплотехнического совершенства, непосредственно влияющий на их теплопроизводительность, является приведенный к единице площади фронтальной поверхности их корпуса ( $F_{\phi p}$ ) суммарный коэффициент тепловых потерь ЛТПП в окружающую среду -  $K_{np-p-o}^{\Sigma}$  [16].

В практике теплового расчета ПСВК значение  $K_{np-p-o}^{\Sigma}$  определяется из выражения [16]

$$K_{np-p-o}^{\Sigma} = aK_{c-p-o} + bK_{\partial n-p-o} + cK_{\bar{b}c-p-o}, \quad (1)$$

где  $K_{c-p-o}$ ,  $K_{\partial n-p-o}$  и  $K_{\bar{b}c-p-o}$  - соответственно, коэффициенты тепловых потерь ЛТПП в окружающую среду ( $P-o$ ) через СП ( $c$ ), дно ( $\partial n$ ) и боковые стенки ( $\bar{b}c$ ) корпуса коллектора;

$$a = \frac{F_{cn}}{F_{fp}}; \quad b = \frac{F_{dn}}{F_{fp}}; \quad c = \frac{F_{bc}}{F_{fp}} \quad (2)$$

- соответственно, отношения площадей теплообменных поверхностей СП ( $F_{cn}$ ), дна ( $F_{dn}$ ) и боковых стенок ( $F_{bc}$ ) корпуса коллектора на площадь его фронтальной поверхности ( $F_{fp}$ ).

Доминирующий составляющий  $K_{np-p-o}^{\Sigma}$  в (1) является  $K_{c-p-o}$  на долю которого приходится 75-80% значения в ПСВК с однослойными СП корпуса с обычными черными покрытиями на поверхности ЛПТП и 60-65% - со селективными лучепоглощающими покрытиями. В связи с этим, одна из основных задач, стоящих перед разработчиками ПСВК, являются поиск возможных путей минимизации значения  $K_{c-p-o}$ .

Решение рассматриваемой задачи может быть сведено к изучению механизма формирования  $K_{c-p-o}$  и установлению его функциональной зависимости от средней рабочей температуры ( $\bar{t}_p$ ) и излучательной способности лучепоглощающего покрытия фронтальной поверхности ЛПТП ( $\varepsilon_p$ ), температуры ( $t_o$ ) и относительной влажности ( $\varphi_o$ ) воздуха окружающей среды, скорости ветра ( $\mathcal{G}$ ) и толщины ЗВП ( $\delta_{en-p-c1}$ ), т.е.

$$K_{c-p-o} = f(\bar{t}_p; \varepsilon_p; t_o; \mathcal{G}; \varphi_o; \delta_{en-p-c1}) \quad (3)$$

при заданных значениях излучательной способности ( $\varepsilon_c$ ), толщины ( $\delta_c$ ) и коэффициента теплопроводности ( $\lambda_c$ ) материала СП и угла наклона коллектора к горизонту ( $\alpha$ ).

Существующие подходы и результаты исследований по определению  $K_{c-p-o}$

В ПСВК значение  $K_{c-p-o}$ , как правило, формируется под влиянием суммарных (конвективно-кондуктивного и лучистого) тепловых потоков, подводимых на внутреннюю поверхность СП со стороны фронтальной поверхности ЛПТП ( $q_{en-p-c1}^{\Sigma}$ ), и суммарных (конвективного и лучистого) тепловых потоков, отводимых от наружной поверхности рассматриваемого СП в окружающую среду

( $q_{нар-c2-o}^{\Sigma}$ ) (рис.1), определяемыми из выражений

$$q_{en-p-c1}^{\Sigma} = (\alpha_{en-p-c1}^k + \alpha_{en-p-c1}^l)(\bar{t}_p - t_{c1}) \quad (4)$$

и

$$q_{нар-c2-o}^{\Sigma} = (\alpha_{нар-c2-o}^k + \alpha_{нар-c2-o}^l)(t_{c2} - t_o), \quad (5)$$

соответственно.

В (4) и (5)  $\alpha_{en-p-c1}^k$  и  $\alpha_{en-p-c1}^l$  - соответственно, коэффициенты конвективного (к) и лучистого (л) теплообмена в ЗВП, заключенной между зачерненной поверхностью ЛПТП (р) и внутренней поверхностью СП (с1);  $\alpha_{нар-c2-o}^k$  и  $\alpha_{нар-c2-o}^l$  - соответственно, коэффициенты конвективной (к) и лучистой (л) теплоотдачи наружной поверхности СП (с2) в окружающую среду (о);  $t_{c1}$  и  $t_{c2}$  - соответственно, температуры внутренней (обращенной к ЛПТП) и наружной (обращенной к окружающей среде) поверхностей СП.

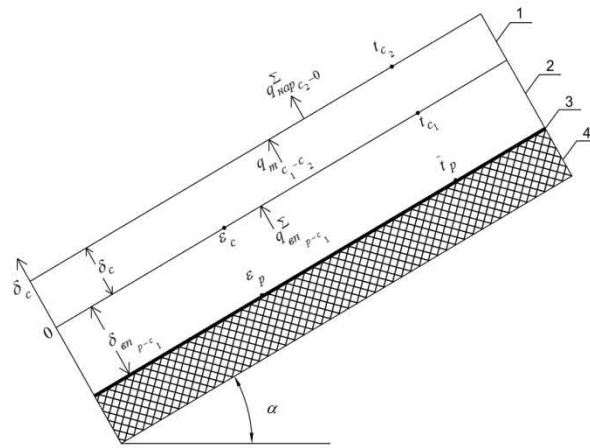


Рис. 1. Принципиальная схема тепловых потоков через однослойное СП ПСВК: 1-СП; 2-ЗВП; 3-ЛПТП; 4-теплоизоляция дна корпуса.

Значение теплового потока, передаваемого от внутренней поверхности СП (с1) к его наружной поверхности (с2) путем теплопроводности при этом определяется из выражения

$$q_{mn_{c1-c2}} = \frac{\lambda_c}{\delta_c} (t_{c1} - t_{c2}) \quad (6)$$

полученного на основе решения одномерного дифференциального уравнения стационарной теплопроводности второго порядка для рассматриваемого СП при отсутствии в нем ВИТ [17]

$$\frac{d^2 t_x}{dx^2} = 0 \quad (7)$$

при граничных условиях первого рода, т.е.

$$\left. \begin{array}{l} t_x = t_{c1} \quad \text{при} \quad x = 0 \\ t_x = t_{c2} \quad \text{при} \quad x = \delta_c \end{array} \right\} \quad (8)$$

Согласно закону сохранения энергии, при отсутствии ВИТ в СП, т.е.  $q_v = 0$ , значения тепловых потоков, подводимого от фронтальной поверхности ЛПТП к внутренней поверхности СП ( $q_{вн p-c1}^{\Sigma}$ ), передаваемого через него путем теплопроводности ( $q_{mn_{c1-c2}}$ ) и отводимого от наружной поверхности СП в окружающую среду ( $q_{нар c2-o}^{\Sigma}$ ) равны между собой, т.е.

$$q_{вн p-c1}^{\Sigma} = q_{mn_{c1-c2}} = q_{нар c2-o}^{\Sigma} \quad (9)$$

Подставляя значений  $q_{вн p-c1}^{\Sigma}$ ,  $q_{mn_{c1-c2}}$  и  $q_{нар c2-o}^{\Sigma}$  из (4), (6) и (5), соответственно, в равенство (9), можно получить

$$q_{c_{p-o}} = K_{c_{p-o}} (\bar{t}_p - t_o) \quad (10)$$

где

$$K_{c_{p-o}} = \left( \frac{1}{\alpha_{вн p-c1}^k + \alpha_{вн p-c1}^l} + \frac{\delta_c}{\lambda_c} + \frac{1}{\alpha_{нар c2-o}^k + \alpha_{нар c2-o}^l} \right)^{-1} \quad (11)$$

- коэффициент тепловых потерь от зачерненной поверхности ЛПТП в окружающую среду через однослойное СП корпуса ПСВК.

Значение конвективного составляющего суммарного коэффициента теплообмена в ЗВП ( $\alpha_{вн p-c1}^k$ ) в (4) и (11), как правило, зависит от значений ее средней температуры ( $\bar{t}_{вн p-c1}$ ), определяемой по

$$\bar{t}_{вн p-c1} = 0,5(\bar{t}_p + t_{c1}) \quad (12)$$

толщины ( $\delta_{en_{p-c1}}$ ) и угла наклона рассматриваемой ЗВП к горизонту ( $\alpha$ ), а лучистого -  $\alpha_{en_{p-c1}}^l$  в (4) и (11) – от значений абсолютных температур зачерненной поверхности ЛПТП ( $T_p$ ), внутренней поверхности СП ( $T_{c1}$ ) и их излучательных способностей ( $\varepsilon_p$ ) и ( $\varepsilon_c$ ), соответственно.

Значение конвективного составляющего суммарного коэффициента теплоотдачи наружной поверхности СП в окружающую среду ( $\alpha_{нар_{c2-o}}^k$ ) в (5) и (11) формируется под совместными влияниями вынужденной ( $\alpha_{нар_{c2-o}}^{k,вын}$ ) и свободной ( $\alpha_{нар_{c2-o}}^{k,св}$ ) конвекций. В свою очередь, значение  $\alpha_{нар_{c2-o}}^{k,вын}$  зависит от скорости и направления ветра относительно наружной фронтальной поверхности СП, а  $\alpha_{нар_{c2-o}}^{k,св}$  - в отличие от  $\alpha_{нар_{c2-o}}^{k,вын}$ , зависит от температуры наружной поверхности рассматриваемого СП ( $t_{c2}$ ), от его угла наклона к горизонту ( $\alpha$ ) температуры окружающей среды ( $t_o$ ).

Значение лучистого составляющего суммарного коэффициента теплоотдачи наружной поверхности СП в окружающую среду ( $\alpha_{нар_{c2-o}}^l$ ) в (5) и (11) прежде всего зависит от значений абсолютной температуры наружной поверхности СП ( $T_{c2}$ ) и абсолютной эффективной температуры небосвода ( $T_{нс}$ ), обусловленной наличием водяных паров в атмосфере, коэффициента пропускания слоя пыли и грязи на наружной поверхности рассматриваемого СП ( $\tau_{nc}$ ), а также угловых коэффициентов лучистого теплообмена систем «светопрозрачное покрытие-небосвод» и «светопрозрачное покрытие-поверхность Земли (грунта)».

Точность результатов расчетов по определению  $K_{c_{p-o}}$  зависит от точности определения коэффициентов  $\alpha_{en_{p-c1}}^k$ ,  $\alpha_{en_{p-c1}}^l$ ,  $\alpha_{нар_{c2-o}}^{k,св}$  и  $\alpha_{нар_{c2-o}}^l$ , входящих в выражении (11).

Из-за многопараметральности выражения (11) и сложной температурной зависимости коэффициентов конвективного и лучистого теплообмена, входящего в него, определение значения  $K_{c_{p-o}}$  экспериментальным способом на основе тепловых испытаний ПСВК в натуральных условиях представляет весьма трудоемкую задачу. Кроме того, разновременность и неодинаковость условий проведения тепловых испытаний ПСВК в натуральных условиях затрудняет установления достоверной взаимосвязи значения  $K_{c_{p-o}}$  от метеопараметров окружающей среды. Поэтому более рациональной считается определение значений  $K_{c_{p-o}}$  путем моделирования процессов теплообмена между зачерненной поверхностью ЛПТП и внутренней поверхностью СП, а также между наружной поверхностью рассматриваемого СП с окружающей средой (небосводом).

В работе [18] для определения значения  $K_{c_{p-o}}$  в зависимости от  $\bar{t}_p$  (в диапазоне  $10^\circ C \leq \bar{t}_p \leq 130^\circ C$ ) и  $t_o$  (в диапазоне  $-20^\circ C \leq t_o \leq 40^\circ C$ ), предложены графические зависимости, полученные для значений  $\varepsilon_c=0,88$ ,  $\alpha=45^\circ$ ,  $\varepsilon_p=0,10$  и  $0,95$ ,  $\alpha_k=5$  и  $10 \text{ Bm} / \text{M}^2 \cdot C$  и  $\delta_{en_{p-c1}}=0,0254 \text{ м}$ . Как показывают результаты анализа графиков, приведенных в [18], зависимость  $K_{c_{p-o}} = f(\bar{t}_p, t_o)$  при значениях  $\bar{t}_p$ , близких к значению  $t_{c1}$  (соответственно  $t_o$ ), при  $\varepsilon_p=0,1$  характеризуется резким изменением крутизны кривых, что объясняется изменением градиента температуры и снижением интенсивности естественной конвекции в ЗВП. Недостатком работы [18] является то, что графики, приведенные в ней построены для значения  $\delta_{en_{p-c1}}=2,54 \text{ см}$ , которое существенно (на 70%) больше, чем оптимальное значение  $\delta_{en_{p-c1}}$ , которое при  $t_o=30^\circ C$ ,  $\varepsilon_p=\varepsilon_c=0,95$  и  $\alpha_{нар_{c2-o}}^\Sigma=20 \text{ Bm} / \text{M}^2 \cdot C$  и в

пределах изменения  $\bar{t}_p$  от  $40^\circ\text{C}$  до  $60^\circ\text{C}$  составляет  $(15 \pm 1)$  мм [17]. Кроме того, приведенные графики трудно использовать при выполнении вычислительных экспериментов с помощью ЭВМ.

В работе [19] предложено аппроксимационное выражение для определения значения  $K_{c_{p-o}}$  для ПСВК с однослойным СП корпуса,  $\delta_{en_{p-c1}} = 2,5 \text{ см}$  и  $\alpha = 45^\circ$  в зависимости от  $\bar{t}_p$ ,  $t_o$ ,  $\varepsilon_p$ ,  $\varepsilon_c$  и  $\alpha_{нар_{c2-o}}^{к,вын}$  (т.е. от коэффициента конвективной теплоотдачи, формируемой только за счет ветра), которое имеет вид

$$K_{c_{p-o}} = \left[ \frac{1}{\frac{466,297}{\bar{T}_p} \cdot \left( \frac{T_p - T_o}{1+f} \right)^{0,43 - \frac{43}{T_p}} + \frac{1}{\alpha_{нар_{c2-o}}^{к,вын}}} \right]^{-1} + \frac{\sigma(\bar{T}_p + T_o)(\bar{T}_p^2 + T_o^2)}{\frac{1}{\varepsilon_p + 0,0059\alpha_{нар_{c2-o}}^{к,вын}} + \frac{1+f+0,133\varepsilon_p}{\varepsilon_c} - 1}, \quad \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}), \quad (13)$$

где

$$f = 1,07866 \left[ 1 + \alpha_{нар_{c2-o}}^{к,вын} (0,89 - 0,1166\varepsilon_p) \right]; \quad (14)$$

$\sigma = 5,6697 \cdot 10^{-8}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ К}^4)$  - постоянная Стефана-Больцмана.

Недостатками работы [19] являются: применимость аппроксимационной зависимости (13) только для  $\delta_{en_{p-c1}} = 2,5 \text{ см}$  и  $\alpha = 45^\circ$  и невысокая точность ( $\pm 0,2 \text{ Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$ ).

В работе [20] предложено аппроксимационное выражение для расчета значения  $K_{c_{p-o}}$  в зависимости от  $\bar{t}_p$  и  $t_o$  в виде

$$K_{c_{p-o}} = 4,57 + 0,0234 \bar{t}_p + 0,0126 t_o, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}) \quad (15)$$

которое получено при  $\varepsilon_p = \varepsilon_c = 0,95$ ;  $\delta_{en_{p-c1}} = 0,014 \text{ м}$ ;  $\lambda_c = 0,75 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ ;  $\delta_c = 0,004 \text{ м}$ ;  $\alpha_{нар_{c2-o}}^\Sigma = 25,0 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$  и  $g = 3,0 \text{ м}/\text{с}$  в диапазоне  $40^\circ\text{C} \leq t_p \leq 60^\circ\text{C}$  и  $20^\circ\text{C} \leq t_o \leq 40^\circ\text{C}$ , допуская, что в ЗВП процесс передачи тепла от зачерненной поверхности ЛПТП к внутренней поверхности СП осуществляется только за счет теплопроводности, т.е.

$$\alpha_{нар_{c2-o}}^к = \frac{\lambda_{en_{p-c1}}}{\delta_{en_{p-c1}}}, \quad (16)$$

где  $\lambda_{en_{p-c1}}$  - коэффициент теплопроводности воздуха в ЗВП при  $t_{en_{p-c1}}$  определяемой по (12).

Недостатками работы [20] являются не учтенность влияния значения температуры небосвода ( $T_{нс}$ ) на величину  $\alpha_{нар_{c2-o}}^\Sigma$ , и применимость ее результатов только для случаев, когда в ЗВП отсутствует свободная конвекция,  $\alpha_{нар_{c2-o}}^\Sigma = 25,0 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$  и  $\delta_{en_{p-c1}} = 0,014 \text{ м}$ , вследствие которых несколько заниженные значения  $K_{c_{p-o}}$ .

Предлагаемая тепловая модель для расчета значений  $K_{c_{p-o}}$

Основой предлагаемой тепловой модели для расчета значений  $K_{c_{p-o}}$  в зависимости от  $\bar{t}_p$ ,  $\varepsilon_p$ ,  $t_o$ ,  $\varphi_o$ ,  $g$  и  $\delta_{en_{p-c1}}$  составляет система уравнений (4), (5), (6) и (7), а результатом их реализации в аналитическом виде является решение (11).

В связи с тем, что значения коэффициентов теплопроводности ( $\lambda_f$ ), температуропроводности ( $\alpha_f$ ), кинематической вязкости ( $\nu_f$ ) и объемного расширения ( $\beta_f$ ) воздуха, входящих в критерии



Нуссельта ( $Nu_{f,d}$ ), Рейнольдса ( $Re_{f,d}$ ), Прандтля ( $Pr_f$ ) и Грасгофа ( $Gr_{f,d}$ ), с помощью которых по соответствующим критериальным уравнениям определяются значения  $\alpha_{вн\,p-c1}^k$  и  $\alpha_{нар\,c2-o}^k$ , зависят от температуры [16], расчеты по определению значений последних выполняются итерационным методом.

В связи с тем, что процедура итерационных расчетов по определению  $K_{c\,p-o}$  из-за многопараметральности рассматриваемой задачи разработаны алгоритм и программное обеспечение на языке программирования «DELPHI», которые явились основой математической модели для выполнения численных экспериментов по установлению степени зависимости  $K_{c\,p-o}$  от перечисленных выше внутренних и внешних факторов [21].

Численные эксперименты выполнены для реальных диапазонов изменений  $\bar{t}_p, t_o, \varphi_o, \mathcal{G}$  и  $\delta_{вн\,p-c1}$  характерных для средних условий эксплуатации ПСВК в СГВС:  $45^\circ C \leq \bar{t}_p \leq 80^\circ C$ ,  $0,05 \leq \varepsilon_p \leq 0,95$ ,  $20^\circ C \leq t_o \leq 45^\circ C$ ,  $0,10 \leq \varphi_o \leq 0,80$ ,  $0\,м/с \leq \mathcal{G} \leq 10\,м/с$  и  $0,010\,м \leq \delta_{вн\,p-c1} \leq 0,020\,м$  для значений параметров СП:  $\varepsilon_c = 0,88$ ,  $\delta_c = 0,004\,м$ ,  $\lambda_c = 0,75\,Вт/(м \cdot ^\circ C)$  и угла наклона коллектора к горизонту  $\alpha = 30^\circ$  при значениях коэффициентов пропускания инфракрасного излучения, слоя пыли и грязи на наружной поверхности СП  $\tau_{нз} = 0,95$  и отражения СИ поверхности грунта  $\rho_z = 0,3$ .

Некоторые отдельные результаты расчетных исследований по определению зависимостей  $\alpha_{вн\,p-c1}^\Sigma = f(\varepsilon_p, \mathcal{G})$ ,  $\alpha_{нар\,c2-o}^k = f(\varepsilon_p, \mathcal{G})$ ,  $\alpha_{нар\,c2-o}^l = f(\varepsilon_p, \mathcal{G})$ ,  $\alpha_{вн\,p-c1}^\Sigma = f(\bar{t}_p, \varepsilon_p)$  и  $K_{c\,p-o} = f(\bar{t}_p, \varepsilon_p, \mathcal{G})$  приведены в [22-24] и во избежании повторов они в данном сообщении не обсуждаются.

На основе обобщения результатов численных экспериментов по определению значения  $K_{c\,p-o}$  в указанных диапазонах  $\bar{t}_p, \varepsilon_p, t_o, \varphi_o, \mathcal{G}$  и  $\delta_{вн\,p-c1}$ , получены следующие аппроксимационные аналитические зависимости

$$\begin{aligned} & \text{- для диапазона } 0,1 \leq \varepsilon_p \leq 0,25 \\ & K_{c\,p-o} = 1,9414 + 0,0047 \bar{t}_p - 0,013 t_o - 1,2521 \varphi_o + 4,5188 \varepsilon_p + \\ & + 0,055 \mathcal{G} + (196,7005 - 5479,4246 \delta_{вн\,p-c1}) \delta_{вн\,p-c1}, \text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ C \end{aligned} \quad (17)$$

$$\begin{aligned} & \text{- для диапазона изменения } 0,80 \leq \varepsilon_p \leq 0,95 \\ & K_{c\,p-o} = 3,4315 - 0,0128 \bar{t}_p + 0,0208 t_o - 1,7715 \varphi_o + 2,6752 \varepsilon_p + \\ & + 0,1671 \mathcal{G} + (88,89 - 2208,9397 \delta_{вн\,p-c1}) \delta_{вн\,p-c1}, \text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ C \end{aligned} \quad (18)$$

Поскольку результаты расчетов по определению  $K_{c\,p-o}$  в диапазоне  $0,30 < \varepsilon_p < 0,80$  практически не представляют интерес для ПСВК, они в данном сообщении не обсуждаются.

Максимальные значения относительных погрешностей результатов расчетов по аппроксимационным формулам (15) и (16) по сравнению с результатами точных расчетов по формуле (11), в диапазонах изменений  $55^\circ C \leq \bar{t}_p \leq 80^\circ C$ ,  $20^\circ C \leq t_o \leq 40^\circ C$ ,  $2\,м/с \leq \mathcal{G} \leq 8\,м/с$ , в реальном диапазоне изменения  $0,20 \leq \varphi_o \leq 0,60$  м и  $0,012\,м \leq \delta_{вн\,p-c1} \leq 0,018\,м$ , как показывает результаты анализа и сопоставления расчетов (рис.2) не превышает  $\pm 1,0\%$ .

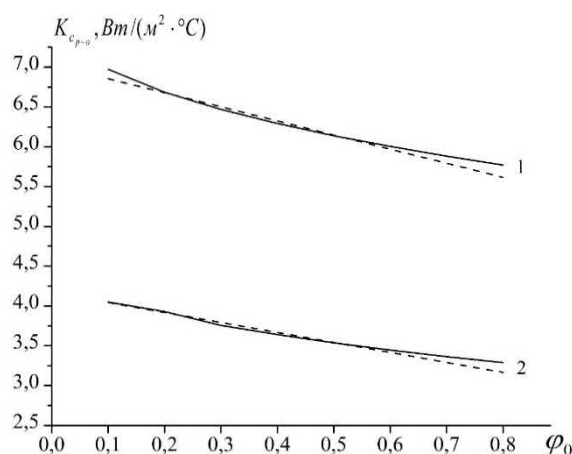


Рис. 2. Зависимость  $K_{c_{p-o}}$  от  $\phi_o$  при  $\bar{t}_p = 60^\circ\text{C}$ ,  $t_o = 30^\circ\text{C}$ ,  $\mathcal{G} = 3,0 \text{ м/с}$ ,  $\delta_{\text{вн}_{p-c}} = 0,015 \text{ м}$  при  $\varepsilon_p = 0,90$  (1) и  $\varepsilon_p = 0,10$  (2): сплошные линии – по формуле (11); пунктирные линии – по формулам (16) и (15).

Как показывают анализ полученных результатов, при прочих равных условиях, например, при  $\varepsilon_c = 0,88$ ,  $\bar{t}_p = 60^\circ\text{C}$ ,  $t_o = 30^\circ\text{C}$ ,  $\phi_o = 0,3$ ,  $\delta_{\text{вн}_{p-c}} = 0,015 \text{ м}$  и  $\mathcal{G} = 3,0 \text{ м/с}$  рост  $\varepsilon_p$  от 0,1 до 0,95 приводит к росту  $K_{c_{p-o}}$  на  $6,7351 - 3,7323 = 3,0028 \text{ Вт/(м}^2\text{°C)}$ , т.е. на 80,46%. При  $\varepsilon_p = 0,1$  рост  $\mathcal{G}$  от 2 до 6 м/с, т.е. в 3 раза, приводит к росту  $K_{c_{p-o}}$  на  $3,8973 - 3,6773 = 0,22 \text{ Вт/(м}^2\text{°C)}$ , т.е. на 5,98%, а при  $\varepsilon_p = 0,95$  на  $7,2364 - 6,5680 = 0,6684 \text{ Вт/(м}^2\text{°C)}$ , т.е. на 10,18%. Рост  $\phi_o$  от 0,15 до 0,6 при  $\varepsilon_p = 0,1$  приводит к снижению значения  $K_{c_{p-o}}$  на  $3,9201 - 3,3566 = 0,5635 \text{ Вт/(м}^2\text{°C)}$ , т.е. на 22,38%, а при  $\varepsilon_p = 0,95$  на  $7,0008 - 6,2037 = 0,7971 \text{ Вт/(м}^2\text{°C)}$ , т.е. на 12,85%.

Важнейшим результатом выполненного исследования является впервые выявленная зависимость  $K_{c_{p-o}}$  от  $\phi_o$ , которая в мировой теории и практике теплового расчета ПСВК до настоящего времени не была известна.

Практическая реализация этого результата дает возможность указать основную причину расхождения результатов экспериментальных данных по определению теплопроизводительности и тепловой эффективности ПСВК, полученных в идентичных или очень близких погодных условиях (имеются в виду  $t_o$  и  $\mathcal{G}$ ), в обработке которых значением  $\phi_o$  пренебрегались.

Полученные результаты могут быть использованы в оптимальном планировании краткосрочных тепловых испытаний ПСВК в натуральных квазистационарных условиях.

### Благодарность

Работа выполнена в рамках государственных программ Министерства инновационного развития Республики Узбекистан по проекту фундаментальных исследований БВ-М-ФЗ-003 «Международный институт солнечной энергии».

### Литература:

- [1] В.А.Бутузов, В.В. Бутузов, Использование солнечной энергии для производства тепловой энергии: Справочно-методическое издание/ Под редакцией П.П. Безруких. – М.: «Интехэнерго-Издат», «Теплоэнергетик», 2015. – 304.
- [2] B.Sorensen, Renewable energy. Physics, engineering, environmental impacts, economics and planning. Elsevier, 2017, 1030 p.
- [3] W.Weiss, M.Spörk-Dür, Solar Heat Worldwide: Global Market Development and Trends in 2018. Detailed Market Figures 2017.2019 Edition. [Онлайн]. Доступная ссылка: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2019.pdf>. [Доступна: с июня 2019 года]
- [4] S.A.Kalogirou, SolarEnergyEngineering, Elsevier, 2009, 850 p.

- [5] A.Buonomano, C.Forzano,S.A.Kalogirou, A. Palombo,“Building-façade integrated solar thermal collectors: Energy-economic performance and indoor comfort simulation model of a water based prototype for heating, cooling, and DHW production”, “Renewable Energy”, p. 17,2018.
- [6] S.A. Kalogirou. Solar thermal collectors and applications, Elsevier B. V. Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 30, №3, pp. 231-295, 2004.
- [7] A.Ciocănea,D. L.Bureţea,“The influence of flow tube vibrations over the efficiency of solar water heating collectors”, Energy Procedia, Vol. 112, pp. 330 – 335,2017.
- [8] S.K.Amrutkar, S.Ghodke, K.N.Patil,“Solar Flat Plate Collector Analysis”, IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN),Vol. 2, №2, pp.207-213,2012.
- [9] E.Ogbonnaya, L.Weiss “Small-Scale Flat Plate Collectors for Solar Thermal Scavenging in Low Conductivity Environments”, Hindawi International Journal of Photoenergy,Vol. 2017, pp. 1-9.[Онлайн]. Доступнаяссылка:<https://doi.org/10.1155/2017/7956879>. [Доступна: с августа 2017 года]
- [10] M.Khoukhi, S.Maruyama “Theoretical approach of a flat-plate solar collector taking into account the absorption and emission within glass cover layer”, Solar Energy,Vol. 80, №7, pp. 787–794, 2006.
- [11] В.Б. Вейнберг,Оптикаустановкахдляиспользованиясолнечнойэнергии. М.: Оборонгиз. 1959. стр. 224.
- [12] N.Wang, Sh.Zeng, M.Zhou, et.al.,“Numerical study of flat plate solar collector with novel heat collecting components”, International Communications in Heat and Mass Transfer,Vol. 69, pp. 18–22, 2015.
- [13] И.В. Митина,Повышение эффективности солнечных коллекторов с вакуумированными стеклопакетами. Автореф. Дис. канд. тех. наук,М.: 2009, 26 с.
- [14] E.Zambolin, D.Del Col,“Experimental analysis of thermal performance of flat plate and evacuated tube solar collectors in stationary standard and daily conditions”, Solar Energy, Vol. 84, pp. 1382–1396, 2010.
- [15] K. G. T.Hollands, T. E.Unny, G. D.Raithby, L.Konicek,“Free Convection Heat Transfer Across Inclined Air Layers”, Trans. ASME J. HeatTransfer,Vol. 98, № 2, pp.43-49, 1976.
- [16] Р.Р.Авезов, А.Ю.Орлов,Солнечные системы отопления и горячего водоснабжения. Ташкент: «ФАН». 1988, стр. 288.
- [17] В.П.Исаченко, В.А.Осипова, А.С.Сукомел,Теплопередача. М.: «Энергия», 1975, стр. 488.
- [18] J.A.Duffie, W.A.Beckman,“Solar Engineering of Thermal Processes”. New Jersey: John Wiley&Son, Inc., 2013,p. 888.
- [19] S.A.Klein, The effects of Thermal Capacitance Upon the Performance of Flat-Plate Solar Collectors, Master Thesis. UniversityofWisconsin, 1973.
- [20] Н.Р. Авезова, Моделирование процессов теплового преобразования солнечной энергии в плоских коллекторах и оптимизация их основных параметров для использования в системах горячего водоснабжения. Автореф. дис. докт.тех.наук, Ташкент: 2018, 68 с.
- [21] Авезов Р.Р., Рахимов Э.Ю., Вохидов А.У.,«Программа для расчета зависимости коэффициента тепловых потерь лучепоглощающих теплообменных панелей плоских солнечных коллекторов через светопрозрачные покрытия в окружающую среду от их степени черноты», Узбекистан, Ташкент, DGU №05627 от 16.08.2018.
- [22] R.R.Avezov, N.R.Avezova, A.U.Vokhidov, E.Yu.Rakhimov, N.O.Usmonov, “Influence of Meteorological Factors on the Thermal Loss Coefficient of Light-Absorbing Heat Exchange Panels of Flat-Plate Solar Water Heating Collectors through Transparent Coatings of Their Casings”, Appl. Sol. Energy,Vol. 54. № 6,pp 406–412, 2018.
- [23] Р.Р.Авезов, А.У.Вохидов, Э.Ю.Рахимов, “Влияние излучательной способности зачерненной поверхности лучепоглощающей панели плоских солнечных коллекторов на коэффициент теплообмена в замкнутой воздушной прослойке их корпусов”, Гелиотехника,№ 5,стр. 73-75, 2018.
- [24]N.R.Avezova, R.R. Avezov, A.U. Vokhidov,E.Yu.Rakhimov, U.Kh. Gaziev,Influence of Ambient Temperature, Wind Speed, Emissivity, and Average Working Temperature of Light-Absorbing Heat-Exchange Panels of Flat-Plate Solar Water-Heating Collectors on Their Thermal Losses Through Translucent Coatings, Appl. Sol. Energy,Vol. 55, No. 1, pp. 30–35, 2019.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПАРАМЕТРЫ ФОТО ТЕПЛОВОЙ БАТАРЕИ С КОЛЛЕКТОРОМ ИЗ СОТОВОГО ПОЛИКАРБОНАТА

Муминов Р.А.<sup>1</sup>, Турсунов М.Н.<sup>1</sup>, Сабилов Х.<sup>1</sup>, Юлдошев Б.А.<sup>2</sup>, Абилфайзиев Ш.Н.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Физико-технический институт НПО «Физика-Солнце»,

<sup>2</sup>Термезский Государственный Университет

### Аннотация

*В статье рассматриваются различные способы использования установки ФТВ с плоскостью боковых отражателей. Пропустив большое количество холодной воды через коллектор, мы смогли получить электроэнергию, необходимую для быстрого восполнения дефицита электроэнергии. В 1,5-1,6 раза больше энергии можно получить от фотоэлектрической части батареи. Если необходимо зарезервировать большое количество горячей воды с температурой 50 °С и выше, необходимо уменьшить поток воды через коллектор тепла. Комбинируя ФТВ с электрическим водонагревателем (например, типа Аристон), можно получать как электрическую, так и горячую воду в любое время года. Таким образом, исследования, проведенные в самые холодные времена года, и полученные результаты дают возможность обеспечить электричеством и горячей водой весь год. Кроме того, эту задачу можно решить в первую очередь в южных регионах страны, где есть потребность в электричестве и горячей воде. Это позволяет создать значительно более комфортные условия проживания в сельских домах.*

**Ключевые слова:** фото тепловой батареи, фотоэлектрические станции, коллектор, электроснабжения, Аристон, поликарбонат, Солнца, напряжение.

При использовании фото тепловых установок для электроснабжения и обеспечения водой жителей сельских регионов Узбекистана, особенно в зимнее время года является трудней задачей. Существует конкретные факторы, которые различаются от условий использования фотоэлектрических батарей в других странах. Такими факторами являются, резко континентальный климат с большими различиями температуры в дневное и ночное время, количество облачных (пасмурных) дней и соответственно атмосферных осадков в виде тумана, дождя и снега. В таких условиях снабжения электрической энергией и водой сельские домохозяйства и создания необходимого комфорта жителям является трудной задачей. Кроме того, высокая запыленность воздуха, особенно в северных и северо-западных регионах республики действует круглый год и уменьшает эффективность фото тепловых батарей в среднем на 15-20 % в месяц. В случае обособленных сельских регионов, удаленных от централизованных источников энергии следует создавать автономные фотоэлектрические станции с надежной системой электроснабжения. ФЭС необходимо комплектовать ФТВ батареями, что обеспечивает, как электрической энергией, так и теплой водой для создания комфорта быта в домохозяйствах.

Нами разработаны разные варианты тепловых коллекторов фото тепловых батарей (ФТВ) [1-5]. В [6] приведены результаты исследования по разработке и свойствам теплового коллектора на основе сотового поликарбоната. Сотовый поликарбонат обладает уникальным комплексом свойств; повышенная теплоустойчивость, прозрачность, легкость, прочность, гибкость, долговечность и применяется в качестве конструкционных материалов в различных отраслях промышленности. Использование сотового поликарбоната в качестве основного узла теплового коллектора – теплоприемника (абсорбера), существенно упрощает конструкцию и технологию его изготовления, в сравнении с использованием полимерных трубочек [7-10].

Технология изготовления теплового коллектора, разработанная в данной работе, обеспечивает использовать широкодоступные инструменты и методы в изготовлении теплового коллектора. Для уменьшения тепловых потерь по периметру коллектор покрыт теплоизолирующим слоем и отражающей алюминиевой фольгой по всей поверхности тыльной стороны. Толстый слой теплоизолирующего покрытия с тыльной стороны ФТВ закреплен листом полимерного материала толщиной 2 мм. В такой системе передача тепла от тыльной поверхности ФТВ к воде существенно увеличивается. Поэтому время восстановления напряжения холостого хода уменьшается. Холодная вода в коллекторную часть ФТВ подается от водопровода с помощью резинового шланга или в его отсутствии от теплоизолированной напорной емкости, которая располагается на 1-1,5 м выше ФТВ батареи. Поток воды регулируется металлическими кранами.

Существенным отличием, данной конструкции ФТУ, является наличие модернизированных двух боковых плоскостей отражения солнечного излучения по длине фотоэлектрической части батареи. Суммарная площадь боковых плоскостей отражения солнечного излучения равна площади фотоэлектрической части батареи. В качестве отражающих солнечного излучения поверхностей использованы, приклеенные на поверхность боковых плоскостей пленки с алюминиевым покрытием. Коэффициент отражения пленок составляет  $\sim 0,5$ . Угол наклона к солнечному излучению отражающих плоскостей изменяется и регулируется. Оптимальный угол наклона боковых отражающих поверхностей к Солнцу определяется по максимальному значению тока короткого замыкания фотоэлектрической батареи. Отражающие плоскости, не рабочее время, используются как крышка (защита) для предотвращения загрязнения поверхности фотоэлектрической батареи.

На рис.1 приводится ФТБ с боковой плоскостью отражения в процессе измерения параметров и испытания в условиях Физико-технического института НПО «Физика-Солнце» г. Ташкента. Измерения параметров ФТБ проводилось по ранее разработанной методике [7]. Поочередно проводили измерения параметров ФЭБ при выключенном тепловом коллекторе и без применения боковой отражающей плоскости. Затем были использованы тепловой коллектор с подключением холодной воды. В конце измерения проводились при наведении боковой отражающей плоскости на фотоэлектрическую батарею, при плотности солнечного излучения на поверхности в 1,4-1,5 раз больше, чем при отключении боковой поверхности.



*Рис.1. Фото тепловая батарея подготовка к измерению параметров в натуральных условиях.*

*1-фотоэлектрическая батарея из монокристаллических солнечных элементов с эффективностью  $\sim 19,9$  %, мощностью 175 Вт в условиях АМ 1,5. 2- боковые отражающие плоскости на основе алюминиевой пленки («ТИЕ ВАО»), 3- кран для холодной воды, 4-кран для теплой воды, 5-опорная конструкция, 6- планки точного ориентирования боковой отражающей плоскости.*

На рис.2 приведена зависимость напряжения холостого хода, полученное в условиях г.Ташкента для трех режимов работы ФТБ. 1- участок зависимости  $U$  (V) от времени суток для работы фото тепловой батареи в режиме фотоэлектрической батареи. 2-участок зависимости в режиме при подключении боковой отражающей поверхности. 3-участок кривой зависимости в режиме фото тепловой батареи с подключением холодной воды к тепловому коллектору. Эксперименты проведены в декабре, в январе и в феврале 2020 г., при температурах окружающей среды, 10оС, 8оС и 12 оС соответственно. Ход кривых повторяются во времени для всех трех месяцев. Отметим, что плотность солнечного излучения для проведенных измерений разная (см.Рис.3).

Как видно из рис.2 напряжения холостого хода уменьшается до 11 часов дня почти на три вольта из-за нагрева с момента их наведения на Солнце, затем после включения боковой отражающей плоскости происходит дальнейшее уменьшение ещё приблизительно на 0,5-1 В, далее при впуске воды в тепловой коллектор, за счет теплообмена и охлаждения тыльной поверхности ФЭБ происходит увеличение напряжения холостого хода на 2 -3 вольта и увеличение соответственно эффективности преобразования батареи. На рис.3 показана зависимость плотности солнечного излучения от времени суток.

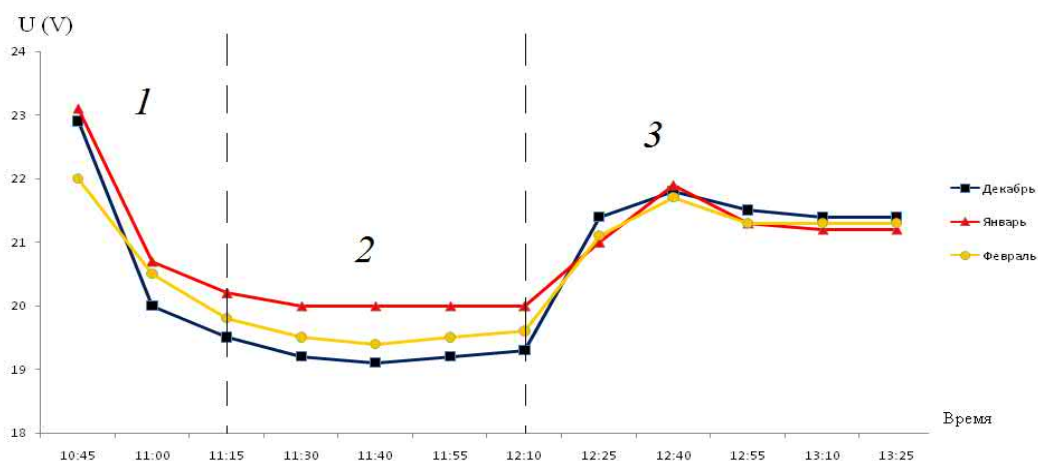


Рис.2. Зависимость напряжения холостого хода для трех режимов работы ФТБ от времени. 1- режим работы ФЭБ, 2 –при развернутой боковой отражающей плоскости 3 – при запуске воды через коллектор.

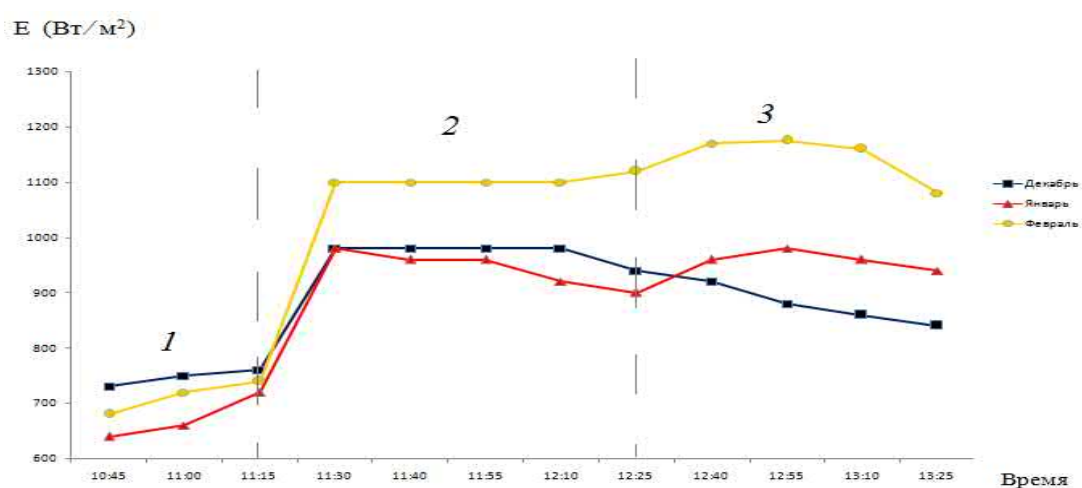


Рис.3 Зависимость плотности солнечного излучения от времени суток.

Плотность потока солнечного излучения в начальном участке изменяется очень слабо. Поэтому ток короткого замыкания батареи меняется слабо (Рис.4). При включении боковых плоскостей излучения происходит увеличения потока солнечного излучения на фронтальную поверхность ФЭБ ~ в 1,4-1,5 раз и ток также увеличивается пропорционально потоку излучения. Необходимо отметить, что токосъемные контакты ФЭБ имеют линейную зависимость тока короткого замыкания от плотности солнечного излучения до 1200 - 1300 Вт/м<sup>2</sup> и поэтому боковая отражающая поверхность рассчитана и обеспечивает такую плотность солнечного излучения. Дальнейшее изменение плотности потока солнечного излучения и соответственно тока короткого замыкания в основном связано изменением облачности атмосферы.

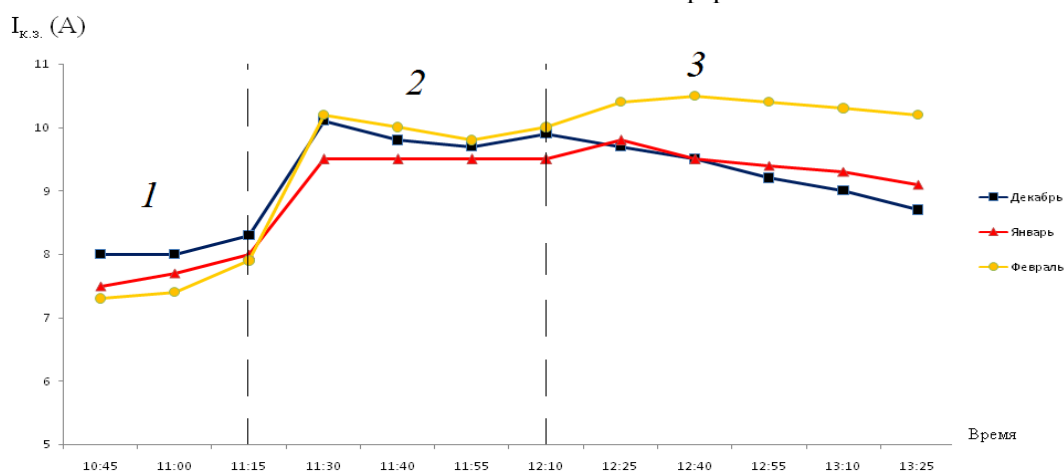


Рис. 4. Зависимость тока короткого замыкания фото тепловой батареи от времени.

Некоторое несоответствие (в пределах 3-5 %) изменения плотности потока излучения и зависимости тока короткого замыкания связано точностью измерения потока солнечного излучения эталонным солнечным элементом и затем определение потока с помощью калибровочной кривой. На рис. 5 приведена зависимость электрической мощности вырабатываемой ФТБ от времени.

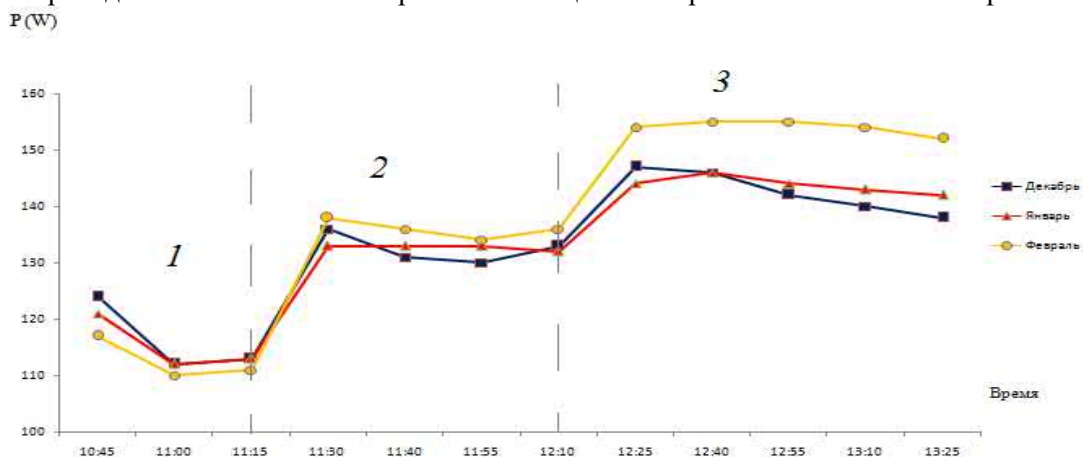


Рис.5. Зависимость электрической мощности фото тепловой батареи от времени суток.

Электрическая мощность определяется согласно формулы,  $P = FF \cdot I_{кз} \cdot U_{хх}$ , где  $I_{кз}$  значения тока короткого замыкания,  $U_{хх}$  напряжения холостого хода,  $FF$  – коэффициент заполнения вольт-амперной характеристики ФЭБ, которое в нашем случае имеет значения 0,71-0,72. Как видно, из Рис.5 ход изменения мощности также идентично ходу зависимости плотности потока солнечного излучения (рис.3) и тока короткого замыкания (рис.4) за исключением 1 участка. Падение электрической мощности на 1 –участке Рис.5 определяется уменьшением напряжения холостого хода из-за нагрева фотоэлектрической батареи. Зависимость температуры воды на выходе теплового коллектора от температуры холодной воды и времени показана на рис. 6.

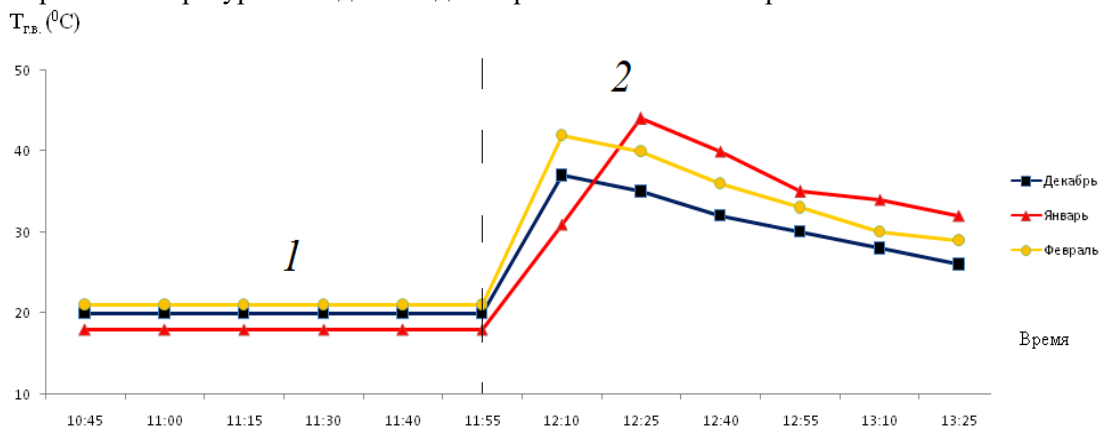


Рис.6. Зависимость температуры воды на выходе теплового коллектора от времени.

1-участок рис.6 зависимости температуры воды от времени показывает значение температуры холодной воды резервуара, из которого вводится в тепловой коллектор. Для точного определения объема воды, вводимой в тепловой коллектор установлен резервуар с теплоизолирующим покрытием на 1,5 выше ФТБ и соединен с резиновым шлангом с исследуемой батареей. Температура воды в резервуаре, как видно из рис.6 на 1-2 оС различаются друг от друга. На этом участке температура воды не меняется и определяется температурой воды в резервуаре. После пуска воды в тепловой коллектор температура воды повышается до 37-42оС в начальной момент времени и затем со временем уменьшается на 3-5оС в течение 60-80 минут. Изменение температуры воды со временем происходит при изменении температуры окружающей среды и плотности потока солнечного излучения. Следует отметить, что без включения боковых поверхностей отражения солнечного излучения температура воды в коллекторе не достигает температуры 30оС.

Режим использования ФТБ установки с включенной боковой отражающей плоскостью может быть разной. Для быстрого восполнения дефицита электрической энергии пропуская через коллектор большой поток холодной воды можно получить необходимые электрические мощности, до 1,5-1,6 раз больше энергии фотоэлектрической части батареи. При необходимости

резервирования большого количества горячей воды с температурой до 50оС и более, следует снизить поток воды, проходящий через тепловой коллектор. При комбинировании фото тепловой установки с электрическим водонагревателем (например, типа «Аристон»), в случае электропитания водонагревателя от фото тепловой батареи можно получить как электрическую энергию, так и теплую воду в любое время года. Поэтому проведенные исследования в отличие от [6] в самые холодные времена года и полученные результаты является предпосылкой возможности выполнения обеспечения электроэнергией и теплой водой круглый год. Причем эта задача сначала должна решаться для южных регионов республики. Это дает возможность создания в сельских домохозяйствах существенные комфортные условия в быту. Для достижения практических результатов при комбинировании ФТБ установок с ЭВН «Аристом» следует проводить исследования по использованию ФТБ батарей при различных вариантах коммутирования тепловых коллекторов. Поиск оптимальных режимов при комбинировании ФТБ установок с «Аристом», определение необходимой электрической мощности для нормальной работы электрического водонагревателя в разных временах года является предметом следующих исследований. При этом основная задача поиск режимов работы комбинированной системы ФТБ – ЭВН, гарантирующий эффективную работу в зимний период для различных регионов республики.

### **Литература**

- [1] М.Н. Турсунов, В.Г. Дыскин, Х. Собиров, Б.М. Турдиев «Повышение эффективности работы фототеплопреобразовательной установки», «Гелиотехника», 2014 г. №4 с.84-86
- [2] Yuldoshev I.A, Saymbetov A.K «Combined photo thermo converters solar energy with reflecting concentrators» Proceedings of XII International Scientific Conference “Solid State Physics” 25-27 June, 2014y. pp.217-219
- [3] М.Н. Турсунов, Р.А. Муминов, О.Ф. Тукфатуллин, Юлдошев И.А и Абдуллаев Э.Т. Фототермоэлектрические батареи на основе кремниевых солнечных элементов. Гелиотехника, 2011, № 1, стр.72-75
- [4] J.S. Akhatov, I.A Yuldashev, A.S Halimov. Experimental Investigations on PV-T collector under natural condition of Tashkent//Energy Procedia 39 (2013) Mexico. 2327–2336 ISES Solar World Congress.
- [5] M.N.Tursunov, R.A.Muminov, V.G.Dyskin and I.A.Yuldoshev, A Mobile Photothermal Converter and Its Operating Characteristics, Appl.Solar Energy, 2013, №1, pp. 23-27.
- [6] R.A. Muminov, M.N. Tursunov, X. Sabirov, U.Abdiev, B.A. Yuldoshev, Sh.N. Abilfayziev, “Study of the Parameters of a Photo of a Thermal Battery with a cell Polycarbonate Collector”, International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology, vol. 6, no. 12, pp. 12018-12023, 2019.
- [7] Муминов Р.А., Турсунов М.Н., Сабиров Х., Шокучкоров С.К, Пиримматов М.П., Исследование параметров фото тепловых батарей повышенной эффективности в натуральных условиях, «Проблемы энерго - и ресурсосбережения», 2019, № с.



## ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОНОМНЫХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ ЖАРКОГО КЛИМАТА

Турсунов М.Н., Сабиров Х., Юлдошев И.А., Холов У.Р., Ахтамов Т.З.

Физико-технический институт НПО «Физика-Солнце» Академия наук РУз. [uygunshams@mail.ru](mailto:uygunshams@mail.ru)

### Аннотация

В статье рассматриваются физико-технические характеристики экспериментальных результатов исследования параметров автономной фотоэлектрической электростанции мощностью 2600 Вт, спроектированной и изготовленной на основе 16 поликристаллических кремниевых фотоэлектрических батарей с КПД 15,6%. Было показано, что автономная фотоэлектрическая станция эффективно и надежно снабжает электроэнергией систему освещения парковки в течение зимнего сезона (январь и февраль), и планируется собирать воду из скважины глубиной 70-80 м для орошения и обслуживания Гелиополигона. Выявленные причины солнечного излучения и потери мощности были проанализированы для дальнейшей оптимизации параметров автономной фотоэлектрической установки.

**Ключевые слова:** фото тепловая батарея, фотоэлектрическая батарея, фотоэлектрическая станция, солнечный элемент, мобильная многофункциональная фотоэлектрическая станция.

**Автономная фотоэлектрическая система (АФЭС)** является идеальным решением, когда нет возможности подключить систему к общей электрической сети или цена нового подключения непомерно высока. АФЭС также подойдет тем, кто желает быть полностью автономным от централизованной системы энергоснабжения [1-5]. В автономных фотоэлектрических системах фотоэлектрические батареи (ФЭБ) используются совместно с буферными аккумуляторами, что обеспечивает стабильное энергоснабжение потребителей в любое время суток и вне зависимости от суточного и погодного изменения интенсивности солнечного излучения. АФЭС, помимо ФЭБ, аккумуляторов (АБ) и потребителей энергии, обычно содержит прибор электронного контроля и защиты, исключающий перезаряд аккумулятора и его глубокий разряд.

Можно использовать АФЭС, как автономную систему энергоснабжения, так и, в режиме интегрированной к централизованной низковольтной энергетической системы. В данном случае АФЭС включается параллельно к действующей низковольтной электрической сети, и должен иметь следующие функциональные возможности и параметры. Преобразование солнечной энергии в электрическую в дневное время, аккумулирование энергии, передача энергии в сеть и при различных отключениях в сети – передача аккумулированной энергии потребителям - жителям типовых сельских домов.

В настоящей работе приводятся результаты исследования параметров, и испытания АФЭС мощностью 2600 Вт в естественных условиях солнечного освещения в Гелиополигоне Физико-технического института. АФЭС установлена на крыше автомобильной стоянки с направлением на восход Солнца. Энергия, вырабатываемую автономной фотоэлектрической системой используется для орошения сада, расположенного на территории, освещения автомобильной стоянки, и испытание эффективности применения различных потребителей электрической энергии от фотоэлектрической станции.

В отличие от современных «сетевых» фотоэлектрических станций (ФЭС) большой мощности в данном случае, для гарантированного обеспечения электрической энергией, в состав АФЭС входит система аккумулирования электрической энергии, состоящая из 4 аккумуляторных батарей типа GELSOLAR, соединенные последовательно (48 В), аккумуляторных батарей емкостью 200 А час, контроллера на 48 В с током 60 А и инвертор с формой сигнала «чистый синус» мощностью 3000 Вт, с напряжением преобразования 48 В постоянного тока на переменный ток с напряжением 220 В. Эффективность инвертора более 95 %. Инвертор допускает подключения любых нагрузок (активной и реактивной нагрузки) мощностью до 2500 Вт переменного тока. Для долговременного изучения влияния различных факторов, в том числе влияние атмосферных загрязнений, на параметры, АФЭС обеспечивает энергией системы освещения, прилегающей территории автостоянки. Система освещения состоит из трех прожекторных ламп мощностью 50 Вт каждая и 10 светодиодных ламп освещения суммарной мощностью 180 Вт. Общая мощность нагрузки составляет 330 Вт. Для исключения влияния различных нагрузок к работе инвертора, каждая нагрузка имеет свой узел (автомат) для подключения. В летнее время года (май-сентябрь) нагрузкой большой мощности АФЭС является водоподъемный насос мощностью 750 кВт для подъема воды с глубины до 50 м и орошения близлежащей территории [6].

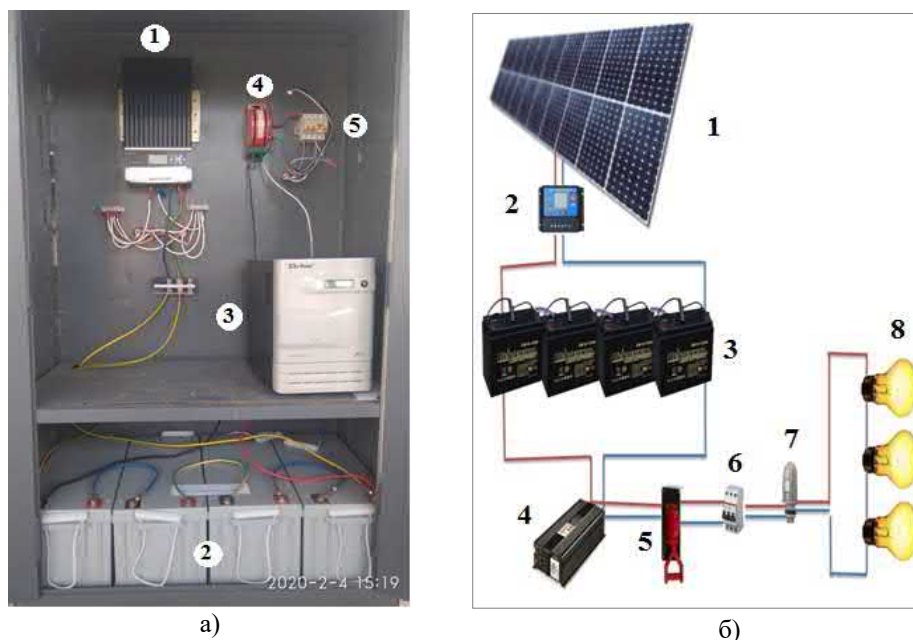


Рис.1. а) Размещение элементов блока управления и контроля автономной фотоэлектрической системы, 1-контроллер, 2-аккумуляторные батареи, 3-инвертор, 4-рубильник, 5-автомат для нагрузок.

б) Электрическая схема подключения частей и блоков автономной фотоэлектрической системы, 1-фотоэлектрические батареи, 2-контроллер, 3-аккумуляторные батареи, 4-инвертор, 5-рубильник, 6-автоматика для подключения нагрузок, 7-фотореле, система освещения, 8 – нагрузка.

На рис.1 приведена, структура размещения элементов блока управления и электрическая схема подключения частей и блоков АФЭС. Осветительные светодиодные лампы используются в ночное время суток; в зимнее время в течение 13-16 часов, в летнее время 8-12 часов. Водоподъемный насос используется в летнее время года за исключением октябрь-апрель месяцы в течение 2-4 часов. Расходы электрической энергии для питания водоподъемного насоса в день составляет 1,5-3 кВт. Производительность воды насосом в условиях солнечного освещения 800-850 Вт/м<sup>2</sup> составляет 2-4 м<sup>3</sup>/час. В весенне-осенний сезон года средняя выработка электроэнергии АФЭС составляет 8-10 кВт, что покрывает потребность электроэнергии обеими нагрузками. В зимнее время (ноябрь-февраль), средняя вырабатываемая электрическая энергия на 40-60 % меньше и вся энергия расходуется на освещении территории. Использование АФЭС начато с 24 января 2020 года. Солнечное излучение в январе месяце попадает на поверхность фотоэлектрических батарей с 9 часов 50 минут до 15 часов, что составляет ~ 5 часов.

Первая неделя подключения нагрузки, касались только прожекторных ламп (3 лампы) суммарной мощностью 150 Вт. Использовалось фотореле с пределами подключения при освещенности 30 люкс (30 мВт/см<sup>2</sup>-включение) и 150 люкс (150 мВт/см<sup>2</sup> - отключение) нагрузки. За январь месяц среднее время ночного освещения территории автомобильной стоянки составляла 14 часов, расход электроэнергии в сутки 2100 Вт. За время испытаний АФЭС в январе месяце было два случая отключения системы от нагрузки 2 раза с недобором по 1 часу. С начала февраля в связи с увеличением светлого времени суток, выявлен не полный расход накопленной энергии в аккумуляторных батареях. Неиспользованная энергия в ясные солнечные дни составляла до ~1000 Вт. С 1 марта были подключены все лампы. В солнечные дни обеспечивается освещение объекта по режиму фотореле, при дождливой погоде нехватка составляет до 2 часов. Отметим, что за более, чем 3 месяца работы не было не разу отключения автономной фотоэлектрической системы, по каким – либо причинам. С 20 марта по май месяц 2020 года автономной фотоэлектрической системы работал в автономном режиме без обслуживания оператором в связи с «Online» режимом работы сотрудников Физико-технического института и не было срыва работы автономной фотоэлектрической системы.

В последние годы в фотоэлектрических установках широко применяются никель-кадмиевые (NiCd) и гелевые аккумуляторные батареи. Зарядка NiCd и гелевых аккумуляторных батарей отличается от зарядки свинцово-кислотных аккумуляторных батарей тем, что для первых нет фиксированного значения напряжения окончания заряда. Для предотвращения разрушения

аккумуляторных батарей и увеличения эффективности её работы используются различные контроллеры заряда аккумуляторных батарей. Одним из последних эффективных контроллеров является Smart контроллеры.

Нами изучена работа Smart контроллера (см. Рис.2а) в течение продолжительного времени в разных условиях освещенности поверхности ФЭБ. Smart контроллер рассчитан на нормальную работу при номинальном напряжении 48 В и токе до 40 А. Экспериментально выявлено, что пределы изменения напряжения в системе аккумулирования энергии, регулируемый Smart контроллером составляют нижнее значение 44 - 44,2 В, а верхнее 54,8-55,4В. Нижнее значение напряжения означает, что заряженность аккумуляторных батарей составляет ~ 25-30 %, что ниже этого значения использовать аккумулированную энергию без ущерба нельзя. Верхнее значение означает, что зарядка выполнена на 100 %. В пределах этих значений напряжения аккумуляторы заряжаются до полного насыщения.

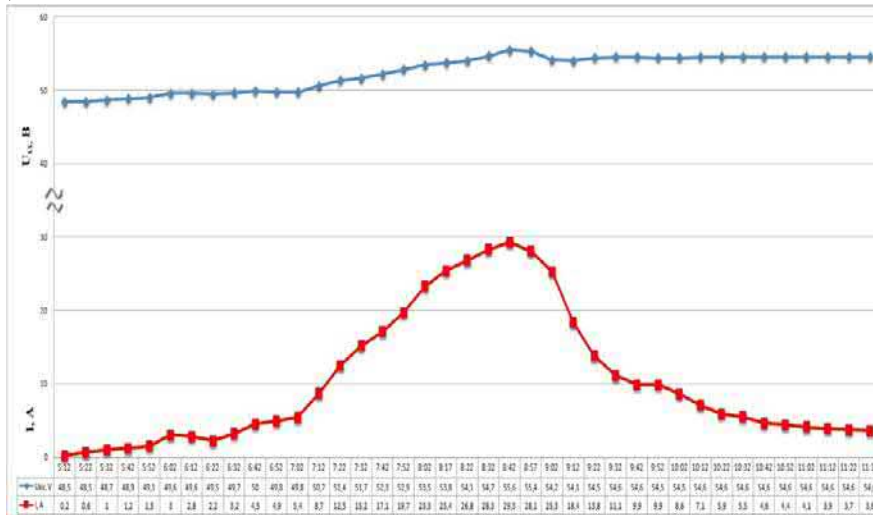


Рис.2 Зависимость изменения параметров Smart контроллера напряжения холостого хода и тока короткого замыкания фотоэлектрических батарей по времени суток (май 2020 г.).

По мере зарядки аккумуляторных батарей происходит увеличение напряжения при максимальном токе ФЭБ, проходящего через контроллер. Это значение тока составляет в нашем случае 28-30 А для зимнего периода года. А для летного периода 31-33 А. Согласно динамике изменения параметров Smart контроллера, по мере заполнения АБ при значениях уровня зарядки более 60-65%, контроллер по заложенной в ней программе, начинает уменьшать ток зарядки аккумуляторных батарей. Происходит постепенное снижение тока зарядки аккумуляторных батарей до ~ 1 – 2 А (условна принята, как полная зарядка аккумуляторных батарей). Разность тока короткого замыкания, вырабатываемого ФЭБ и тока зарядки аккумуляторных батарей, преобразуется в тепло и нагревает систему охлаждения контроллера (ребристые радиаторы) и рассеивается в атмосферу (заштрихованная область Рис.3).

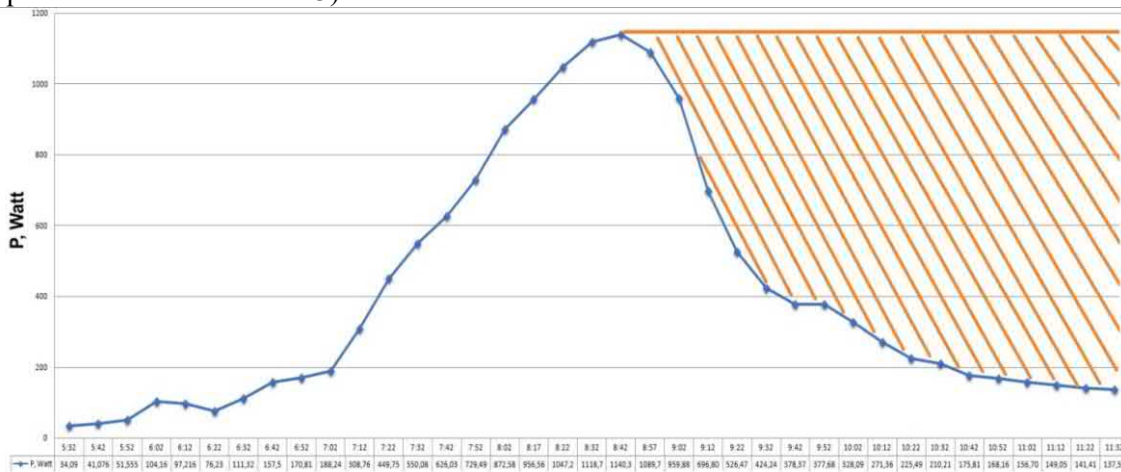


Рис. 3 Изменение электрической мощности, проходящей через Smart контроллер от времени (май 2020 г.). Заштрихованная область - электрическая мощность, превращенная в тепло и рассеянная контроллером в атмосферу.

Электрическая мощность определена из формулы,  $P = FF \cdot I_{кз} \cdot U_{хх}$ , где значения тока и напряжения приведены на рис.3, FF – коэффициент заполнения вольт-амперной характеристики ФЭБ, которое в нашем случае имеет значения 0,70-0,72.

В зимнее время до конца марта месяца полная зарядка аккумуляторных батарей при ясном небе происходит в 12-13 часов дня. Температура радиатора Smart контроллера достигает 55-60°C. В летнее время температура может быть гораздо больше, что может привести к выходу из строя контроллера. Апрель- июнь месяцы полная зарядка достигается ~ к 9-10 часам дня в зависимости от расхода электрической энергии в предыдущий день (от количества запасенной энергии в аккумуляторных батареях). На рис 3. показана зависимость времени полной зарядки аккумуляторных батарей от времени суток для условий г.Ташкента.

В летнее время, начиная с мая месяца, при температурах атмосферы 35 оС и выше контроллер охлаждали с использованием дополнительной энергии, например подключением вентилятора для обдува. Другой более полезный способ возможность подключения потребителя энергии с изменяющейся мощностью, согласованной с мощностью рассеиваемой системой охлаждения контроллера (см.Рис.4).

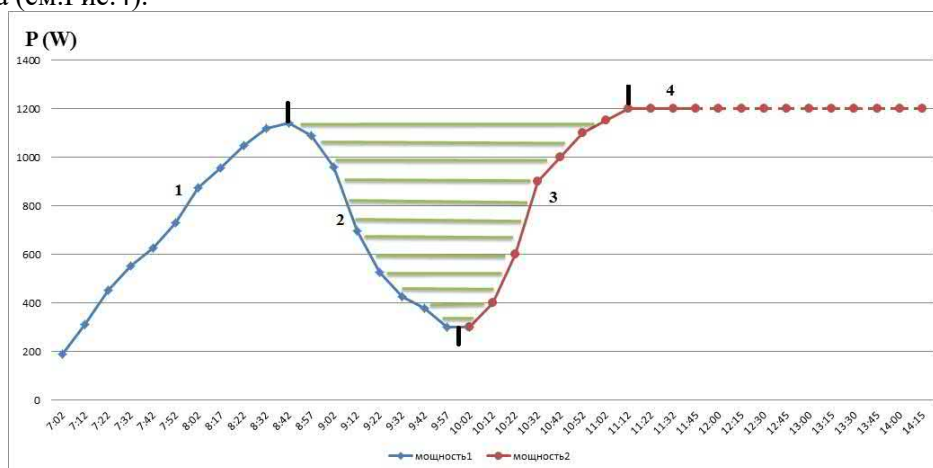


Рис. 4. Изменение электрической мощности, проходящей через Smart контроллера от времени (кривые 1 и 2), ход зависимости восстановления мощности рассеиваемой в атмосферу при подключении дополнительных нагрузок (3), суммарная мощность АФЭС при оптимальной нагрузке без использования запасенной энергии аккумуляторных батарей (4).

Как видно из Рис.4. в данном режиме работы АФЭС сохраняется, как запасенная энергия в аккумуляторных батареях, так и дополнительно используется лишняя энергия, выделяемая при нагреве Smart контроллера (Рис.4.). Количество данной энергии растет при увеличении энергии солнечного излучения при ясной погоде до 16 часов дневного времени в условиях г. Ташкента. Таким образом, эффективность использования АФЭС можно увеличит 2 и более раз.

При разработке и создании АФЭС для непосредственного использования в обеспечении электрической энергией и водой сельских объектов в регионах республики появляются дополнительные возможности повышения коэффициента использования электрической мощности, вырабатываемой АФЭС подключением в течение всего времени суток нагрузок разной мощности. В дальнейшем будут исследованы возможности повышения коэффициента использования электрической энергии, получаемой **автономной фотоэлектрической системы** для производственных и бытовых нужд хозяйствующих субъектов сельских регионов, и вопросы снижения температуры фотоэлектрических батарей [7-9] в летнее время.

## Литература

- 1) М.Н. Турсунов, Р.А. Мунинов, У.Х. Газиев, З.С. Сеттарова, О.Ф. Тукфатуллин, "Научные и технологические аспекты разработки фотоэлектрической установки для работы в условиях жаркого климата", Гелиотехника, №3, стр. 13-17, 2006.
- 2) Т.Т.Рискиев, М.Н.Турсунов, Т. Абдуллаев Фотоэлектрические станции, интегрированные в действующую сеть электроснабжения //Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2015, №1-2, с. 187-193
- 3) Алферов Ж.И., Андреев В.М., Румянцев В.Д. Тенденции и перспективы развития солнечной фотоэнергетики // ФТП, 2004. №38. С. 937-947.

- 4) Анарбаев. А.И., Захидов Р.А., Орлова Н.И., Таджиев У.А. Районирование территории Узбекистана по комплексу метеофакторов, влияющих на эффективность работы солнечных систем горячего водоснабжения // Гелиотехника. Ташкент, 2008 №2. С. 62-73.
- 5) Патент на промышленной образец №SAP 20140066 «Мобильная фотоэлектрическая станция» Регистрационный номер заявки Турсунов М.Н., Сабилов Х., Ахмедов Ш., Усмонов Т.
- 6) М.Н. Турсунов, Х. Сабилов, И.А. Юлдашев, С. Дадамухамедов, «Особенности создания фотоэлектрической системы для подъема воды», Экологический вестник №10, стр. 27-29 2012.
- 7) М.Н. Турсунов, Х. Сабилов, И.А. Юлдашев, Б.М. Турдиев, И.М. Комолов, «Фототепловые батареи разной конструкции, сравнительный анализ», Гелиотехника, №1, стр. 26-29, 2017.
- 8) R.A. Muminov, M.N. Tursunov, X. Sabirov, U. Abdiev, B.A. Yuldoshov, Sh.N. Abilfayziev, "Study of the Parameters of a Photo of a Thermal Battery with a cell Polycarbonate Collector", International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology, vol. 6, no. 12, pp. 12018-12023, 2019.
- 9) Рискиев Т.Т, М.Н Турсунов., Х. Сабилов., И.А. Юлдошев., Б.М. Турдиев.. Автономная фотоэлектрическая система электропитания теплиц сельских жителей // Проблемы энергосбережения. Ташкент, 2013. №1-2. С. 128-133.

## INFLUENCE OF Ag PLASMON NANOPARTICLES ON PHOTOCATALYTIC AND PHOTOVOLTAIC PROPERTIES OF GRAPHENE OXIDE-TITANIUM DIOXIDE NANOCOMPOSITE

Ibrayev N.<sup>1</sup>, Seliverstova E.<sup>2</sup>, Zhumabekov A.<sup>3</sup>, Sadykova A.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>*Institute of Molecular Nanophotonics, Buketov Karaganda University*  
Karaganda, 100024, Kazakhstan, niazibrayev@mail.ru

<sup>2</sup>*Institute of Molecular Nanophotonics, Buketov Karaganda University*  
Karaganda, 100024, Kazakhstan, genia\_sv@mail.ru

<sup>3</sup>*Buketov Karaganda University*  
Karaganda, 100024, Kazakhstan, almar89-89@mail.ru

<sup>4</sup>*Buketov Karaganda University*  
Karaganda, 100024, Kazakhstan, sadikova-aigul@mail.ru

### Annotation

*Physicochemical and photovoltaic properties of a nanocomposite based on graphene oxide and TiO<sub>2</sub> have been studied. The addition of Ag nanoparticles to semiconductor nanocomposite TiO<sub>2</sub>-GO materials increases their photocatalytic activity and photovoltaic parameters. In this case, the most optimal concentration of plasmonic Ag nanoparticles is of the order of ~ 10-12 mol/L. An increase in the photocurrent is the result of a strong interaction of silver nanoparticles with TiO<sub>2</sub> or its nanocomposites with graphene oxides, as a result of which the electron mobility increases, the recombination of charge carriers decreases, and additional injection of electrons directly from Ag nanoparticles is possible.*

**Keywords:** nanocomposite, graphene oxide, TiO<sub>2</sub>, silver nanoparticles, photocatalysis, photovoltaics

### 1. Introduction

Titanium dioxide (TiO<sub>2</sub>) occupies a special place among semiconducting materials due to its physical and optical properties, such as high melting point, chemical inertness, high photoconversion efficiency and photostability and fast electron recombination (~10<sup>-9</sup>s) (Kiriakidis G., et al., 2017; Qian D. et al., 2018). TiO<sub>2</sub> with a band gap of 3.2 eV is only sensitive to light with wavelengths below 380 nm, which are in the UV range. Despite this, it is the best photocatalyst due to its high oxidizing power and chemical stability in relation to the environment (Gadgil T., Ibrayev N., Nuraje N., 2016). Currently, there are several approaches to improve the charge-transport and photoelectric characteristics of TiO<sub>2</sub> films, one of which is the synthesis of semiconductor nanocomposites with carbon-containing nanostructures and doping with plasmonic nanoparticles.

It was shown in (Bian H. et al., 2019; Afanasyev D.A. et al., 2019; Ibrayev N.Kh. et al., 2019) that the introduction of plasmonic silver nanoparticles into nanocomposite layers can improve the photocatalytic properties of synthesized materials.

The authors of (Cho D. et al. Hu X. et al., 2016) have demonstrated that due to the inclusion of silver nanoparticles in semiconductor films, their increased photocatalytic activity can be achieved. In this case, the optimization of photocatalytic reactions by modifying semiconductor materials with noble metals is attributed to increased electron-hole separation, an expansion of the material's photoactivity in the direction of visible light, and a localized plasmon effect of metal nanoparticles. The localized plasmon effect of gold and silver nanoparticles usually leads to the appearance of strong and broad absorption bands in the visible light region, and therefore it can be used to create photocatalysts active in the visible spectral region.

In this work, we synthesized a nanocomposite based on graphene oxide and titanium dioxide, and also studied the effect of plasmonic silver nanoparticles (NPs) on its photocatalytic and photovoltaic properties.

### 2. Experiment

A nanocomposite material based on graphene oxide and titanium dioxide was obtained by the hydrothermal method according to the method described in detail in the works [Ibrayev N. Kh. et al., 2020; Ibrayev N. Kh. et al. 2020]. GO (SLGO, Cheaptubes) and TiO<sub>2</sub> (d > 21 nm, 99.7%, Sigma Aldrich), deionized water purified using an AquaMax water purification system), ethanol (anhydrous). All reagents were analytically pure and were used without further purification. The GO concentration in the nanocomposite was 0.5 and 5 wt%, relative to TiO<sub>2</sub>. For the preparation and assembly of solar cells, glass substrates coated with an FTO layer were used. A blocking TiO<sub>2</sub> layer from an aqueous solution of TiCl<sub>4</sub>.



To form a blocking layer, the substrates were placed in the prepared solution for 30 minutes at 70°C. Then they were taken out and dried for 15 minutes at 120°C.

Pastes based on pure TiO<sub>2</sub> or TiO<sub>2</sub>-GO nanocomposite were applied to the prepared substrates using the doctor blading method and annealed step by step up to 450°C. After that, another blocking layer was applied over the film. The thickness of the films, determined by the SEM method, was 8-10 μm. The solar cells were sensitized with the ruthenium dye N719 (Sigma Aldrich). Then, platinum electrodes were prepared separately on the surface of the FTO. Platinum was deposited electrolytically from an ethanol solution of H<sub>2</sub>PtCl<sub>6</sub> (Sigma Aldrich). At the final stage, the cells were assembled according to the standard technique proposed in the work of (Comte P., et al., 2008).

Spherical Ag nanoparticles (NPs) were synthesized by laser ablation of a silver target in ethanol by the second harmonic of a solid-state Nd:YAG laser (SOLAR LQ215). The average NP diameter was determined by dynamic light scattering using a Nanosizer 90S analyzer (Malvern) and is equal to 30±9 nm. Nanoparticles were added to the semiconductor pastes; the concentration of Ag NPs was 10<sup>-11</sup>, 10<sup>-12</sup>, and 10<sup>-13</sup> mol/L.

To study the photoelectric characteristics, the samples were illuminated with a xenon lamp with a radiation power of 100 mW/cm<sup>2</sup> on a Z-500PRO impedance meter (Elins). The amplitude of the applied signal was varied up to 25 mV, and the frequency range was from 1 MHz to 100 MHz.

### 3. Results

The surface morphology of the obtained films was investigated by SEM methods (Figure 1).

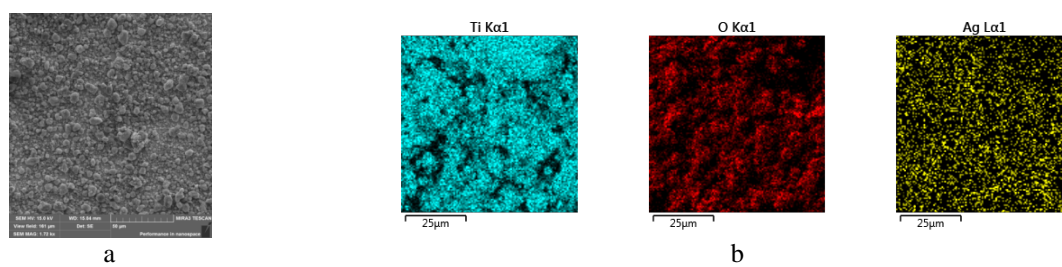


Fig. 1 (a) SEM image of a TiO<sub>2</sub> film with Ag NPs at CAg = 10<sup>-11</sup> mol / l and distribution of elements in the film (b)

The measurements showed that upon annealing, TiO<sub>2</sub> nanoparticles agglomerate and form a surface-developed structure. EDS analysis showed that the samples contain Ti, O, Ag.

Next, the photocatalytic properties of TiO<sub>2</sub> films and nanocomposites modified by plasmon NPs were studied (Table 1).

Tab. 1: Values of photocurrent parameters in TiO<sub>2</sub> films and nanocomposites at different concentrations of Ag NPs

C <sub>Ag</sub> , mol/L	I, μA	
	TiO <sub>2</sub>	TiO <sub>2</sub> -GO
0	20	65
10 <sup>-13</sup>	39	70
10 <sup>-12</sup>	42	101
10 <sup>-11</sup>	33	87

As can be seen from the data obtained, the addition of Ag NPs increases the photocurrent of semiconductor films by almost a factor of 2. The best parameters were recorded for samples with a silver concentration of 10<sup>-12</sup> and 10<sup>-13</sup> mol/L.

With the addition of Ag NPs to TiO<sub>2</sub> films, an increase in the photocurrent of the films is also observed at a concentration of CAg = 10<sup>-12</sup> mol/L. In this case, the photocatalytic activity of nanocomposite films increased by 55%. Obviously, at concentrations of about 10<sup>-11</sup> mol/L, NPs act as a quencher. Further, the current-voltage and photovoltaic characteristics of solar cells based on TiO<sub>2</sub> and GO-TiO<sub>2</sub> nanocomposite were measured (Table 2).

Tab. 2: Photovoltaic parameters of solar cells based on TiO<sub>2</sub>-GO nanocomposite with plasmonic Ag NPs

	Isc, mA/cm <sup>2</sup>	Uoc, mV	FF	Eff, %
TiO <sub>2</sub>	7.10	643	0.45	2.08
GO-TiO <sub>2</sub>	6.24	619	0.56	2.18
GO-TiO <sub>2</sub> +Ag 10 <sup>-13</sup>	2.08	530	0.47	2.52

From the data of Table 2 it can be seen that for solar cells based on the TiO<sub>2</sub>-GO nanocomposite, a higher efficiency value is recorded as compared to pure TiO<sub>2</sub>. In this case, the increase in value occurs mainly due to an increase in the filling factor of the solar cell.

With the addition of plasmonic NPs to a porous semiconductor film, a further increase in the efficiency of light conversion by a solar cell is observed. In this case, the maximum increase in the photovoltaic parameters is 1.2 times with respect to pure TiO<sub>2</sub> and 1.16 times with respect to nanocomposite cells.

To analyze the data obtained, the electrophysical and electrical transport properties of the TiO<sub>2</sub> films and the TiO<sub>2</sub>-GO nanocomposite with the addition of Ag NPs were measured, the data shown in Figure 1, c and in Table 3 were obtained.

It can be seen from the figure that the TiO<sub>2</sub> – Ag/10<sup>-12</sup> mol/L sample has a huge resistance in comparison with other samples. The best electrical transport properties are possessed by a TiO<sub>2</sub>-GO nanocomposite film with an Ag NP concentration of 10<sup>-13</sup> mol/L. For it, a minimum value of the resistance of electron transport and a shorter effective electron lifetime of 0.1 sec were observed.

**Tab. 3: Electrophysical parameters of electrodes based on semiconductor and nanocomposites with the addition of Ag NPs**

Sample	$k_{\text{eff}}, \text{s}^{-1}$	$\tau_{\text{eff}}, \text{s}$	$R_k, \text{Ohm}$	$R_w, \text{Ohm}$
TiO <sub>2</sub> /Ag	0.52	1.93	32500.0	312.0
TiO <sub>2</sub> -GO/Ag	7.20	0.14	4338.5	37.2

Comparing the electrophysical parameters of films with and without silver NPs, it can be noted that the effective electron lifetime in films with Ag increased almost twofold, while the carrier recombination constant parameter decreased by almost an order of magnitude. This indicates that Ag NPs promote a higher mobility of charge carriers and also decrease their recombination, which is reflected in an increase in the photocurrent generated by the photocatalytic cell.

#### 4. Conclusion

Studies have shown that the addition of Ag NPs to semiconductor nanocomposite materials increases their photocatalytic activity and photovoltaic parameters. In this case, the most optimal concentration of plasmonic Ag NPs is of the order of ~ 10<sup>-12</sup> mol/l. An increase in the photocurrent is the result of a strong interaction of silver NPs with TiO<sub>2</sub> or its nanocomposites with graphene oxides, as a result of which the electron mobility increases, the recombination of charge carriers decreases, and additional injection of electrons directly from Ag NPs is possible.

This work was carried out within the framework of research grants AR05132443 and BR05236691, funded by the Ministry of Education and Science of the Republic of Kazakhstan.

#### Reference

- [1] Afanasyev, D.A., Ibrayev, N.Kh., Ishchenko, A.A., Zhumabay, N.D., 2019. Active laser medium for near-infrared spectral range based on electron-unsymmetrical polymethine dye and silver nanoparticles. *Appl.Phys. B*, 125, 1-7.
- [2] Bian, H., Chen, Q., Gao, Y., Tang, T., Zhang, Zh., Wang, T., 2019. Hydrothermal preparation of Ag-TiO<sub>2</sub>-reduced graphene oxide ternary microspheres structure composite for enhancing photocatalytic activity. *Physica E*. 112, 128–136.
- [3] Cho, D., Kim, I.K., Kim, Y.J., Lee, J.H., Oh, H.-J., You, J.I., 2015. Photocatalytic performance of graphene/Ag/TiO<sub>2</sub> hybrid nanocomposites. *Carbon Lett*, 16, 247-254.
- [4] Comte, P., Grätzel, C., Grätzel, M., Ito, S., Murakami, T.N., Liska, P., Nazeeruddin, M.K., 2008. Fabrication of thin film dye sensitized solar cells with solar to electric power conversion efficiency over 10%. *Thin Solid Films*. 516, 4613–4619.
- [5] Gadgil, T., Ibrayev, N., Nuraje, N., 2016. Photocatalytic water oxidation, in: *Heterogeneous photocatalysis: from fundamentals to green applications, series: green chemistry and sustainable technology/ Green chemistry and sustainable technology/J.C. Colmenares, Y.-J. Xu (Eds.)*. Springer, pp. 33–61.
- [6] Hu, X. Tian, H., Wan, Ch., Wang, X., Xue, X., 2017. Effective electrons transfer pathway of the ternary TiO<sub>2</sub>/RGO/Ag nanocomposite with enhanced photocatalytic activity under visible light. *Catalysts*. 7, 156-160.
- [7] Kiriakidis, G., Kronawitter, C., Shen, Sh., 2017. An overview of photocatalytic materials. *J. Materiomics*. 3. 1-2.



- [8] Qian, D., Li J., Tian, X., Tong, H., Zhan, X., Wu, D., 2018. Understanding the energy level matching relationships between semiconductor photocatalysts and organic pollutants for effective photocatalytic degradations. *J. Colloid Interf. Sci.* 526, 384-391.
- [9] Ibrayev, N.Kh., Ishchenko, A.A., Seliverstova, E.V., Temirbayeva, D.A., 2019. Plasmon effect of Ag nanoparticles on Forster resonance energy transfer in the series of cationic polymethine dyes. *Theor. Exp. Chem*, 55(2), 115-124.
- [10] Ibrayev, N. Kh., Seliverstova, E. V., Zhumabekov, A. Zh., 2020. Photoelectric properties of a nanocomposite derived from reduced graphene oxide and TiO<sub>2</sub>. *Theor. Exp. Chem.* 55(6) 398-406.
- [11] Ibrayev, N., Ghyngazov, S., Lysenko, E., Zhumabekov, A., 2019. Synthesis and study of the properties of nanocomposite materials TiO<sub>2</sub>-GO and TiO<sub>2</sub>-rGO. *Mat. Res. Expr.*, 6(12) 125036(1-6).

## АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СОЛНЕЧНЫХ ВОДООПРЕСНИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ПРИ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИИ В НЫНЕШНИХ УСЛОВИЯХ НЕКОТОРЫХ РЕГИОНОВ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

Ахатов Ж.С., Самиев К.А.

Физико-технический институт НПО "Физика-Солнце" АН РУз.,  
Ул. Ч.Айтматова 2-Б, 100084-Ташкент, Узбекистан. тел.: (+998)90-9179321; e-mail: jahatov@uzsci.net

### Аннотация

В данной работе представлено результаты исследований по анализу экономической целесообразности создания и использования солнечных водоопреснительных установок в качестве автономной системы питьевого водоснабжения для населения регионов с острой нехватки пресной воды. Расчеты выполнены для 3-х различных конструкций солнечных опреснителей, с учетом стоимости сырья, материалов и комплектующих, имеющиеся в местном рынке, стоимости питьевой воды в регионах, не подключенных к централизованным системам водоснабжения, обеспечение которых осуществляется различными способами, а также при различных ставках кредитования для покрытия расходов связанные капиталовложением созданию опреснительных установок.

**Ключевые слова:** солнечное излучение, тепловое преобразование солнечной энергии, опреснение соленых вод, питьевое водоснабжение.

### Введение

Известно, что реализация любого нового проекта, разработка или трансфера технологии в какую-то отрасль (сфере) экономики зависит от экономической целесообразности или рентабельности, предлагаемой решения. В связи с этим анализ экономической целесообразности и использование энергоустановок на основе ВИЭ, в частности солнечных водоопреснительных установок является актуальной задачей.

Для рассмотрения подобных задач, как нам известно, в мировой практике применяется наиболее обобщенная методология экономической оценки различных технологий, в том числе технологий на основе ВИЭ. Для того, чтобы провести экономического анализа каких-либо систем или установок, прежде всего целесообразно понимать некоторые экономические понятия или показатели [1-4].

**I. Основные показатели, характеризующие экономической рентабельности или целесообразности создание и применение в каких либо секторах экономики, технологий на основе ВИЭ:**

**Коэффициент восстановления капитала (CRF- Capital Recovery Factor):** Потоки денежных средств нельзя сравнивать непосредственно друг с другом в практике финансовой оценки. Это связано с тем, что они имеют разные значения в разные моменты времени.

Например  $P$  - (первоначальная инвестиция) или сумма, вложенная в начале ( $n = 0$ ) по процентной ставке ( $i$ ) в год, а ( $S_n$ ) - ее будущая стоимость в конце ( $n$ ) лет. Тогда временная стоимость инвестиций ( $P$ ) в конце  $n$ -го года описывается как

$$S_n = P(1 + i)^n \quad \text{или для простоты как} \quad S = P(1 + i)^n \quad 1)$$

где  $S > P$  для  $i > 0$  (по Закону сложных процентов).

Выражение (1) может быть упрощен в следующем виде

$$S = PF_{PS,i,n}, \quad 2)$$

$$\text{где} \quad F_{PS,i,n} = (1 + i)^n \quad 3)$$

$F_{PS,i,n}$  известен как коэффициент сложных процентов или коэффициент будущей стоимости.

Если год делится на  $p$  равных периодов, то  $n$  становится  $np$ , и процентная ставка  $i$  становится  $i/p$  (ставка возврата за единичный период). Используя эти значения, выражение (1) может быть написано как

$$S = P \left(1 + \frac{i}{p}\right)^{np} \quad \text{или} \quad S = \left[\left(1 + \frac{i}{p}\right)^p\right]^n \quad 4)$$

где  $\left(1 + \frac{i}{p}\right)^p$  выражается как (1+Эффективная ставка возврата) - (Effective rate of return - ERR),

$$\text{или} \quad ERR = \left(1 + \frac{i}{p}\right)^p - 1 \quad 5)$$

Для ( $p=1$ ), эффективная ставка возврата (ERR) становится равной  $i$ , и при ( $p>1$ ) становится больше  $i$ . При простых процентных ставках будущая стоимость  $S$  через  $n$  лет может быть выражена как

$$S = P(1 + ni) = P + (iP)n \text{ или } P = S(1 + i)^{-n} \quad (6)$$

При оценке будущей стоимости из (6) по отношению к календарю в качестве текущей стоимости (в нулевое время), более высокое значение будущей стоимости (в  $n$ -й год) будет фактически уменьшаться, предполагая, что  $i$  будет положительным. Тогда вышеприведенное уравнение может быть выражено как

$$P = SF_{SP,i,n}, \quad (7)$$

где  $F_{SP,i,n}$  называют коэффициентом сложных процентов или коэффициент текущей стоимости.

Как будущая стоимость  $F_{PS,i,n}$ , так и текущая стоимость  $F_{SP,i,n}$  являются коэффициентом сложных процентов, но для различных целей, и они могут быть связаны как

$$F_{PS,i,n} = \frac{1}{F_{SP,i,n}} \text{ или } F_{PS,i,n} \times F_{SP,i,n} = 1 \quad (8)$$

Выражений (1) и (8) можно использовать для оценки будущей стоимости ( $S$ ) первоначальных инвестиций ( $P$ ) и наоборот, соответственно. Они могут быть выражены в следующем виде

$$S = P(1 + i)^n, \text{ по календарю} \quad (9-a)$$

$$P = S(1 + i)^{-n}, \text{ против календаря} \quad (9-b)$$

В обобщенной форме

$$A_{t2} = A_{t1}(1 + i)^n \quad (10)$$

Выражение (10) обозначает уравнение преобразования временной стоимости и  $n$  является положительным, если оценить с использованием выражение 9-а), в то время оно является отрицательным, если оценить по 9-б). Указанный способ также называют анализом стоимости жизненного цикла (LCCA-Life Cycle Cost Analysis).

**Единая годовая стоимость - (UNACOST - Uniform Annual Cost):** Для объяснение данного фактора обычно используется графический метод. В диаграмме расходы (дебеты) и поступления (кредиты) обозначаются вертикальными линиями, в то время горизонтальная линия представляет времени.

Неизвестное значение суммы является зависящей от времени единицей (год). Кроме того, подразумевается, что сумма распределяется поровну на  $n$  лет в конце каждого года. Таким образом, она известна как "единая годовая стоимость на конец года" для каждого года до периода  $n$  лет. Оно обозначается как  $R$  и известен как "Единая годовая стоимость" в течение  $n$  лет.

$P$  - единичная (первоначальная инвестиция) или сумма, вложенная в начале ( $n = 0$ ) описывается в следующем виде

$$P = R \sum_1^n \frac{1}{(1+i)^n} \quad (11)$$

где  $\sum_1^n \frac{1}{(1+i)^n} = \left(\frac{1}{1+i}\right) \left\{ \frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^n}{1 - \frac{1}{1+i}} \right\} = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$ , с учетом которого выражение (11) имеет следующий вид

$$P = R \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = RF_{RP,i,n} \quad (12)$$

где  $F_{RP,i,n} = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$ , обозначает значения серии равных платежей коэффициента текущей стоимости или коэффициент текущей стоимости аннуитета.

Из уравнений (11) и (12):

$$R = P \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \text{ или } R = PF_{PR,i,n} \quad (13)$$

$$\text{где } F_{PR,i,n} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \text{ или } F_{RP,i,n} = \frac{1}{F_{PR,i,n}} \quad (14)$$

Выражение (14) также известен как "коэффициент восстановления капитала" (CRF).

**Коэффициент амортизации (SFF- Sinking Fund Factor):** как обсуждалось ранее, в конце ( $n$ ) года будущая стоимость ( $S$ ) может быть распределена по одинаково единую годовую стоимость ( $R$ ) на конец года. Кроме того, она обозначает единую годовую стоимость на конец года, соответствующую будущей стоимости ( $S$ ).

Из уравнений (6) и (13) получим следующее

$$R = S(1 + i)^{-n} P \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = S \left[ \frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \text{ или } R = SF_{SR,i,n} \quad (15)$$

$$\text{где } F_{SR,i,n} = \left[ \frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] = SFF \text{ (Коэффициент амортизации)} \quad 16)$$

В соответствии с ликвидационной стоимостью любой системы в будущем, указанное выше уравнение используется для оценки единой годовой стоимости на конец года. Следовательно, выражение (15) может быть представлено в следующем виде

$$S = R \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] = RF_{RS,i,n} \quad 17)$$

где  $F_{RS,i,n} = \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right]$  или  $F_{SR,i,n} = \frac{1}{F_{RS,i,n}}$  (Одинаковые платежные серии коэффициента будущей стоимости). 18)

Единая годовая стоимость в начале года может быть выражено с помощью  $P$  и  $PS$ , соответственно, при следующем соотношении:

$$P = P_s(1 + i) \quad 19)$$

## II. Оценка экономической целесообразности создание и использование солнечных опреснительных систем

Экономический или стоимостный анализ системы включает, в частности, основные первоначальные инвестиции для приобретения систем, административные расходы и эксплуатационные расходы. Как правило, эксплуатационные расходы на коммунальные услуги в солнечных системах отсутствуют, поскольку потребителям не приходится платить за нетрадиционный источник энергии, которое обеспечивает работы систем. Солнечные опреснительные системы обеспечивают такие преимущества, как снабжение питьевой водой и сокращение потребления обычных энергетических ресурсов (электроэнергии). Помимо этого, другие выгоды могут быть получены в виде государственных стимулов (налоговые льготы для капитальных инвестиций и для систем использующие ВИЭ, и субсидия на поощрение ВИЭ).

Экономическое целесообразность создание и использование солнечной опреснительной системы оценивается главным образом на основе двух факторов:

I. Стоимость за литр полученной питьевой воды (CPL-Cost Per Liter of water);

II. Срок или период окупаемости инвестиций, вложенное на создание опреснительной установки или системы.

**Стоимость за литр пресной воды (CPL-Cost Per Liter of water):** Исходя из концепции UNACOST (Единая годовая стоимость), чистая единая годовая стоимость на конец года солнечной опреснительной системы для данного первоначального капитала может быть выражена как

$$UA_{net} = P_s F_{PR,i,n} - P_s F_{PR,i,n} M_s - S_s F_{SR,i,n} \quad 20)$$

где  $UA_{net}$  - чистая единая годовая стоимость на конец года солнечной опреснительной системы с учетом параметров, как начальное капитальное вложение ( $P_s$ ), процентная ставка ( $i$ ), стоимость технического обслуживания ( $M_s$ ), срок службы системы ( $n$ ), ликвидационная стоимость ( $S_s$ ) после завершения срока службы системы;  $F_{PR,i,n}$  и  $F_{SR,i,n}$  представляют коэффициента восстановления капитала (CRF) и коэффициента амортизации (SFF), соответственно.

Стоимость за литр пресной воды (CPL) можно определить путем деления  $UA_{net}$  солнечной опреснительной системы на годовой выход пресной воды ( $M_y$ ):

$$CPL = \frac{UA_{net}}{M_y} \quad 21)$$

Годовая производительность ( $M_y$ ) также может быть определено как

$$M_y = \sum_{m=1}^{12} M_D N_{d,m} \quad 22)$$

где  $M_D$  - суточная производительность на единицу площади в литрах, и  $N_{d,m}$  - количество ясных дней в ( $m$ ) месяц.

Капитальные затраты на создание солнечного опреснителя ( $P_s$ ): При создании (или приобретении) солнечных водоопреснительных установок первоначальные капитальные вложения варьируются в зависимости от конструкции, размера, типа, материалов, используемых для ее строительства, и т.д.

Процентная ставка ( $i, \%$ ): Возможная процентная ставка для заимствования средств фонда для инвестиций в капитал может быть один из следующих вариантов:

а) 4,0 %: Субсидированная ставка, обычно предоставляется Государственными секторами для поддержки использования ВИЭ;

б) 7,0 % - 7,5 %: Ставка обычно предлагается Государственными банками;

с) 10,0 % - 12,0 %: Ставка, предложенная частными банками;

д) 12,0 % -16,0 %: Ставка любого частного сектора.

Таким образом, для экономического анализа можно рассмотреть любую подходящую процентную ставку от 4% до 16%.

Срок службы солнечной опреснительной системы (n): Срок службы солнечной опреснительной системы - это общая продолжительность сохранения работоспособности, в течение которой система успешно производит пресную воду. Климатические условия, которым подвергается, и материалы, используемые для строительства опреснительной установки, играют жизненно важную роль в продолжительности срока службы.

Стоимость технического обслуживания ( $M_s, \%$ ): Основные задачи, связанные с обслуживанием солнечной опреснительной системы, заключаются в следующем:

- а) Последовательное заполнение опреснительной установки соленой водой;
- б) Сбор и подача питьевой воды из емкости для пресной воды;
- с) Периодическая очистка (или замена) основных составляющих частей установки.

Концентрация соли (уровень загрязненности) в исходной воде определяет частоту очистки (или замены) частей; следовательно, более высокая частота означает более высокую стоимость технического обслуживания опреснительной установки.

**Ликвидационная стоимость (Ss):** После успешного завершения срока службы опреснительной установки (или системы) будущее количество средств, полученное при продаже (или переработки) отходов (остатков) систем, называется ликвидационной стоимостью системы. Поэтому легко понять, что ликвидационная стоимость зависит только от качества остатков материалов, используемого для изготовления солнечной опреснительной установки. Компоненты, изготовленные из железа, могут давать лучшую ликвидационную стоимость после окончания срока службы установки при хорошем уходе (например с помощью антикоррозионной окраски), в то время как бетон, стеклопластик и т.д. оно составляет незначительного значения.

**Срок (период) окупаемости (np):** Срок окупаемости - это самое короткое время, затрачиваемое системой на возмещение общих инвестиционных затрат. В основном, срок окупаемости для системы экономии энергии рассчитывается как общая инвестиционная стоимость, деленная на годовые доходы от экономии энергии. В анализе окупаемости количество лет для окупаемости инвестиционных затрат является единицей измерения. В случае солнечной опреснительной системы, ежегодно производимая пресная вода является более важным показателем, чем экономии энергии.

Простой анализ окупаемости солнечной опреснительной установки учитывает только начальные капитальные затраты и стоимость продажи полученной пресной воды. Кроме того, понимание срока окупаемости используется в качестве приблизительного ориентира для экономической эффективности. Как правило, солнечное опреснение считается экономически эффективной, если период ее окупаемости меньше ожидаемого срока службы. Изменение периода окупаемости зависит от продажной цены и процентных ставок, т.е. оно значительно сокращается с увеличением продажной цены [1-4].

**III.** С учетом вышеизложенного метода по определению основных экономических показателей, нами выполнены расчеты по определению сроков окупаемости солнечных водоопреснительных установок 3-х вариантов установок (разработанные, созданные и испытанные нами в лабораторных и натуральных условиях) и выполнен анализ основных характеристик или экономическое целесообразность их создании и использовании при нынешних условиях некоторых регионов Республики.

### **1. Солнечная водоопреснительная установка парникового типа:**

При определении срока окупаемости данной установки, как основной показатель в принятии решения инвестирования со стороны инвестора (или потребителя) необходимы следующие данные:

Среднее значение количество солнечных дней в году ( $N_{d,m}=270\div 320$ д.) с учетом метеоданных различных регионов Республики; Средносуточная (и среднегодовая -  $M_u$ ) производительность установки ( $M_D=3,0\div 3,5$ л.); Срок годности основных частей установки ( $n\geq 10$ лет); Объем капиталовложение ( $P_s$ ), с учетом начальной инвестиции ( $P$ ) для создание установки, которое составляет (30,0 $\div$ 50,0 дол. США) для данной установки; при расчетах были рассмотрены 4 варианты процентных ставок ( $i$ ) кредитных средств различных ресурсов (4,0%; 7,0 $\div$ 7,5%; 10,0 $\div$ 12,0%; 12,0 $\div$ 16,0%); годовые эксплуатационные расходы ( $FAC=0,05$ ) для данной установки; с учетом этих данных устанавливаются значения коэффициента восстановления капитала (CRF), коэффициента

амортизации (SFF) и ликвидационная стоимость (Ss), и с помощью этих показателей определяется стоимость единичного объема производимой пресной воды (CPL); последним и самым важным фактором является стоимость продажи производимой пресной воды (Sp), где нами были использованы стоимости питьевой воды в многочисленных сельских районах и отдаленных регионах Республики, осуществляемые различными способами транспортировки и снабжение потребителей, которые составляет (30÷40 сумов за литр), а также были сопоставлены с другими вариантами как бутилированные в пластиковых объемах (1,0÷10,0литров) и поставляемые различными компаниями, стоимости которых составляют (1000÷1500 сумов за литр).

Срока окупаемости одно-и двухскатных парниковых опреснителей в зависимости от стоимости продажи производимой пресной воды при различных процентных ставках кредитования инвестиций для создания данной установки представлены в рис.1.

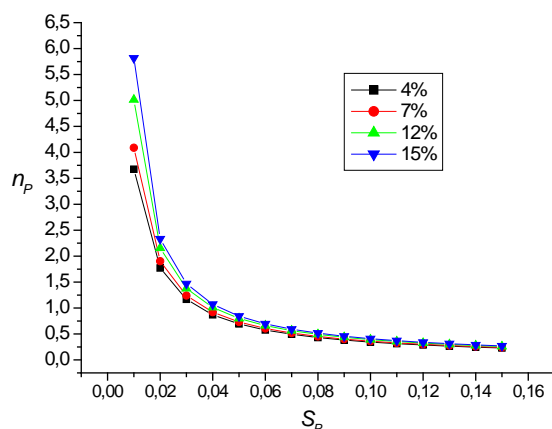


Рис.1. Зависимость срока окупаемости солнечных опреснителей парникового типа от стоимости продажи производимой пресной воды

## 2. Солнечная водоопреснительная установка с многоступенчатой испарительно - конденсационной камерой (МИК):

При определении срока окупаемости данной установки, использованы следующие данные:

Среднее значение количество солнечных дней в году ( $N_{d,m}=270\div320$ д.) с учетом метеоданных различных регионов Республики; Среднесуточная (и среднегодовая -  $M_u$ ) производительность установки ( $MD=7,0\div7,5$ л.); Срок годности основных частей установки ( $n\geq10$ лет); Объем капиталовложение ( $P_s$ ), с учетом начальной инвестиции ( $P$ ) для создание установки, которое составляет (100,0÷120,0 дол. США) для данной установки; при расчетах были рассмотрены 4 варианты процентных ставок ( $i$ ) кредитных средств различных ресурсов (4,0%; 7,0÷7,5%; 10,0÷12,0%; 12,0÷16,0%); годовые эксплуатацион-ные расходы ( $FAC=0,05$ ) для данной установки; с учетом этих данных устанавливаются значения коэффициент восстановления капитала (CRF), коэффициент амортизации (SFF) и ликвидационная стоимость (S), и с помощью этих показателей определяется стоимость единичного объема производимой пресной воды (CPL); стоимость продажи производимой пресной воды ( $S_p$ ), и все сопоставительные варианты одинаковы с первым вариантом.

Полученные результаты по определению срока окупаемости солнечной опреснительной установки с многоступенчатой испарительно-конденсационной камерой (МИК) в зависимости от стоимости продажи производимой пресной воды при различных процентных ставках кредитования инвестиций для создания данной установки представлены в рис.2.

## 3. Солнечная водоопреснительная установка на основе обратного-осмоса:

При определении срока окупаемости данной установки, использованы следующие данные:

Среднее значение количество солнечных дней в году ( $N_{d,m}=270\div320$ д.) с учетом метеоданных различных регионов Республики; Среднесуточная (и среднегодовая -  $M_u$ ) производительность установки ( $MD=50,0\div100,0$ л.); Срок годности основных частей установки ( $n\geq10$ лет); Объем капиталовложение ( $P_s$ ), с учетом начальной инвестиции ( $P$ ) для создание установки, которое составляет (300,0÷350,0 дол. США) для данной установ-ки; при расчетах были рассмотрены 4 варианты процентных ставок ( $i$ ) кредитных средств различных ресурсов (4,0%; 7,0÷7,5%; 10,0÷12,0%; 12,0÷16,0%); годовые эксплуатацион-ные расходы ( $FAC=0,2$ ) для данной установки; с

учетом этих данных устанавливаются значения коэффициент восстановления капитала (CRF), коэффициент амортизации (SFF) и ликвидационная стоимость (S), и с помощью этих показателей определяется стоимость единичного объема производимой пресной воды (CPL); стоимость продажи производимой пресной воды ( $S_p$ ), и все сопоставительные варианты одинаковы с первым вариантом.

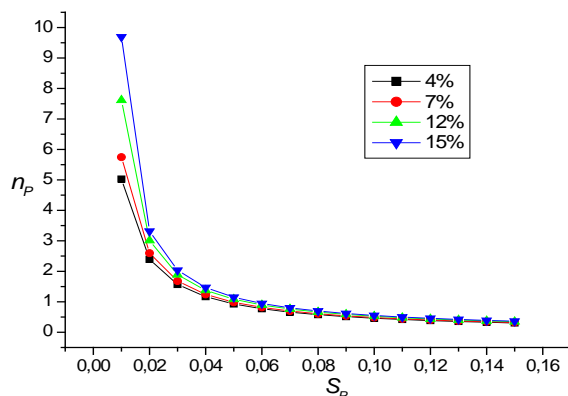


Рис.2. Зависимость срока окупаемости солнечной опреснительной установки с МИК от стоимости продажи производимой пресной воды

Полученные результаты по определению срока окупаемости обратно-осмотической водоопреснительной установки с приводом от солнечного фотоэлектрического преобразователя в зависимости от стоимости продажи производимой пресной воды при различных процентных ставках кредитования инвестиций для создания данной установки представлены в рис.3.

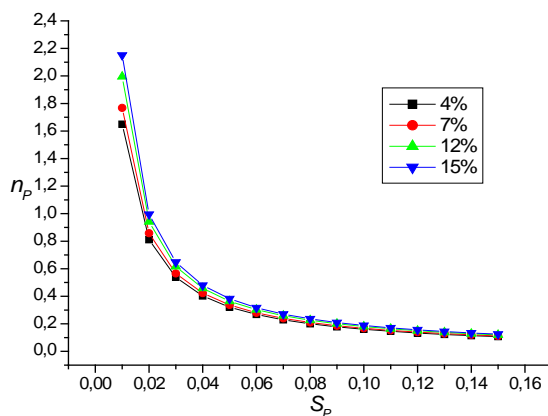


Рис.3. Зависимость срока окупаемости данной установки от стоимости продажи производимой пресной воды

Как показывают результаты для вышепредставленных 3-х типов установок (Рис.1-3), продолжительность срока окупаемости отличаются друг от друга.

Например для первого варианта: при продаже пресной воды по 40,0 сум за литр (которое является самым низким показателем стоимости на основе полученных данных о стоимости питьевой воды, транспортируемые водовозами, в реальных условиях в Бухарской области по состоянию май месяца 2020года), с учетом всех вышеуказанных основных факторов и процентных ставках (4,0%; 7,0%; 12,0%; 15,0%), сроки окупаемости составляет (0,87; 0,92; 1,01; 1,1) год соответственно. В это время при таких же условиях, с учетом самого высокого показателя стоимости питьевой воды, которое составляет 1500,0 сум за литр (вода в пластиковых емкостях), сроки окупаемости составляют (0,23; 0,24; 0,26; 0,27) год соответственно при вышеуказанных процентных ставках.

Для второго варианта: несмотря на высокой производительности данной установки, капиталовложение на создание данной установки является больше чем у первого варианта, в результате сроки окупаемости составляют дольше чем у первого варианта. Для продажной цены 40,0 сум за литр, при тех же значениях процентных ставок (4,0%; 7,0%; 12,0%; 15,0%), сроки становятся как (1,2; 1,3; 1,4; 1,5) год соответственно, а при продажной цене 1500,0 сум за литр, они становятся (0,3; 0,32; 0,35; 0,36) год соответственно, для данного варианта.

Показатели для третьего варианта: в этом варианте, несмотря на большего первоначального капиталовложение на создание установки, производительность составляет значительно выше чем у других вариантов, в результате которого сроки окупаемости становятся самыми короткими. Для продажной цены 40,0 сум за литр, при тех же значениях процентных ставок (4,0%; 7,0%; 12,0%; 15,0%), сроки становятся как (0,4; 0,42; 0,46; 0,48) год соответственно, а при продажной цене 1500,0 сум за литр, они становятся (0,1; 0,11; 0,12; 0,13) год соответственно, для данного варианта.

### **Выводы**

На основе полученных результатов по определению сроков окупаемости 3-х типов солнечных водоопреснительных установок, с учетом всех основных технических и метеорологических данных для специфических регионов Республики, а также нынешних рыночных условий (при определении стоимостей сырья и материалов, стоимость труда), банковских условий (при определении возможностей инвестирования подобных проектов за счет различных ресурсов), действующее в стране, можно сделать следующий вывод. В целях улучшения качества питьевого водоснабжения населения регионов, не подключенных к централизованным системам питьевого водоснабжения, создание и использование любого типа из вышеуказанных 3-х типов солнечных водоопреснительных установок является экономически целесообразным (рентабельным) при нынешних условиях. При этом, считаем необходимым провести дополнительного (специфического) анализа с учетом всех основных локальных факторов) анализа при создании и использовании каких либо вышепредставленных вариантов солнечных опреснительных установок при конкретных условиях.

### **Литература**

1. Renewable Energy Powered Desalination Handbook: Applications and Thermodynamics. Imprint - Butterworth-Heinemann; Copyright © 2018 Elsevier Inc. All rights reserved.; ISBN 978-0-12-815244-7; 2018; 622pp.
2. Dwivedi VK, Tiwari GN. Annual energy and exergy analysis of single and double slope passive solar stills. Appl Sci Res 2008;3:225–41.
3. Tiwari GN. Solar energy: fundamentals, design, modeling and applications. New Delhi, India: Narosa Publishing House; 2004.
4. Tiwari GN, Mishra RK. Advanced renewable energy resources. Cambridge, UK: RSC Publishing; 2012.



## СТИМУЛИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ С ПОМОЩЬЮ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ

Любчик О.А.

*Белорусский национальный технический университет*

Минск, 220013, Республика Беларусь, olga.liubchik@yandex.ru (г. Минск, пр. Независимости д. 65)

### Аннотация

*В статье рассматриваются подходы поддержки и регулирования в области возобновляемых источников энергии, выделяются их преимущества и недостатки, а также оцениваются возможные результаты и эффекты их применения на практике. Кратко анализируется опыт отдельных стран в применении того или иного подхода. Описывается тарифная политика в сфере возобновляемой энергетики в Республике Беларусь, предлагаются варианты ее совершенствования.*

**Ключевые слова:** возобновляемая энергетика, тарифная политика, стимулирование, возобновляемые источники энергии.

### Введение

Стремление к популяризации возобновляемых источников энергии (ВИЭ) можно объяснить теми экологическими преимуществами, которые дают ВИЭ по сравнению с традиционными источниками энергии, особенно ископаемыми горючими топливами. Растущая обеспокоенность изменениями климата требует сокращения выбросов парниковых газов в атмосферу и содействия развитию возобновляемых источников энергии. Правильно подобранные подходы поддержки здесь играют важную роль.

Введение экологического налога и норматива на выбросы могли бы сделать итоговую стоимость энергии из ВИЭ ниже произведенной, например, на тепловой электростанции. Для этого достаточно внедрить систему количественной оценки нанесенного окружающей среде ущерба. Однако введение дополнительных сборов всегда болезненно воспринимается обществом, к тому же этой меры может быть недостаточно для стимулирования развития отрасли. В любом случае возобновляемой энергетике необходима целенаправленная поддержка государства, как минимум, на начальном этапе, чтобы она смогла конкурировать с уже устоявшимися способами производства энергии из газа, угля и прочих ископаемых источников энергии.

Обычно поддержка со стороны государства выражается одним из трех способов:

- гарантированная закупка произведенной из ВИЭ энергии сетевыми организациями по повышенному тарифу,
- проведение торгов между потенциальными производителями чистой энергии с определением объема энергии из ВИЭ, которое должно быть потреблено в стране и
- торговля зелеными сертификатами.

### 1. Повышенный (льготный) тариф

Повышенный закупочный тариф (его же называют льготным тарифом) – наиболее старая и популярная схема поддержки производителей энергии из ВИЭ. Практику его использования можно наблюдать на примере Дании, Германии, Испании, Италии, Японии. Такая система обязывает электроэнергетические сетевые компании покупать на протяжении определенного времени (обычно 10-15 лет) электроэнергию из ВИЭ по установленному на государственном уровне повышенному тарифу. Разница между базовым и повышенным тарифом может быть оплачена конечным потребителем, за счет налогов или с применением перекрестного субсидирования.

Повышенный тариф считается наиболее эффективной для инвестора схемой: рассчитанный на годы вперед, он обеспечивает инвесторам долгосрочную финансовую стабильность, а стране – рост мощностей, генерирующих энергию из возобновляемых источников энергии. Вложение средств в технологии возобновляемой энергетики становится экономически привлекательным: имеет хорошо прогнозируемый доход и лимитированные риски.

В Республике Беларусь после принятия в декабре 2010 года Закона «О возобновляемых источниках энергии», был установлен повышающий коэффициент на закупку энергии из ВИЭ. Он применяется к индексированному согласно формулам, указанным в Постановлении Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь «О порядке индексации цен на природный газ и тарифов на электрическую и тепловую энергию» или позже «Об изменении порядка

индексации цен на природный газ и тарифов на электрическую и тепловую энергию» тарифу. В последней редакции [5]:

– для электроэнергии применяется формула:

$$T_n = T_6 \times \left(0,31 + 0,69 \frac{K_n}{K_6}\right) \quad (1)$$

– для тепловой энергии:

$$T_n = T_6 \times \left(0,05 + 0,95 \frac{K_n}{K_6}\right) \quad (2)$$

где  $T_n$  – тариф на отпущенную в отчетном периоде электрическую энергию, подлежащий применению;

$T_6$  – декларируемый тариф на электрическую энергию, зарегистрированный Министерством антимонопольного регулирования и торговли согласно декларации тарифов на электрическую энергию, отпускаемую энергоснабжающими организациями юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям (далее – декларация тарифов на электрическую энергию);

$K_n$  – значение курса белорусского рубля по отношению к доллару США, установленного Национальным банком на: дату оплаты за электрическую энергию, отпущенную в отчетном периоде; последнюю дату отчетного периода – для определения за отчетный период стоимости отпуска электрической энергии потребителям с учетом произведенной оплаты;

$K_6$  – значение курса белорусского рубля по отношению к доллару США, установленного Национальным банком и указанного в декларации тарифов на электрическую энергию. [5]

Тариф  $T_6$  был установлен 01.01.2020 г. и составил 0,24295 руб./кВт·ч, курс белорусского рубля по отношению к доллару США на тот момент был равен 1\$ = 2,1085 руб. Курс на 05.05.2020 г. 1\$ = 2,4544 руб. [2]. Рассчитаем тариф  $T_n$  на электрическую энергию на май 2020 года:

$$T_n = 0,24295 \times \left(0,31 + 0,69 \frac{2,4544}{2,1085}\right) = 0,2704 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} \approx 0,11\$/\text{кВт} \cdot \text{ч}$$

К рассчитанному таким путем тарифу применяются коэффициенты, действующие на момент введения установки в эксплуатацию. Государство также гарантирует приобрести всю предложенную энергию из ВИЭ.

Фиксированный повышенный тариф, с одной стороны, способствует росту установленной мощности, что можно видеть, в том числе, на примере белорусской энергетики (Рис. 1), но с другой стороны, никак ее не ограничивает, что может оказать сильное влияние на итоговый тариф на электроэнергию для потребителя, который часто не готов платить больше. В результате дополнительная финансовая нагрузка ложится на государство (Рис. 2), что в определенных обстоятельствах может привести к прекращению поддержки ВИЭ. Так, например, Испания прекратила поддержку в виде повышенного тарифа еще в 2012 году из-за избыточности мощностей и дефицита средств на покупку электроэнергии по повышенной цене. В других странах Европейского союза тарифная политика также претерпела изменения по финансовым причинам. Одним из путей решения стало введение динамического повышенного тарифа, который снижается по мере прогресса в сфере возобновляемой энергетики (Германия, Франция). Установление невысокой доходности также способствует снижению финансовой нагрузки на государство или потребителей, но обеспечивает прибыль производителю энергии.

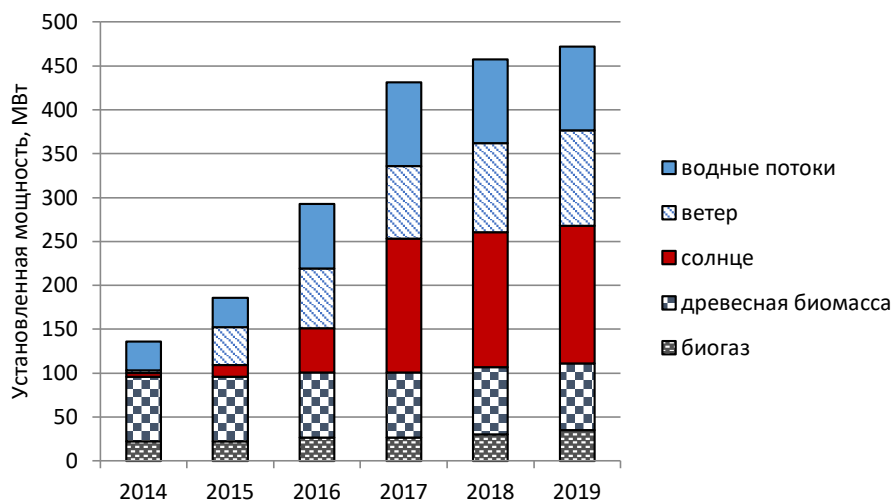


Рис. 1 Установленная мощность возобновляемых источников энергии по видам в Республике Беларусь [1]

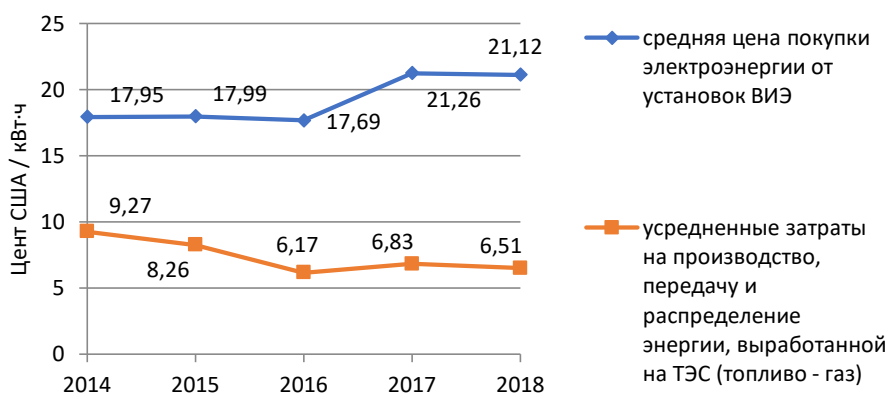


Рис.2 Цены на производство электроэнергии из газа на ТЭС с учетом затрат на передачу и распределение и закупочная цена электроэнергии, произведенной из ВИЭ, в Республике Беларусь [4]

Беларусь также применила комплекс мер: с 2018 года повышающие коэффициенты были резко снижены до 1,3 для солнца, 1,2 для биогаза, 1,1 для ветра; с конца 2019 года повышающие коэффициенты заменили стимулирующими, равными менее единицы (Рис. 3). Кроме того с середины 2015 года введены квоты и отдельный коэффициент для тех, кто производит энергию для себя вне квот и имеет излишки для продажи в сеть. Государство определяет объем энергии, который должен быть произведен из ВИЭ посредством выделения квот. Потенциальные производители подают заявки, и по набору параметров квоты распределяются между ними, что дает право продажи выработанной энергии в сеть по повышенному коэффициенту. Система с квотами похожа на торги, которые будут рассмотрены далее, и имеет общий с ними недостаток: ограничение максимального объема производимой энергии в рамках повышенного тарифа. Производимая вне квот для собственных нужд энергия также может быть продана в сеть, однако коэффициент будет ниже. Подход с квотами и постепенным снижением повышающего коэффициента позволяет оказывать влияние на рост мощностей возобновляемой энергетики, стимулировать развитие одних ее направлений и ограничивать других. Повышающий коэффициент фиксируется для конкретного производителя энергии и не зависит от дальнейших колебаний, что обеспечивает стабильность на годы вперед.

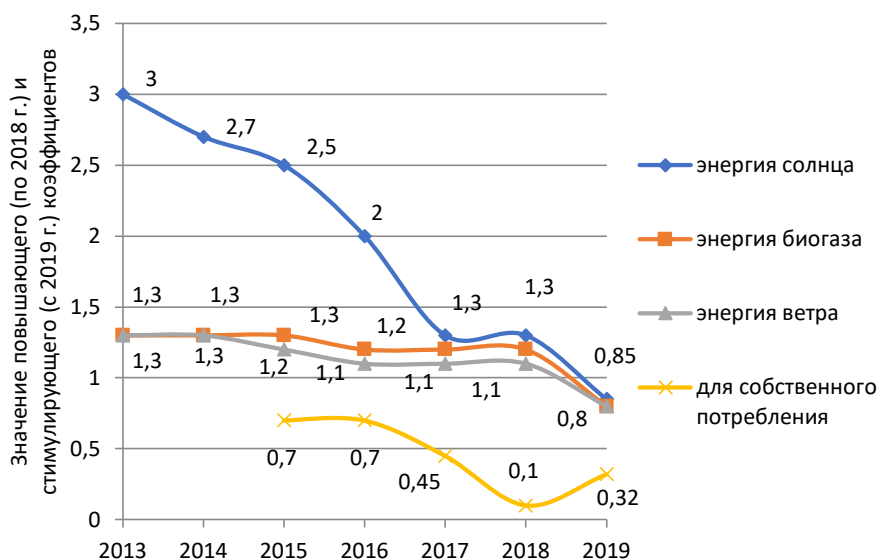


Рис.3 Динамика повышающего (стимулирующего) коэффициента для покупки энергии из возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь [6]

Постепенное снижение поддержки государства закономерно и может быть связано с двумя важными факторами: развитие технологий и как следствие, снижение цен на оборудование и соответствующее снижение себестоимости производства энергии, и рост установленных мощностей, способствующий наработке опыта эксплуатации и обслуживания, что в конечном итоге снижает затраты.

По опыту некоторых стран (Дания, Германия) было замечено, что при описанном способе поддержки в виде специальных тарифов производители зеленой энергии имеют тенденцию вкладывать больше денежных средств в исследования и разработки, что при правильном подходе позволяет организовать качественное местное производство, обеспечить новые рабочие места и наладить экспорт оборудования.

В системе с повышенным тарифом могут быть дополнительные опции. Так гарантия покупки энергии обязывает сетевые компании приобретать энергию из ВИЭ, что обеспечивает производителю энергии полный сбыт произведенного товара – энергии. Наличие ступенчатого тарифа дает возможность учитывать разные затраты на производство энергии в рамках одной технологии и в соответствии с этим регулировать тариф. Тариф на ВИЭ может быть не фиксированной величиной, а складываться из средней рыночной стоимости энергии и дополнительной надбавки. Дополнительно производитель энергии из ВИЭ может быть обязан участвовать в регулировании суточного графика покрытия электрической нагрузки, предоставлять прогноз на выработку энергии для лучшей диспетчеризации и нести установленную ответственность за предоставленные данные.

## **2. Торги (портфель ВИЭ, обязательства по возобновляемой энергетике)**

Механизм проведения торгов обязывает энергоснабжающие компании поставлять определенную часть энергии из ВИЭ. Схема гарантирует покупку произведенной энергии, но не всегда всей, так как ограничивает итоговый объем зеленой энергии на рынке. Потенциальные производители энергии из возобновляемых источников участвуют в тендере, предлагая свою цену за единицу выработанной электроэнергии и количество энергии, которое они планируют произвести. Все предложения располагаются по увеличению цены, и, начиная с низшей цены, происходит отбор кандидатов до тех пор, когда не будет набран зарезервированный государством для ВИЭ объем выработки.

Далее производителям зеленой энергии выдаются сертификаты на каждую единицу вырабатываемой энергии. Позже эти сертификаты передаются вместе с энергией энергоснабжающей организации. Последняя предъявляет полученные сертификаты в контролирующий орган для подтверждения выполнения своих обязательств. Если энергии из ВИЭ в стране не хватает для выполнения поставленной цели, то поставщики энергии могут закупить ее в другой стране, но поставщики обязаны потребителям своей страны. Если наблюдалось увеличение тарифа за электроэнергию из ВИЭ, то разница покрывается аналогично варианту с повышенным закупочным тарифом.

Описанный способ поддержки имел место в Великобритании и Франции.

Проведение торгов позволяет государству контролировать произведенный из ВИЭ объем энергии и оценивать дополнительные для общества и страны затраты, возникающие с потенциально более дорогой возобновляемой энергией. Такая система поддержки стимулирует развитие технологий и предложение со стороны производителей наименее возможной стоимости на энергию, которая будет снижаться по мере прогресса в отрасли.

Несмотря на то, что проведение торгов стимулирует конкуренцию в области возобновляемых источников энергии, цена за единицу выработанной энергии при системе торгов может оказаться выше той, что имеет место при повышенном тарифе. Также проведение торгов способствуют развитию наиболее экономичных технологий, в то время как более затратным, таким как фотовольтаика, сложно получить выход на рынок. С одной стороны, работает рыночное регулирование, с другой стороны наблюдается ситуация, которая плохо влияет на энергосистему в целом, принимая во внимание непредсказуемость и непостоянство потоков возобновляемой энергии.

Важная особенность подхода с торгами – наличие рынка энергии. Рынок должен существовать не только между странами, но и внутри страны. Наличие центрального регулирования в области энергетики, которое существует в Беларуси и многих других странах, блокирует механизм торгов, тем не менее, некоторые элементы рассматриваемой системы могут быть внедрены.

Применяемая в Беларуси система квот напоминает проведение торгов, но не учитывает экономическую составляющую ввиду существования четко определенного повышенного тарифа. Введение нефиксированного тарифа на энергию от ВИЭ могло бы снизить финансовую нагрузку на государство. На данный момент тариф рассчитывается путем умножения стимулирующего коэффициента для определенной технологии на один общий тариф, определяемый исходя из стоимости электроэнергии, произведенной традиционным способом. Такой общий тариф может

служить максимумом. Если к сложившейся ситуации подключить элемент торгов, то каждый заявитель должен будет определить свой базовый тариф, к которому будет применен повышающий коэффициент, но не более максимально установленного. Производители с наименьшим базовым тарифом будут иметь возможность получить квоты. Для сохранения разнообразия ВИЭ квоты могут выделяться на каждую технологию отдельно.

Несмотря на свои экономические плюсы, подход с торгами слабо способствует приросту мощностей, и в мире все реже применяется в связи со сложностью реализации.

### **3. Зеленые сертификаты**

При торговле зелеными сертификатами со стороны государства также определяется, какой объем энергии должен быть произведен за счет ВИЭ. Производители энергии могут получать прибыль как от продажи выработанной электроэнергии, так и от продажи сертификатов. Такая схема была реализована в Нидерландах, Дании, Швеции, Италии и Великобритании. Отличительной особенностью подхода является продажа и покупка «права» на генерацию энергии. Если один поставщик оценивает, что в сложившихся условиях ему невыгодно генерировать энергию, то он может попытаться найти другого поставщика, себестоимость генерации энергии у которого ниже и который готов выработать больший объем электроэнергии. Первый продает второму свои зеленые сертификаты или их часть, чтобы снять с себя обязанность выработки определенного количества энергии по невыгодной для себя цене. Второй вырабатывая больше энергии при меньших затратах получает большую прибыль.

Недостижение установленных национальных показателей по производству энергии из возобновляемых источников ведет, как правило, к применению санкций. Например, поставщики энергии из ВИЭ могут компенсировать недостающее количество производства энергии посредством покупки «зеленых» сертификатов по рыночной цене или выплаты штрафа за каждую недопоставленную единицу энергии из ВИЭ.

Для реализации поддержки путем внедрения зеленых сертификатов в Беларуси, как и в любой другой стране с централизованным регулированием цен на энергию, необходим рынок энергии, а также открытая электронная база производителей энергии из ВИЭ, через которую может происходить взаимодействие между участниками рынка, в том числе покупка и продажа сертификатов.

Исключение повышенного тарифа как меры стимулирования, и применение торгов или системы зеленых сертификатов снижает финансовую нагрузку на государство или потребителя. С другой стороны, торги и зеленые сертификаты могут снижать прибыль энергетического сектора или отдельных компаний и, вследствие чего, оказаться недостаточной мерой поддержки, особенно при высоких капитальных затратах.

Рассмотрим некоторые другие способы поддержки производителей энергии из возобновляемых источников.

### **4. Экологическая ответственность потребителя**

Схема подразумевает формирование ответственности потребителя и его заинтересованности в охране окружающей среды, а также доступность выбора производителя энергии и соответствующего ему тарифа. Эта система похожа на повышенный тариф, но разница в тарифах на энергию разного происхождения оплачивается не всеми потребителями, а только теми, кто выбирает дорогой тариф, поддерживающий ВИЭ. Такой подход был опробован в Германии, США, Нидерландах. Несмотря на растущую популярность зеленой энергии, как показала практика, количество потребителей, готовых платить больше за чистоту воздуха и сохранение климата, невелико, около 2-3%, за исключением тех случаев, когда параллельно предлагаются значительные налоговые льготы. Большинство потребителей считает нерациональным доплачивать за отсутствие выбросов в окружающую среду. С другой стороны, такого рода подход помогает оценить предпочтения потребителей и их готовность к более высокой стоимости экологически чистого продукта.

Введение особого тарифа для потребителей чистой энергии в Беларуси может иметь место в связи с незначительной выработкой энергии из ВИЭ (план: 6% к 2020 году, 7% к 2025 году; факт: 6,2% за 2018 год [3]). Для определения эффективности работы такого метода имеет смысл проводить отдельное исследование для выявления потребителей, готовых к покупке чистой энергии по

повышенной цене, а также вычисления количества энергии, которое может быть приобретено такими потребителями.

### **5. Налоговая политика и прочие меры поддержки**

В налоговое законодательство могут быть внесены изменения с целью стимулирования развития отрасли возобновляемой энергетики. Положительный результат могут дать отсутствие подоходного налога в течение определенного периода времени или снижение ставки НДС. При достижении хорошего уровня эффективности, позволяющего получать прибыль, налоговые льготы заменяются иными стимулирующими мерами.

Среди прочих мер, способствующих развитию ВИЭ, можно назвать финансово доступное и лишенное бюрократии выделение площадей для строительства объектов возобновляемой энергетики, упрощение процесса перевода земель из одного назначения в другое, уменьшение ставок по кредитам на строительство объектов возобновляемой энергетики, снижение или ликвидация пошлин и прочих таможенных платежей для оборудования, задействованного в возобновляемой энергетике, выделение средств государством на исследования и обучение специалистов.

### **Заключение**

Возобновляемая энергетика – относительно молодое направление, которое пока не всегда способно конкурировать с традиционными способами производства энергии из природного газа, угля, нефтепродуктов. В таких условиях тарифная политика способна значительно повлиять на развитие возобновляемой энергетики и поддержать ее развитие в целом или ее отдельных направлений.

Выбор метода зависит от существующего регулирования цен на энергию в стране, а также намеченной цели. Из трех наиболее популярных способов торги и зеленые сертификаты могут применяться только при наличии рынка энергии. Повышенный тариф, как и дополнительные подходы, такие как экологическая ответственность потребителя или налоговые льготы, могут иметь место и при централизованном формировании цены на энергию. На начальных этапах с целью интенсификации роста установленной мощности наиболее эффективно показывает себя повышенный тариф. Далее для снижения финансовой нагрузки на государство и потребителей имеет смысл рассмотреть переход на иной способ поддержки.

### **Список использованных источников**

1. International Renewable Energy Agency. Mode of access: <https://www.irena.org/bioenergy>.
2. Курс доллара США НБ РБ. Режим доступа: [https://myfin.by/bank/kursy\\_valjut\\_nbrb/usd](https://myfin.by/bank/kursy_valjut_nbrb/usd).
3. Национальная платформа представления отчетности по показателям целей устойчивого развития (ЦУР). Режим доступа: <http://sdgplatform.belstat.gov.by/sites/belstatfront/index-info.html?indicator=7.2.1.1>.
4. Пленарный доклад начальника управления энергоэффективности, экологии и науки Министерства энергетики Гребня С.Н. «Современное состояние и перспективы развития возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь». VII Международная научно-техническая конференция «Альтернативные источники сырья и топлива», 28.05.2019 г., Минск.
5. Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 13 июня 2018 г. № 47 «Об определении порядка индексации цен на природный газ и тарифов на электрическую и тепловую энергию».
6. Постановление Минторг РБ 87 31.10.2019 «Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 3 сентября 2018 г. № 73».

## ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕПЛООБМЕННЫМИ ПРОЦЕССАМИ В СИСТЕМАХ ОТОПЛЕНИЯ

Авезова Н.Р.<sup>1,2,3</sup>, Далмурадова Н.Н.<sup>1,3</sup>, Кулматов Х.<sup>4</sup>, Усманов А.Ю.<sup>3</sup>, Куралов М.А.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Министерство инновационного развития Республики Узбекистан  
г. Ташкент, 100060, ул. Т.Шевченко, д.1

<sup>2</sup>Международный институт солнечной энергии  
г. Ташкент, 100084, ул. Чингиз Айтматов, 2Б, Узбекистан

<sup>3</sup>Физико-технический институт НПО «Физика-Солнце» Академии наук Республики Узбекистан  
г. Ташкент, 100084, ул. Чингиз Айтматов, 2Б, Узбекистан

<sup>4</sup>Государственное унитарное предприятие «Узтест»  
г.Ташкент, 100049, ул. Фаробий 333 «А»

### Аннотация

*В данной работе исследованы основные технико-экономические показатели энергосберегающих устройств в системах отопления умного дома интеллектуального управления, с солнечной системой электро- и теплоснабжения, а также сопоставлены низкотемпературные системы отопления в смоделированных условиях индивидуального дома при его обогреве радиаторами и «теплым полом» SRO-технологий.*

**Ключевые слова:** возобновляемые источники энергии, ФЭС, SRO-технологии, интеллектуальное управление, энергосбережение, энергоэффективность, теплый пол, тепловой насос, система отопления.

### Введение

В настоящее время в стране для решения демографических и социальных задач Правительство реализует ряд крупномасштабных программ по строительству и реконструкции общественных зданий и строительству жилья, прежде всего, в сельской местности за счет средств населения, финансовой помощи государства и ипотечного кредитования. В частности, предполагается, что объем нового строительства и реконструкции составляет соответственно 10 млн м<sup>2</sup> и 2,5 млн.м<sup>2</sup> общей площади в год в период 2014-2018 гг., 12 млн. м<sup>2</sup> и 10 млн. м<sup>2</sup> в период 2018-2020гг., 14 млн. м<sup>2</sup> и 20 млн.м<sup>2</sup> в период 2020-2030 гг. [1]. В целях повышения энергоэффективности зданий представляется целесообразным организовать строительство жилых и административных зданий, вводимых в рамках этих программ, с использованием новых энергосберегающих технологий, и с соблюдением обновленных энергоэффективных норм.

Годовая потребность в отоплении энергоэффективного дома может не превышать 15 кВт·ч на квадратный метр. Общее первичное потребление энергии составляет не более 120 кВт·ч на 1 м<sup>2</sup> в год. При этом за счет изношенности инженерных коммуникаций и неудовлетворительной изоляции использование энергии в этих зданиях составляет 320-690 кВт·ч на кв.м. в год, что в 2-2,5 раза превышает значения соответствующих показателей в других развитых странах. [2].

Наряду с прямыми выгодами, получаемыми за счет экономии энергоресурсов, дополнительные (косвенные) могут быть получены за счет налаживания и расширения производства соответствующих материалов, оборудования, развития смежных отраслей и создания дополнительных рабочих мест в этих отраслях.

Экологические выгоды проявляются в виде снижения объемов выбросов в атмосферу на 25-30% и, соответственно, уменьшения воздействий энергопотребления на изменение климата [3]. Кроме того, повышение энергоэффективности в жилищном секторе представляет собой меру по адаптации к изменению климата за счет улучшения защиты домов от неблагоприятных погодных условий. Ключевой проблемой сохраняющегося в стране низкого уровня энергоэффективности является отсутствие условий, стимулов и эффективных механизмов для внедрения и широкого распространения принципов энергоэффективного строительства. Отсутствует комплексная система управления энергопотреблением, которая обеспечивала бы учет современных требований энергосбережения, формировала бы стимулы повышение энергоэффективности, снижения избыточного потребления энергии и выбросов парниковых газов в атмосферу, учитывая, что в Узбекистане на здания и сооружения приходится практически 50% общего объема энергопотребления. [4]

В настоящей работе приведены результаты работ по исследованию проектных решений для создания энергоэффективного дома с использованием SRO систем и солнечных технологий.

### **Основная часть**

Разработка новых энергосберегающих технологий, обеспечивающих рациональное использование энергии и сокращение затрат тепла на отопление, приводят к использованию отбросного тепла, тепла окружающей среды, солнечной радиации, теплоты грунта и других альтернативных источников энергии [5-6]. Так как температурный уровень этих источников тепла обычно не высок, для их использования необходимы специальные системы отопления, отличающиеся по своим конструктивным особенностям от традиционных. Они получили название «системы низкотемпературного отопления».

Следует, однако, отметить, что применение современного высокоэффективного отопительного оборудования в низкотемпературных системах требует соответственно высококачественного управления теплообменными процессами, происходящих в них. Последнее может быть достигнуто на основе интеллектуального управления теплообменными процессами с использованием информации как меры отражения соотношения производства и потребления тепловой энергии [7].

Среди низкотемпературных систем отопления особое место занимает напольное отопление [8]. За последние двадцать лет применение напольного лучистого отопления значительно расширилось. В Германии, Дании и Австрии от 30 до 50 % новых жилых зданий оборудованы напольным отоплением [9].

Как известно, «теплый пол», особенно устроенный в бетонной стяжке, – система с большой теплоемкостью, медленно реагирующая на регулирующие воздействия [10]. Даже если «теплый пол» управляется термостатами, быстрая реакция на подвод стороннего тепла невозможна. При укладке греющих труб в бетонную стяжку время реагирования напольного отопления на изменение количества поступающего тепла составляет около двух часов.

Быстро среагировавший на поступление стороннего тепла комнатный термостат отключает напольное отопление, которое продолжает отдавать тепло еще примерно в течение двух часов. При прекращении поступления стороннего тепла и открытии термостатического клапана полное прогревание пола достигается только спустя такое же время. В этих условиях действенным оказывается только эффект саморегулирования, который в последнее время широко используется в системах солнечного теплоснабжения [11].

Саморегулирование – сложный динамический процесс. На практике он означает, что подача тепла от нагревателя регулируется естественным путем благодаря двум следующим закономерностям: 1) тепло всегда распространяется от более нагретой зоны к более холодной; 2) величина теплового потока определяется разностью температур. Понять суть этого позволяет известное (оно широко используется при выборе отопительных приборов) уравнение:

$$Q = Q_{\text{ном.}} (\Delta T / \Delta T_{\text{ном.}})^n, \quad (1)$$

где  $Q$  – теплоотдача нагревателя;  $\Delta T$  – разница температуры нагревателя и воздуха в помещении;  $Q_{\text{ном.}}$  – теплоотдача при номинальных условиях;  $\Delta T_{\text{ном.}}$  – разница температуры нагревателя и воздуха в помещении при номинальных условиях;  $n$  – экспонента нагревателя.

Саморегулирование характерно как для напольного отопления, так и для радиаторов [12]. При этом для «теплого пола» значение  $n$  составляет 1,1 (точные значения приводятся в каталогах). То есть реагирование на изменение  $\Delta T$  во втором случае будет более «выраженным», и восстановление заданного температурного режима произойдет быстрее. Важен с точки зрения регулирования и тот факт, что температура поверхности радиатора примерно равна температуре теплоносителя, а в случае с напольным отоплением это совсем не так.

При кратковременных интенсивных поступлениях стороннего тепла система регулирования «теплого пола» не справляется с работой, вследствие чего имеют место колебания температуры помещения и пола. Некоторые технические решения позволяют их снизить, но не устранить.

На рис. 1 показаны графики изменения оперативной температуры для индивидуального дома при его обогреве регулируемые высоко-, низкотемпературными радиаторами и «теплым полом». Дом рассчитан на проживание четырех человек и оснащен естественной вентиляцией. Источниками сторонних поступлений тепла являются люди и бытовая техника. В качестве комфортной задана



оперативная температура 21 °С. На графиках рассматривается два варианта ее поддержания: без перехода на энергосберегающий (ночной) режим и с ним [13].

Отметим: оперативная температура – показатель, характеризующий комбинированное воздействие на человека температуры воздуха, радиационной температуры и скорости движения окружающего воздуха. Опыты показывают, что радиаторы явно быстрее, чем «теплый пол», реагируют на колебания температуры, обеспечивая меньшие ее отклонения и более комфортный, и эффективный с точки зрения использования энергии температурный профиль внутри помещения.

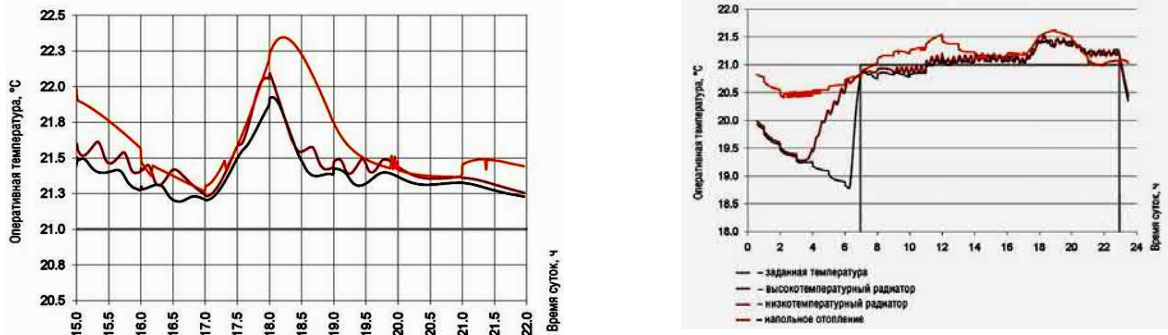


Рис.1. Графики изменения оперативной температуры в смоделированных условиях индивидуального дома при его обогреве радиаторами и «теплым полом».

Сравнение вертикального распределения температуры [14] в одинаковых по площади и планировке помещениях (без мебели и людей), обогреваемых низкотемпературным радиатором и «теплым полом» приведено на рисунке 2. Температура наружного воздуха составляла –5 °С. Кратность воздухообмена – 0,8.

Как следует из рис.2, установленный под окном низкотемпературный радиатор обеспечивает наиболее равномерное распределение температуры, перекрывая поступление в комнату холодного воздуха. Но при выборе конкретного решения следует принимать во внимание качество остекления, расположение мебели, другие особенности объекта.

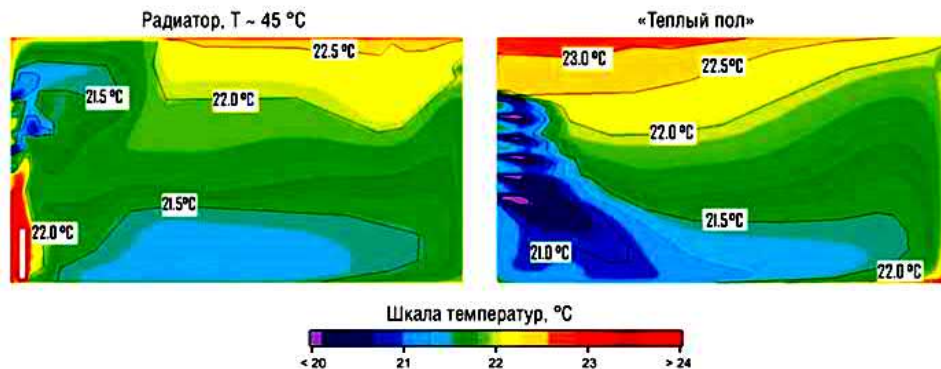


Рис.2. Вертикальное распределение температуры в одинаковых по площади и планировке помещениях (без мебели и людей), обогреваемых низкотемпературным радиатором и «теплым полом».

Тепловые потери для «теплого пола», в зависимости от толщины теплоизоляции (100–300 мм), составляют 5–15 % (в нижнем направлении, при температуре воздуха – 21, бетонного основания – 10°C). Для высокотемпературного радиатора потери через заднюю стену составляют примерно 4 %, для низкотемпературного – только 1 % (при условии, что тепловая защита здания соответствует действующим европейским нормативам).

Основное преимущество низкотемпературных систем отопления заключается в использовании в качестве теплоносителя воды, циркулирующей по греющему контуру из труб [15].

Вода имеет высокое теплосодержание на единицу объема и может нагреваться различными источниками энергии (электричество, нефть, газ, уголь и др.). Она чиста, не токсична и всегда доступна, в том числе и по цене. Низкая температура воды (наиболее экономичные температурные параметры на входе и выходе системы 55/45°C), при которой работают системы напольного отопления, способствует экономии энергии. От напольных систем, использующих в качестве

теплоносителя электроэнергию, водяные системы выгодно отличаются отсутствием дополнительной нагрузки электромагнитных полей [16].

В сравнении с другими обогревательными системами (например, радиаторное отопление), в которых используется тот же теплоноситель, а именно вода, напольное отопление характеризуется иным способом распределения тепла. Многолетний практический опыт различных компаний показывает, что напольное отопление благодаря участию всей поверхности пола в эмиссии тепла обеспечивает исключительно равномерное горизонтальное распределение температур и близкое к идеальному вертикальному распределению.

В настоящий момент при проектировании «умных» домов используется система дистанционного считывания показаний с поверхности (SRO), обеспечивающая точные измерения давления и температуры в универсальном пакете, предназначенном для превосходных испытаний энергоэффективных технологий, к примеру теплого пола.

### Результаты и обсуждение

Для отопления типового дома интеллектуального управления предложена инновационная технология теплого пола на основе SRO-систем, отличительной особенностью которой является возможность подключения к бойлерам любого типа (в том числе работающих от ВИЭ).

В нашем случае энергоснабжение типового дома осуществляется полностью автономно от ФЭС суммарной номинальной мощностью 15.6 кВт. Стандартная схема устройства и общий вид теплого пола показаны на рис.3. и 4, соответственно. Питание бойлера и теплого насоса для работы системы отопления происходит от ФЭС. Каждая ФЭС включает в себя фотоэлектрический модуль, конструкцию крепления панелей, инвертор, дополнительные комплектующие (кабель, система заземления, автоматические выключатели, разъемы, клеммники и т.д.), ФЭС с системой аккумуляирования имеет дополнительно в своем комплекте аккумулялирующие батареи и контроллер заряда.

Для эффективного обогрева площадь монтируемой системы должна составлять более 70% от площади обогреваемого помещения [17]. Площадь типового дома составляет 132м<sup>2</sup>.

Оптимальность работы данной системы отопления обусловлена равномерной и быстрой циркуляцией воды в трубках диаметром 3 мм, подаваемой от трубок диаметром 6 мм, и построенной по принципу работы капиллярной системы.

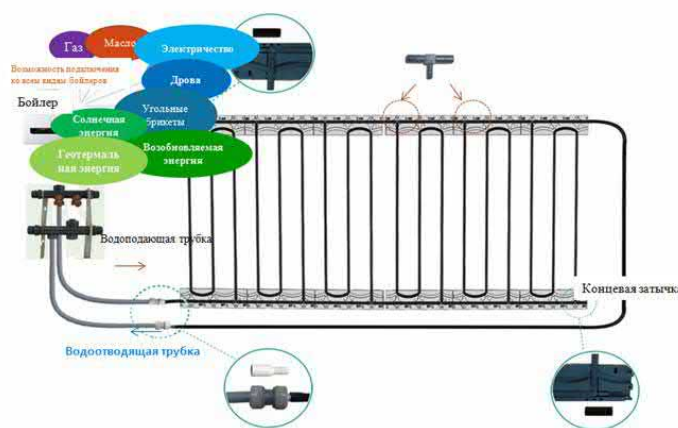


Рис.3. Стандартная схема подключения теплого пола



Рис.4. Общий вид теплого пола на основе SRO-технологий

На рис. 5 приведен план опытного типового дома, выполненного из высокоэффективных строительных материалов, энергоэффективные и солнечные технологии SRO – технологией для систем отопления, 14.6кВтной ФЭС для 100% обеспечения электроэнергией здания.



Рис.5. План энергоэффективного жилого дома с использованием SRO технологий

На рис. 6 приведена принципиальная схема теплого пола с использованием SRO технологий, энергоснабжение в домеосуществляемой полностью автономно от ФЭС.

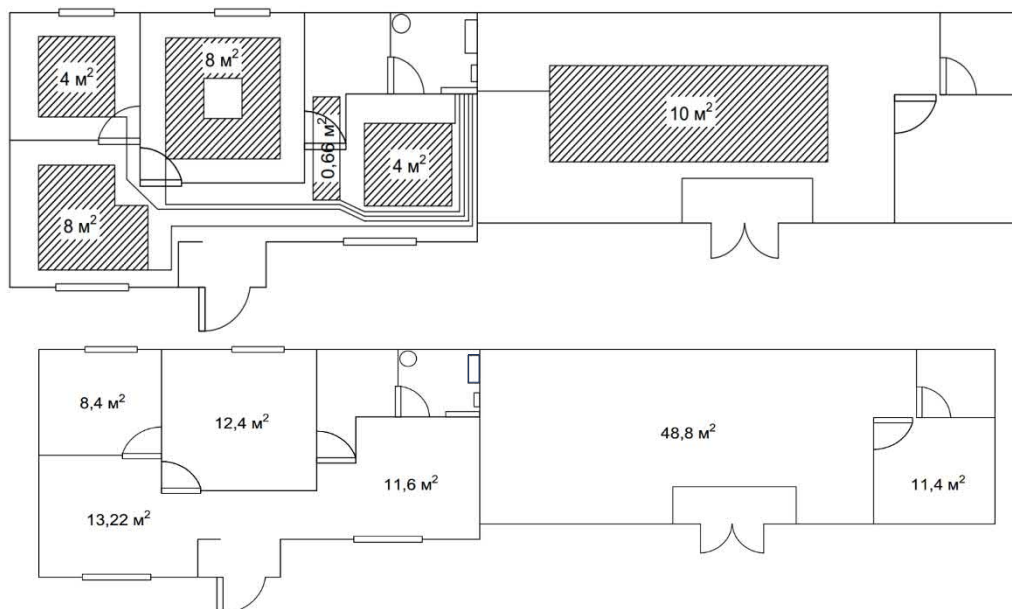


Рис.6. Принципиальная схема теплого пола

Температуру в комнатах измеряли в каждые 2 часа, дневное время суток. Проведенные измерения показали, что в помещении создавался наиболее оптимальный климат: температура пола в помещении колебался в пределах 22–25°C, а температура воздуха на уровне головы в пределах 19–22°C. При напольном отоплении, экономия тепловой энергия выше на 20–30% в сравнении с радиаторным.

### Выводы

Установлено, что при разработке энергоэффективныхжилых помещений с использованием теплого пола SRO технологиями и солнечных технологий, а также высокоэффективных стройматериалов, с 100% энергоснабжением от СЭ в дневное время суток, достигается увеличении экономии тепловой энергии выше на 20-30% чем в применении отопительной системы с радиатором.

Также, применение энергосберегающих технологии на основе интеллектуального управления теплообменными процессами в системах отопления способствуют созданию наиболее благоприятных жизненных условий, что подтверждают проведенные независимые психологические тесты, свидетельствующие о том, что люди чувствуют себя наиболее комфортно, если голове немного холоднее, чем ногам.

Более того, использование солнечно-топливную систему для подогрева подпиточной воды используемых в напольном отоплении, дает возможность сэкономить топливно-энергетических ресурсов, расходуемых на период апрель-октябрь на 80%;

При этом необходимо учесть использование в быту оборудования и приборов маркировка А++, В++, которые имеют ряд преимуществ к расходу электроэнергии, способствуя экономии ресурсов и бюджета, сокращению коммунальных расходов, не нанесению вреда экологии.

### **Благодарность**

Выражаем благодарность директору Международного института Солнечной энергии (Узбекистан) Н.А. Матчанову для предоставления условий при выполнении данной работы.

### **Литература:**

1. Материалы из базы данных Госкомстата РУз.
2. S.K. Ismatkhodgaev, N.A. Matchanov, Sh.A. Azizov, Sh.I. Suleymanov, *Advanced Technologies of Development of Power Engineering and Energy Supply of the Republic Economy//Applied Solar Energy*, 2014, Vol. 50, No. 3, pp. 191–195.
3. Site Sustainable plan FY 2015. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Электронный ресурс: [<http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63257>]
4. Avezov R.R., Avezova N. R. et all. *History and State of Solar Engineering in Uzbekistan// Applied Solar Energy*, 2012, Vol. 48, No. 1, pp. 14–19.
5. CF Consulting International, *Building a Path Towards Zero Energy Homes with Energy Efficiency Upgrade*. Dean Camble, Brian Dean and David Meiesegeier. ACEEE 2006.
6. А.С. Штым, И.А. Журмилова, А.О. Калинин. Влияние на процесс теплообмена различных наполнителей в грунтовых теплообменниках геотермальных тепловых насосов. *Вестник инженерной школы ДВФУ*. 2013. № 4 (17) с.45-51.
7. 13. Japan, *Law Concerning the Rational Use of Energy*, revised in June 1998.
8. Постановление Кабинета Министров РУз "О мерах по внедрению в республике системы обязательной энергетической маркировки и сертификации реализуемых бытовых электроприборов, вновь строящихся зданий и сооружений" от 20.06.2016;
9. T. Nikolaou, D. Kolokotsa, G. Stavrakakis, *Review on methodologies for energy benchmarking, rating and classification of buildings//Advances in Building Energy Research*, Volume 5, 2011 - Issue 1;
10. Bill Bordass, Robert Cohen, Mark Standeven, Adrian Leaman, *Assessing building performance in use 3: energy performance of the Probe buildings//Building Research & Information*, Volume 29, 2001 - Issue 2;
11. Бастрон А.В., Кунгс Я.А., Мациенко В.Ю., Шаталов А.Б., *Разработка энергоэффективных домов и производственных помещений сельскохозяйственного назначения для фермерских хозяйств с использованием возобновляемых источников энергии//Вестник красноярского государственного аграрного университета*, 11, 2013;
12. В.Н. Тимофеева, И.А. Гутова, *Энергоснабжение энергоэффективного автономного дома//Современные проблемы электроэнергетики*, Алтай, 2, 2014;
13. Электронный ресурс: [<http://www.epbd-ca.org/> Information on the Concerted Action EPBD project].
14. Электронный ресурс: [<http://www.passiv.de/> PassivHause Institute, Passive House Institute, Research and development of high-efficiency energy systems].
15. Электронный ресурс: [<http://www.usgbc.org/> USGBC, U.S. Green Building Councils homepage including definitions of LEED buildings].
16. Электронный ресурс: [[http://www.mah.gov.on.ca/userfiles/HTML/nts\\_1\\_27487\\_1.html](http://www.mah.gov.on.ca/userfiles/HTML/nts_1_27487_1.html), information page on the energy efficiency demands in building codes in Ontario. <http://www.worldclimate.com>, information on climate for the world]
17. Рашидов Ю.К. Саморегулирующиеся активные элементы для водяных систем солнечного теплоснабжения// *Архитектура. Курилиш. Дизайн*. - Тошкент: ТАКИ, 2013, №4, с.51-55

## ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ МОЩНОСТЬЮ 2.24 кВт ИНТЕГРИРОВАННОЙ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Матчанов Н.А.

Международный институт солнечной энергии

Ташкент, 100084, Узбекистан, ул. Чингиз Айтматова, 2 Б – дом, корпус 2. e-mail: info@isei.uz,

### Аннотация

В представленной работе выполнена расчетно-экспериментальная оценка коэффициента производительности фотоэлектрической системы (ФЭС), интегрированной к низковольтной локальной электрической сети, и на этой основе выявлены среднегодовые прогнозные показатели. Проведена оценка среднесуточной, среднемесячной и среднегодовой КИУМ фотоэлектрической системы мощностью 2.24 кВт интегрированной к низковольтной локальной электрической сети, выявлено, что при климатических условиях республики КИУМ ФЭС в летний и зимний периоды меняется от 8.3 до 23.8 %, соответственно.

**Ключевые слова:** фотоэлектрическая система, микроинвертор, солнечная энергия, PVsyst.

### 1. Введение

В ближайшее время ожидается строительство 100 МВт ФЭС в Самаркандской, Навоийской и Сурхандарьинских областях. В 2019 г. в рамках проекта ПРООН-ГЭФ “Содействие в развитии строительства энергоэффективного сельского жилья в Узбекистане” в Ферганской, Самаркандской, Бухарской, Сурхандарьинской и Хорезмской областях Республики Узбекистан с целью повышения благосостояния малообеспеченных и уязвимых слоев населения, особенно в сельской местности, были установлены 800 ФЭС мощностью 340 Вт с аккумулярованием энергии. Кроме этого, в республике совместно с мировыми финансовыми институтами планируется установка более 150000 ФЭС мощностью 2 кВт, а также организация производства фотоэлектрических модулей в Навоийской, Хорезмской и Джизакской областях.

Это в свою очередь требует решения задач по исследованию выходных параметров и оценки производительности ФЭС, для разработки и широкомасштабного внедрения ФЭС различных мощностей в климатических условиях РУз. Очень важной и актуальной является, то, что, большая часть этих ФЭС будут подключены к общей электрической сети. В связи с этим, исследование выходных параметров и динамики изменения коэффициентов производительности и использования установленной мощности фотоэлектрических систем малой мощности интегрированных к электрической сети является актуальной задачей.

В данной работе представлены результаты исследования выходных параметров и оценки динамики изменения коэффициентов производительности и использования установленной мощности фотоэлектрических систем мощностью 2,24 кВт микроинверторного типа, подключенной к низковольтной локальной электрической сети [1]. Проведен сравнительный анализ характеристик годовой выработки энергии ФЭС и данных моделирования с использованием программы PVsyst за 2018г.

Исследуемая ФЭС была установлена на территории МИСЭ в конце декабря 2017 года при содействии “ALEXEngineering” и введена в эксплуатацию с января 2018г. Параметры местности в г.Ташкенте, где установлена ФЭС: широта 41° 15' 51" N, долгота 69° 12' 57" E и высота 423 м над уровнем моря. Средняя дневная солнечная радиация по месяцам, падающая на горизонтальную поверхность модулей (под углом 300, азимутом 00) приведены в табл. 4.24.

На основе проектного решения разработана и создана ФЭС мощностью 2.24 кВт, подключенная к сети, на основе технологий компаний “Kyocera” и APsystems. Эта ФЭС установлена на Ташкентской территории МИСЭ под углом  $\alpha=30^\circ$  к горизонту и подключена к локальной сети посредством передовых микроинверторов не имеющих аналогов в Центральной Азии.

ФЭС состоит из фотоэлектрической панели, которая в свою очередь содержит 8 шт. поликристаллических ФЭМ компании “Kyocera” мощностью 280 Вт (модель KK280P-3CD3CG). Выработанная ФЭС электроэнергия (220 В, 1 фаза) передается в локальную сеть через микроинверторы компании “APsystems”. Микроинверторы (4 шт.) мощностью 580 Вт (модель UC500A) прикреплены к ФЭМ с обратной стороны, которые позволяют оптимизировать



производительность массива. ФЭС установлена таким образом, что ФЭМ не затеняются и расположены в благоприятных условиях в течение светового дня.

## 2. Конфигурация фотоэлектрической системы и методы исследования

Мониторинг ФЭС осуществляется системой мониторинга компании APsystems, которая позволяет одновременно определять производительность ФЭМ и станции в зависимости от интенсивности солнечного излучения [2].

Данная ФЭС имеет следующие особенности:

- в ФЭМ встроены микроинверторы, которые позволяют оптимизировать (повышать мощность и эффективность солнечных модулей) производительность системы;
- проводит мониторинг системы в режиме реального времени через систему беспроводного мониторинга "APsystems", которая передаёт и сохраняет данные путём соединения к интернету с помощью специально разработанной платформы.
- уменьшает влияния наружных факторов, таких как пыль, температура и повышает производительность ФЭС до 90-92 %.

На рис. 1. представлена принципиальная схема ФЭС с системой мониторинга.

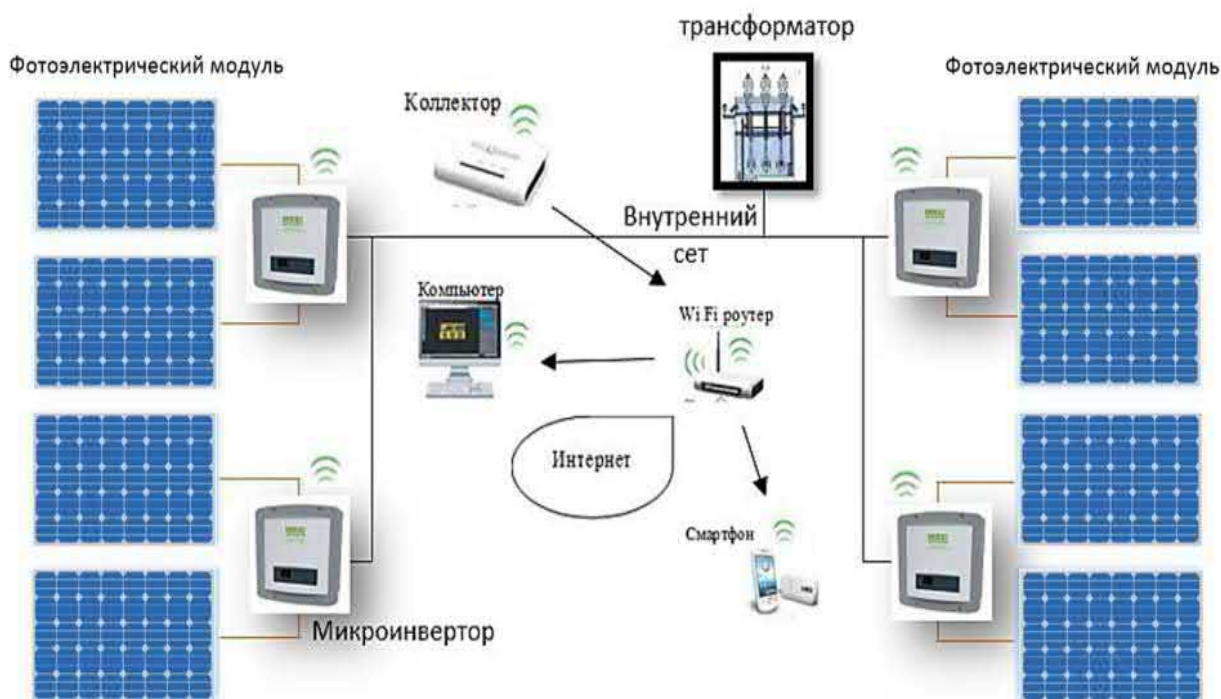


Рис. 1. Принципиальная схема ФЭС мощностью 2.24 кВт.

Система мониторинга ФЭС: Системная конфигурация модулей представлена на рис.2.. Микроинвертор имеет два терминала MPPT (Maximum Power Point Tracking - слежение за точкой максимальной мощности), поэтому к инвертору подключены два ФЭМ. Выходы всех четырех инверторов были подключены к одной фазе низковольтного трехфазного напряжения 380/220В.

На рис.2. показан дисплей системы мониторинга. На экране мониторинга отображается рабочее состояние системы (нормальное), суточная выработка энергии (кВт·ч), общая выработка энергии (МВт·ч), объем экономии CO<sub>2</sub> (тонна), недельная суточная выработка энергии (кВт·ч) и график почасовой выработки мощности (кВт). Следует отметить, что данная система мониторинга не позволяет измерять ВАХ системы.

Мониторинг ФЭС осуществляется системой мониторинга компании APsystems, которая позволяет одновременно определять производительность ФЭМ и станции в зависимости от интенсивности солнечного излучения.

Данная ФЭС имеет следующие особенности:

- в ФЭМ встроены микроинверторы, которые позволяют оптимизировать (повышать мощность и эффективность солнечных модулей) производительность системы;

- проводит мониторинг системы в режиме реального времени через систему беспроводного мониторинга “APsystems”, которая передаёт и сохраняет данные путём соединения к интернету с помощью специально разработанной платформы (рис. 1.).

- уменьшает влияния наружных факторов, таких как пыль, температура и повышает производительность ФЭС до 90-92 %.

Как видно из кривой зависимости количества энерговыработки (кВт) от времени, количество энерговыработки меняется быстро с изменением интенсивности солнечного излучения. Известно, что это явление возникает, когда облака проходят мимо, и, как известно, оказывает значительное влияние на стабильную работу электроэнергетической системы по мере увеличения мощности солнечной электростанции [3].

Измерение интенсивности солнечной радиации, падающей на поверхность ФЭМ, температуры поверхности и угла наклона осуществлялось прибором SolSensor (США). Измерение ВАХ ФЭМ проводились анализатором Prova 210 (Тайвань).



Рис. 2 Вид интерфейса системы мониторинга ФЭС.

Моделирование выходных параметров выполнено с использованием лицензионного программного комплекса PVsyst6.48. В табл. 1, приведены реальные значения ежемесячной выработки ФЭС и результаты моделирования с использованием программного комплекса PVsyst 6.48.

### 3. Анализ результатов измерений и моделирования

Как видно из таблицы 1, фактическая годовая выработка энергии ФЭС в 2018 году составляла 3273.89 кВт·ч, а прогноз, смоделированный PV Syst, составляет 3434.9 кВт·ч, с небольшим отклонением -4.68%. Таким образом, отношение годовой выработки, прогнозируемой PVsyst, к энергии, производимой ежегодно ФЭС мощностью 2,24 кВт, достаточно велико и составляет около 5%. Разница между реальными измеренными и прогнозируемыми значениями для апреля, июня и августа выше, чем для других месяцев. Отклонения для апреля -16,85%, июня -9,58%, октября -15,22%, а общий объем произведенной энергии составил -4,68%. В результате анализа причин, количество вырабатываемой энергии было различным в течение месяца из-за густых облаков или аномалии в низковольтной энергосистеме института.

Таким образом, становится очевидным, что на выработку электроэнергии ФЭС, подключенных к сети, большое влияние оказывают природные явления (облако, дождь, температура) и качество электроэнергии (отключение, низкое напряжение, высокое напряжение и т. д.) энергосистемы [4].

Таб. 1: Ежемесячная и годовая выработка ФЭС и сравнение их с результатами моделирования.

Месяцы	Объём произведенной ФЭС энергии (кВт·ч)	КИУМ, %	Результат моделирования в PVsyst (кВт·ч)	КИУМ, %	Разница, (%)
Январь	185.95	11,2	172.9	10,3	7.54
Февраль	209.79	13,9	199.7	13,3	5.05
Март	243.04	14,6	251.6	15,1	-3.40
Апрель	253.44	15,7	304.8	18,9	-16.85
Май	374.07	22,4	368.9	22,1	1.40
Июнь	347.83	21,5	384.7	23,9	-9.58
Июль	374.83	22,5	401.0	24,1	-6.52
Август	396.87	23,8	395.1	23,7	0.44
Сентябрь	339.35	21	352,9	21,9	-3.84
Октябрь	230.16	13,8	271,5	16,3	-15.22
Ноябрь	180.72	11,2	185,2	11,5	-2.41
Декабрь	138.29	8,3	145,5	8,7	-4.95
Всего	3273,89		3434,9		-4.68

Анализ результатов показал, что в этот день интенсивность солнечной радиации была достаточно высокой при относительно низкой температуре (210) окружающей среды. При этом, как видно из рис. 3., длительность светового дня составила 10 часов: с 7.0 утра до 5.00 вечера. В 21 марта, в день весеннего равноденствия, станция вырабатывала электроэнергию в течение 8 часов, начиная с 8.00 утра, и средняя выработка электроэнергии в час составляла 1,375 кВт. В случае самого короткого дня, 22 декабря, станция работала около 5 часов, начиная с 9.00 утра, и средняя выработка электроэнергии в час составляла 0,96 кВт·ч.

С другой стороны, в самый длинный день 22 июня, станция вырабатывала электроэнергию более 11,5 часов, начиная с 6:00. В тот день средняя выработка электроэнергии в час составляла 1,19 кВт·ч. В результате общего корреляционного анализа на выработку электроэнергии ФЭС, установленной в институте, большое влияние оказали температура окружающей среды и облачность. В этом исследовании эффекты, связанные с пылью, были исключены из анализа и будут рассмотрены позже.

На рис. 3, представлен типичный четырехдневный график выходной мощности ФЭС. Нами было выбрано четыре разных дней в году: 28 апреля, 22 июня, 22 декабря и 21 марта и сравнили их. В течение 2018г., максимальная дата производства электроэнергии была 28 апреля, с суточной выработкой 14,65 кВт·ч и почасовой выработкой 1,465 кВт·ч.

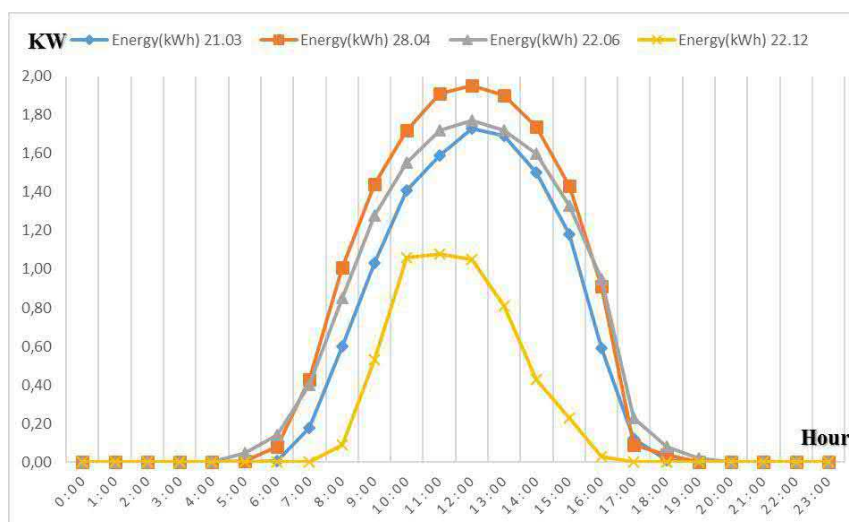


Рис. 3. Временные зависимости ежедневных выработок электроэнергии ФЭС: 21 марта, 22 декабря, 28 апреля и 22 июня.



На рис. 4. показан результат месячного и среднегодового коэффициента производительности, который был смоделирован на PVsyst. Согласно МЭК 61724-1 [5], коэффициент производительности (КП) – это отношение измеренного выхода к ожидаемому выходу за данный отчетный период, основанное на номинальной характеристике системы.

На графике средний КП составляет 79,7%, что немного меньше, чем типичные значения КП от 80 до 90%. Летом 2018 года, при благоприятных условиях погоды максимальное значение выработки ФЭС составляла 2.2 кВт·ч, что соответствует КП=95.3%.

Кроме того, график показывает, что КП в июне, июле и августе особенно низок, и считается, что высокие температуры этого периода приводят к высоким потерям. А также, при типе подключенной к сети, качество электроэнергии, как полагают, влияет на КП. Однако фактический КП составляет 95,3%, что очень отличается от результатов моделирования.

Оценены потери ФЭС мощностью 2,24 кВт по результатам моделирования в PVsyst. Наиболее значимыми были потери, связанные с температурой (-8,5%), коммутацией (-5,7%) и качеством ФЭМ (-2,5%). Анализ результатов показывают, что в Узбекистане, высокие летние температуры существенно повлияют на количество вырабатываемой электроэнергии ФЭС. В случае инверторов, эффективность при средних и высоких температурах окружающей среды в летнем периоде также существенно.

Таб. 2: Показатели выработки электроэнергии ФЭС.

Дата	Дневной свет	Продолжительность работы (часы)	Время начало работы	Средняя выработка электроэнергии (кВт/ч)	Общая выработка (кВт.ч)
28 апреля	Благоприятные погодные условия	10	Приблизительно 7:00	1,465	14,65
21 марта	Равноденствие	8	Приблизительно 8:00	1,375	11,63
22 декабря	Самый короткий день	5	Приблизительно 9:00	0,96	5,31
22 июня	Самый длинный день	11,5	Приблизительно 6:00	1,19	13,71

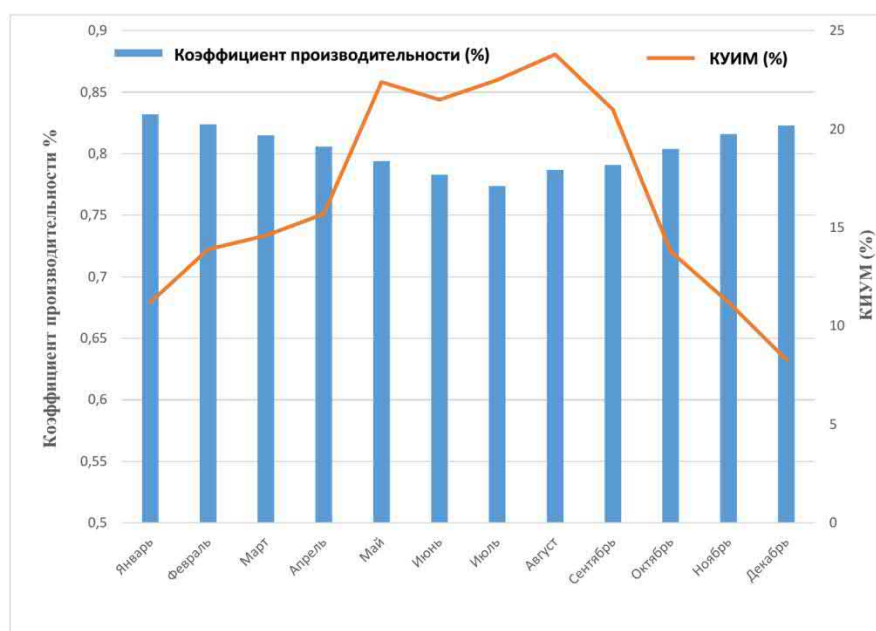


Рис. 4 Зависимость коэффициента производительности и КУИМ ФЭС по месяцам года.

Отклонения от общей энергии, произведенной в 2018 году, и мощности, рассчитанной программным обеспечением PVsyst, составили около -4.68%. Анализ показал, что на работу ФЭС в апреле, июнь и октябрь месяцы значительно повлияли нестабильность низковольтной энергосети и климатические изменения (облака и др.).

Одним из важнейших характеристик эффективности работы предприятий электроэнергетики является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). КИУМ определяется отношением фактической выработки к установленной мощности электроустановки за определённый интервал времени по выражению,

$$\text{КИУМ} = \frac{P_{\text{факт.}}}{T \cdot P_{\text{уст.}}}$$

где,  $P_{\text{факт.}}$  – фактическая выработка ФЭС за отчетный период, кВт·ч;  $P_{\text{уст.}}$  – установленная мощность ФЭС, кВт;  $T$  – отчетный период времени, ч. Поскольку, у нас имеются все данные по результатам мониторинга ФЭС за 2018 год, можно легко оценить КИУМ ФЭС. Расчеты показали, что КИУМ ФЭС мощностью 2.24 кВт составлял 16.6% (2018г.).

В случае подключенных к сетям ФЭС нами было показано, что общее производство электроэнергии зависит не только от климатических воздействий, но и от качества электроэнергии в сети (перебои, низкие напряжения и т.) взаимосвязанных с энергосистемой.

Наблюдаемый максимум производства энергии был 28 апреля, в общем 14,65 кВт·ч в течение примерно 10 часов. Основными особенностями дня были солнечная погода без облаков, относительно прохладные температуры (21°) и высокая интенсивность солнечной радиации. В отличие от этого, минимум суточный выработки энергии приходится 22 декабря, в общем 5,31 кВт·ч в течение примерно пяти часов. При этом, PR системы существенно отличается от фактического расчетного значения 95,3% и 79,7%, прогнозируемого на PVsyst. В дальнейшем необходим более точный анализ этой разницы на основе многолетних данных.

Анализ параметров потерь, предсказанных PVsyst, показал, что температурный эффект ФЭМ (-8.5%) был самым большим из всех потерь, за которым следовали потери переключения инвертора (-5.7%). Видно, что температурные характеристики ФЭМ имеют существенное значение для получения большей выработки энергии.

## Заключение

Таким образом, на основе проведенных исследований выполнена:

- расчетно-экспериментальная оценка коэффициента производительности ФЭС, интегрированных к низковольтной локальной электрической сети, и на этой основе выявлены среднегодовые прогнозные показатели;
- оценка среднемесячный и среднегодовой КИУМ ФЭС интегрированных к низковольтной локальной электрической сети, выявлено, что при климатических условиях республики КИУМ ФЭС в летний и зимний периоды меняется от 8.3 до 23.8 %, соответственно.

## Литературы

- [1] Kim O.S., Matchanov N.A., Malikov M.A., Umarov B.R. A study of main causes of malfunction and breakdown for PV inverter and suggestion of some practical measures // Applied Solar Energy, – USA, 2017, Vol. 53, Iss. 1, – pp. 35–38. (№11. Springer, IF: 0.81).
- [2] N.A. Matchanov, B.N. Butunbaev, D.Sh. Saidov, K.A. Bobojonov //Monitoring system for low power photovoltaic stations// Applied Solar Energy, 2020, vol.56, no 1, pp.464-469. (№11. Springer, IF: 0.81).
- [3] Matchanov N.A., Malikov M.A., SadullaevaSh.E., Soo J.M. Assesment of photovoltaic plant performance under actual operating conditions // Проблемыэнерго- иресурсосбережения, – Ташкент, 2017, №3-4, – с. 171-177. (01.00.00. №7).
- [4] Ataboev O. K.,Kabulov R. R., Matchanov N. A., Egamov S. R. / Influence of Temperature on the Output Parameters of a Photovoltaic Module based on Amorphous Hydrogenated Silicon / Applied Solar Energy, 2019, Vol. 55, No. 3, pp. 159–167. (№11. Springer, IF: 0.81).
- [5] МЭК 61724:1998 “Контроль за эксплуатационными характеристиками фотоэлектрических систем. Руководящие указания по измерению, передаче анализу данных”, Москва Стандартформ 2014.

## ИССЛЕДОВАНИЯ ОБОГАЩЕНИЯ КАОЛИНОВ УЗБЕКИСТАНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАДИАЦИОННОГО ИЗЛУЧЕНИЯ НА БАЗЕ ИМПУЛЬСНОЙ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ КЕРАМИКИ

Рахимов Р.Х.<sup>1</sup>, Арсланов Ш.С.<sup>2</sup>, Рашидов Х.К.<sup>1</sup>, Рашидов Ж.Х.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт материаловедения НПО «Физика-Солнца»

Республика Узбекистан, Ташкентская область, Паркентский район, поселок «Солнце», Почтовый индекс: 102226, e-mail: info@imssolar.uz

<sup>2</sup>Филиал Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина в г. Ташкенте

Республика Узбекистан, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, улица Дурмон йули, 34, Почтовый индекс: 100125, e-mail: info@gubkin.uz

### Аннотация

В статье представлены результаты гидротермального модифицирования излучением импульсной функциональной керамики (ИИФК) для получения высокосортного каолинита с дальнейшей переработкой каолинитового концентрата на глинозем. Произведена укрупненная сравнительная технико-экономическая оценка предлагаемой технологии, включающая гидротермальную обработку каолинового сырья излучением импульсной функциональной керамики (ИИФК) в герметичном контейнере, с последующей мокрой классификацией по крупности. Установлено, что гидротермальная обработка излучением импульсной функциональной керамики (ИИФК) каолинового сырья, обеспечивает существенное снижение расхода воды, длительности и количества этапов обогащения, энергетических затрат. Разработанная принципиальная технологическая схема гидротермально-мокрого обогащения высококремнистого каолинового сырья позволяет получить каолиновый концентрат с массовой долей  $Al_2O_3$  37 - 39 % при его извлечении 91,1 %, пригодный для дальнейшей химико-металлургической переработки на глинозем.

**Ключевые слова:** каолин, дробление, увлажнение, обработка излучением импульсной функциональной керамики (ИИФК), обескремнивание, гравитационная сепарация, скруббер-бутара, гидроциклонирование, каолинит.

Республика Узбекистан располагает развитой керамической, бумажной, пищевой, строительной и нефтехимической отраслями промышленности. Имеется опыт малотоннажной переработки изначально сравнительно чистого каолина для керамической и электрокерамической промышленности, который, однако, не может быть применен для целей массового химико-металлургического передела, поскольку для производства керамики используют небольшие, уникальные по чистоте рудопроявления каолина. Опыт по получению высокосортного каолинового концентрата был осуществлен на ООО «Ангрен Каолин» на базе первичных каолинов с годовой производительностью до 100 тыс. тонн.

Для переработки каолиновых глин Ангренского месторождения с получением товарного глинозема, АО «РУСАЛ ВАМИ» [1] был предложен способ спекания с известняком, сущность которого заключается во взаимодействии известняка с оксидами каолинита при 1380°C-1400°C по реакции, с последующим выщелачиванием алюминия из спека раствором соды.



Однако, авторы метода спекания, отмечают, что положительные экономические показатели возможны только в случае переработки сырья с содержанием глинозема в концентрате - не менее 32%  $Al_2O_3$ . То есть, недостатками способа АО «РУСАЛ ВАМИ» являются его ограниченность для переработки необогащенных каолиновых глин, необходимость очистки растворов от кремния, увеличенные материальные потоки и очень высокие температуры спекания, для достижения которых требуются значительные энергозатраты.

Поскольку исходная сырая средняя проба Ангренского каолина характеризуется низким содержанием глинозема  $Al_2O_3$  - 21-23% и очень высоким содержанием кремнезема  $SiO_2$  - 64-65%, то вывод очевиден - способ спекания для необогащенной каолиновой глины, бесперспективен.

Исследования по созданию технологии обогащения серых каолинов для последующего производства глинозема проводились в 1968–1971 гг. институтами НИК «Механобр-техника» и АО «РУСАЛ ВАМИ» на базе Ангренского месторождения каолинов (Узбекистан). Схема включала дробление и двойную дезинтеграцию исходного каолина, агитацию каолиновой суспензии с жидким стеклом в течение 40–60 мин., классификацию в гидроциклонах диаметром 15 и 7,5 см. Слив гидроциклона диаметром 7,5 см разделяли: одна часть направлялась на фракционирование в

горизонтальную шнековую центрифугу НОГШ-325, другая — на фракционирование в мультициклонах диаметром 1,5 см.

По этой схеме в городе Алмалык была построена опытная линия обогащения Ангренских каолинов для производства глинозема. В опытно-промышленных условиях были испытаны две технологии: гравитационная технология с использованием центробежных аппаратов, и комбинированная с селективной флокуляцией.

Испытания указанных технологий показали, что они позволяют получить концентрат, содержащий более 30 %  $Al_2O_3$  при извлечении выше 70 %. Основные недостатки испытанных технологий заключались в следующем:

— необходимость использования более 20 м<sup>3</sup> воды на 1 т перерабатываемого исходного каолина;

— необходимость использования реагентов-диспергаторов, что затрудняет последующее обезвоживание продуктов обогащения и организацию водооборота;

— высокая влажность концентрата — более 75 %, что требует больших затрат на обезвоживание;

— высокая обводненность хвостов — более 40 %, что практически исключает возможность их дальнейшей утилизации.

Учитывая резкое увеличение стоимости энергоносителей и ужесточение экологических требований за последние 50 лет, можно сделать однозначный вывод: все способы (щелочные, кислотные) получения глинозема без предварительного обогащения Ангренского каолина не имеют перспектив.

Каолины, добытые из недр, из-за специфичной кристаллической структуры и высокой гидрофильности, являются очень сложным объектом для обогащения. Это связано с тем, что основные и сопутствующие минеральные компоненты каолиновых руд обладают близкими физическими и физико-химическими свойствами, а также гигроскопичностью и шламливостью, затрудняющими как сухие, так и водные технологии их обогащения. Поэтому стандартные технологии обогащения каолинов применимы только при сравнительно невысокой производительности, для отраслей керамической, нефтегазовой и пищевой промышленности. Создание многотоннажного производства для нужд металлургической отрасли на базе каолинов не было осуществлено [2].

Анализ исследований по обогащению каолина, позволил сформулировать требования к инновационным технологиям обогащения каолина: масштабируемые методы физического воздействия, позволяющие модифицировать кристаллическую структуру исходного каолина, разрушать агрегаты минералов (от 50 мкм до 5 мкм), минимизировать интенсивность связи между частицами каолина, и как следствие – резко уменьшить вязкость суспензий каолина.

В работах [3-4] были изучены изменения в коагуляционных системах глинистых минералов после гидротермальной обработки. Установлено, что гидротермальная обработка глинистых суспензий приводит к уменьшению удельной поверхности и теплоты смачивания глин водой, что также может свидетельствовать об упорядочении структуры глинистого материала, входящего в состав суспензии. Достижение стабилизации свойств глинистого сырья под воздействием насыщенного пара может быть обусловлено двумя факторами:

— интенсификацией процессов изменения структуры;

— частичным растворением алюмосиликатов, и кремнезема, и перекристаллизационными процессами через жидкую фазу.

— в процессе гидротермальной обработки каолина его структура изменяется таким образом, что интенсивность взаимодействия между его частицами и, соответственно, вязкость суспензий снижаются в 4–10 раз, а крупность частиц увеличивается на 10–20 %;

— предпочтительным режимом гидротермальной обработки каолина является скоростная обработка в автоклаве при температуре 200–250 °С и давлении 1–4 МПа.

Рассматривая эти результаты с позиции совершенствования процесса мокрого обогащения каолинов, можно отметить следующее:

— аппаратура для гидротермальной обработки минерального сырья и изделий на его основе широко применяется в строительной промышленности, что создает предпосылки для ее использования при обогащении каолинов для алюминиевой промышленности.

Установлено, что гидротермальная обработка глинистых суспензий приводит к уменьшению удельной поверхности и теплоты смачивания глин водой, что также может свидетельствовать об упорядочении структуры глинистого материала, входящего в состав суспензии.

Созданная в Институте материаловедения НПО «Физика-Солнце» фундаментальная теория позволяет создавать на базе импульсной функциональной керамики (ИФК) – преобразователи, воздействующие непосредственно на деформационные, симметричные и асимметричные, а также другие колебательные моды молекул воды, минералов и растворов. При оптимальном излучении импульсной функциональной керамики (ИИФК) преобразовании энергии первичного источника излучения - определенные химические реакции разрушения макромолекул, конгломератов минералов происходят во всем объеме одновременно.

Интересные результаты были получены при исследовании процессов, происходящих в кристаллических структурах целлюлозы, лигнина при обработке излучением импульсной функциональной керамики (ИИФК) стеблей хлопчатника и древесины. В результате аморфизации структуры возрос выход сахаров с 23% до 70% [5-6]. Не менее эффектными были результаты, полученные на импульсных функциональных керамических (ИФК) стерилизаторах [7]. На основе анализа проведенных исследований была предпринята попытка разработать принципиально новую технологическую схему обогащения каолинов, базирующуюся на применении гидротермальной обработки излучением импульсной функциональной керамики (ИИФК) воздействием радиационного излучения импульсной инфракрасной керамики, с последующей мокрой классификацией по крупности. Основными критериями при разработке технологической схемы являлись: получение кондиционных показателей обогащения по концентрату с максимально возможным сокращением этапов фильтрации – сокращение использования технологической воды.

Для проверки наших предположений, были исследованы каолины Ташкентской, Самаркандской и Навоийской областей Узбекистана (таб. 1).

Таб. 1: Химические составы исходных проб каолинов ряда месторождений Узбекистана

Химические составы	Наименование проявления или месторождения		
	Ангренский вторичный каолин	Альянс	Алтынтау
SiO <sub>2</sub>	71,17	62,76-80,91	58,55
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	24,3	24,9-27,94	20,1
TiO <sub>2</sub>	0,69	0,11-0,54	<0,30
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	2,2	0,45	1,94
CaO	0,39	0,3-6,03	3,20
MnO	-	-	-
MgO	0,39	0,3-1,1	1,71
Na <sub>2</sub> O	0,48	0,11-0,28	2,44
K <sub>2</sub> O	4,3	1,17-6	2,69
FeO	-	-	-
SO <sub>3</sub>	-	-	1,04
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	-	-	<0,5
п.п.п.	7,16	2,98-9.	7,95

Пробы каолинов были подроблены (до 100 мм), затем измельчены до 3-2,5 мм. После увлажнения 10-20 % от веса пробы, помещены в герметичные контейнеры с излучателями с импульсной функциональной керамикой (ИФК). Время обработки составило 0,5-1 час, температура варьировалась 180°C - 225°C, давлении 2-4 Мпа. После вскрытия контейнера, к пробе добавили воду из расчета 35-45% твердого и загрузили в скруббер-бутару с размерами сит 1,5 мм- 0,5 мм - 0,2 мм. В ходе сепарации, на сита, под давлением подавалась вода, конечное Т/Ж= 1/3. Пульпа подавалась на гидроциклонирование, диаметр циклона 50 мм.

Ниже приведен анализ слива гидроциклона (таб. 2).

Таб. 2: Результаты обогащения каолинов месторождений Узбекистана

Химические составы	Наименование проявления или месторождения		
	Ангренский вторичный каолин	Альянс	Алтынтау
SiO <sub>2</sub>	56,69	51,96	53,55
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	34-36	37,25	36,60
TiO <sub>2</sub>	0,49	0,43	0,77
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,5-1,2	1,36	0,56
CaO	0,27	0,46	0,21
MnO	-	-	-
MgO	0,19	0,3-1,1	0,71
Na <sub>2</sub> O	0,35	0,11-0,28	0,81
K <sub>2</sub> O	2,05	2,35	1,69
FeO	-	-	-
SO <sub>3</sub>	-	-	-
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	-	-	-
п.п.п.	10,0	11,4	11,5

После фильтрации и сушки были получены результаты, что подтверждающие наши предположения:

— улучшились тиксотропные свойства каолиновых суспензий после обработки излучением импульсной функциональной керамикой (ИИФК), что позволило повысить плотность пульпы, подвергаемых обогащению, и, соответственно, сократить расход воды и затраты на обезвоживание продуктов обогащения;

— применение обработки излучением импульсной функциональной керамикой (ИИФК) до каолинов дало возможность избежать использования реагентов жидкого стекла или фосфата натрия, и сократить удельный расход реагентов-флокулянтов;

— диспергация каолина при обработке излучением импульсной функциональной керамикой (ИИФК) по границам минералов каолина обеспечило лучшую селективность операций сепарации, при извлечении каолинита не ниже 90 %;

— прямое воздействие излучения импульсной функциональной керамикой (ИИФК) на каолин, энергетически более оправданы, нежели обработка каолина насыщенным паром; так как исключаются потери энергии при доставке пара от парогенератора до автоклава;

Проведенные исследования показали высокую эффективность обработки излучением импульсной функциональной керамикой (ИИФК) каолина, так уже на первом этапе сепарации (скруббер-бутара) получены концентраты с содержанием Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> 32-36%, что вполне подходит для кислотно-щелочных способов получения глинозема.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обогащение вторичных каолинов Ангренского месторождения / А. И. Поваров, Н. Н. Малова, И. В. Хазанова, И. Г. Банников // Производство глинозема: Сборник трудов ВАМИ. 1969. № 65–66. С. 183–186.
2. Лабораторные и полупромышленные испытания обогащенных вторичных каолинов для получения глинозема. Отчет о НИР ВАМИ Ленинград 1960-1964 гг.
3. Сыса О. К. Гидротермальная модификация структуры и свойств глинистого сырья: дис. ... канд. техн. наук. Белгород, 2008. 158 с.
4. Евтушенко Е. И., Сыса О. К. Структурная модификация глинистого сырья в гидротермальных условиях // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион. Техн. науки. 2006. № 2. С. 82–86.
5. С.А.Кузнецова., Н.В. Александрова., Б.Н. Кузнецов Состав и превращения основных компонентов взрывного автогидролиза древесины. Химия в интересах устойчивого развития №9 2001 г стр 655-665.
6. Рахимов Р.Х., Ермаков В.П., Орунов Б., Рашидов Ж.Х., Азимова Н.Ш., Хамидова Д.М., «Действие инфракрасного излучения, генерируемого функциональной керамикой на целлюлазную активность и образование белка грибом *Trichoderma harzianum* UZCF 28» Вестник КарГУ; №3(25) 2015 г. Стр 49-55.
7. Р.Х. Рахимов Синтез функциональной керамики на БСП и разработки на ее основе. *Comp.nanotechnology* 2015 выпуск 3 стр 11-25.

## META-MODELLING AN OPTIMAL DESIGN OF BUILDING ENVELOPES INTEGRATED WITH PHASE CHANGE AND INSULATION MATERIALS

Halimov A.<sup>a</sup>, Nürenberg M.<sup>b</sup>, Müller D.<sup>b</sup>, Akhatov J.<sup>a</sup>

<sup>a</sup>Physical-Technical Institute, Laboratory of Solar Thermal and Energetic Applications, Uzbekistan Academy of Sciences,  
100084, Ch. Aytmatov, 2B, Tashkent, Uzbekistan, akbar.halimov@rwth-aachen.de, halimov@uzsci.net.

<sup>b</sup>RWTH Aachen University, E.ON Energy Research Center, Institute for Energy Efficient Buildings and Indoor Climate,  
Aachen, Germany

### Abstract

*This study represents a meta-modelling approach applied to optimal design the refurbishment of existing buildings using a combined integration of various PCM-enhanced gypsum plasters and insulation. The combined integration of PCM-enhanced gypsum plaster and insulation were carried out by the method of orthogonal experimental design. As a case study, a modification of the case 600 of ASHRAE Standard was considered. The modification has been done as follows: the envelopes of the case were carefully modified according to the German regulation of thermal insulation of buildings' envelopes (WSch 1984); the weather data were considered for the German city - Cologne; other parameters were strongly kept as conditioned in the case 600. As target functions, the specific energy consumption, CO<sub>2</sub> emission rate, the payback periods and the total cost per unit area of a building were considered. As a result, the specific energy consumption of the building is reduced from 102.84 to 62.23 kWh/m<sup>2</sup>-a with the initial investment cost of e 4206.31, where the discounted payback period was 7.85 years. In addition, because of the refurbishment measure, the annual CO<sub>2</sub> emission rate has decreased from 49.05 to 23.61 kg/m<sup>2</sup>-a.*

**Keywords:** Phase change materials, present value factor, Pareto front, payback periods, orthogonal experimental design, ASHRAE Standard 140.

### Introduction

The building sector is responsible for more than one-third of the global energy consumption [1], which is estimated to be 20–40% of the total final energy consumption in developed countries [2]. Without the application of any energy-efficient solutions, global demand for energy is expected to increase by 50 percent by 2050 [3]. In addition, many countries are obliged to adopt low-carbon policies according to the Paris agreement (COP21) [4]. Therefore, it is very relevant to reduce the need for space heating and air conditioning in the building sector [5]. This goal can be achieved by implementing advanced building materials to construct high-performance buildings or to renovate inefficient existing buildings [6] as well as increase the share of renewable energy sources in this sector [7].

One of the refurbishment methods is incorporation of phase change materials (PCMs) into envelopes of buildings. Many studies focus on application of PCM-enhanced wallboard [8-13]. The studies indicate that PCM-enhanced wallboards can improve thermal comfort by reducing thermal stratification due to natural convective air mixing [12] and can help mitigate effects of extreme events like heat waves [14]. However, many studies have addressed the optimal design of building. Although, the refurbishment rate even in the whole of Europe is still very low. Across different EU member countries, the rate is approximately between 0.4 % and 2.4 %. [15]. Different constraints conflict with an expansion of the refurbishment rate. In many cases, the investment costs are too high and the building owner sets the refurbishment aside or only selective measures are undertaken which might be suboptimal from an energetic point of view. Furthermore, there exist prejudices against refurbishment measures and a lack of information but also an overload of information may stop decisions for an energetic refurbishment [16]. Nevertheless, the refurbishment of existing buildings is always a compromise between different aspects like capital expenditure, primary energy or CO<sub>2</sub> savings. This leads to the need to identify a combination of measures.

### Research context

Buildings with PCM-enhanced envelopes have been studied by an increasing number of researchers [17,18]. For example, Mandilaras et al. [19] studied a two-story typical family house outfitted with PCM walls. Their results showed that enhancing the wall thermal mass reduced the decrement factor by 30% - 40%, whereas the time lag was increased by approximately 100 min. Athienitis et al. [20] tested a room with external walls integrating PCM-enhanced gypsum boards and found that the indoor air temperature was reduced by 4 K during the daytime. Meng et al. [21] investigated two different kinds of PCMs, which were

placed on a wall along different orientations. Their results indicated that PCMs can decrease indoor air temperature fluctuations by 4.3°C and 14.2°C in summer and winter, respectively. Kuznik et al. [22] comparatively investigated two identical buildings; one building was a refurbished building with PCM wallboards by DuPont de Nemours.

The outcomes of the abovementioned investigations indicate that PCM integration in building envelopes can reduce the fluctuations in the indoor air temperature and room energy consumption. However, efforts are still needed to determine the relationship between the optimal location and suitable thermophysical characteristics of PCMs. Zhou et al. [23] reported that the optimal melting temperature of exterior PCM wallboard depended on both the outside and inside environments but mainly on the indoor environment because of the use of insulation. Zhang et al. [24] concluded that the energy-saving effect of the external walls was improved when decreasing thermal conductivity while increasing latent heat of fusion. Additionally, when considering insulation, it is useful to increase the thermal conductivity of PCM wallboards up to 0.4 W/(m·K) for a higher diurnal energy storage. In contrast to previous works, Jin et al. [25] studied the dependence of the optimal location of a thin PCM layer within the frame wall on various PCM layer parameters and properties at a constant indoor air temperature. Their results revealed that when increasing the thickness, latent heat of fusion and melting temperature of the PCM layers, their optimal locations were all closer to the exterior wall surface. The optimal PCM location moved closer to the interior wall surface when increasing the interior wall surface temperature.

These parametric studies were conducted performing one-factor-at-a-time (OFT) experiments, where only one factor is varied at a time while keeping the others fixed [26]. However, statistically designed experiments in which several factors are simultaneously varied are more efficient when studying the effects of two or more factors [27,28]. Unlike OFT experiments, factorial experimental design (FED) experiments offer several advantages [29]: FED provides more information at a similar or lower cost; FED allows additional factors to be examined without additional experiments; when the effect of one factor is different at different levels of another factor, this phenomenon cannot be detected in an OFT experiment, and FED is required to detect such interactions; the use of OFT experimental design when interactions are present can lead to a notable misunderstanding of the response of factors; FED allows the effects of a factor to be estimated at several levels of the other factors, yielding conclusions that are valid over a range of experimental conditions.

Therefore, this paper aims to establish a methodology that simplifies parametric studies for optimal integration of PCMs and insulation in building envelopes. The methodology is based on the orthogonal experimental design (OED) method, which reduces the required number of experiments. Thermal load reduction in buildings integrating PCM and insulation layers was assessed. The OED method enabled determining the optimal combination of influencing factors of integrated PCM and insulation layers. Six influencing factors were selected: factors corresponding a variation of insulation layers incorporated in the roof, south, north, east and west walls; a variation of PCM-enhanced gypsum plaster covered on inner surfaces of the, roof, south, north, east and west walls.

## Methodology

Methodology used in this work is based on our previous studies [30,31]. The OED is applied to optimize building design for the lowest energy consumption. The OED is a multi-factor experiment design method based on the orthogonal array. It selects representative points from the full FED in a way that the points are distributed uniformly within the test range and thus can represent the overall situation. The full description of the method can be found in [31].

### Model for phase change materials

The simultaneous specific heat capacity is a temperature derivative function in terms of the specific enthalpy, which is the sum of the excess and baseline heat capacities [32], responsible for the latent and sensible specific heat capacities, respectively:

$$c_p(T) \approx \overbrace{(1 - \beta(T))c_{0,s}}^{\text{baseline}} + \overbrace{\beta(T)c_{0,l} + \frac{\partial \beta(T)}{\partial T} \Delta H_m}^{\text{excess}}, \quad (1)$$

where  $c_{0,s}$ ,  $c_{0,l}$ ,  $\beta(T)$ , and  $\Delta H_m$  are the specific heat capacities of the PCM in the completely solid and liquid states, the melt fraction, and the change in enthalpy due to phase transition, respectively.  $\beta(T)$  varies between 0 and 1 when the temperature of the PCM is within the temperature range of phase transition. Below or above this range,  $\beta(T)$  becomes zero or one, respectively.



The melt fraction in the simulation can be achieved using a straight-line temperature-dependent discontinuous function using conditional statements or simplified temperature-dependent continuous functions. However, Jorissen et al. (2015) [33] noted that the use of conditional statements, events or algorithms instead of equations increases the computational time of the simulation. Therefore, we describe a jump in the specific enthalpy due to phase transition in the PCMs through a straight-line temperature-dependent discontinuous function for the melt fraction, which is an arctangent function expressed as:

$$\beta(T) = \frac{1}{\pi} \left[ \arctan \left[ \frac{2\gamma}{\Delta T} (T - T_m) \right] + \frac{\pi}{2} \right], \quad (2)$$

where  $T_m$  is the melting temperature,  $T$  is the temperature of the PCM, and  $\gamma$  is a dimensionless inclination for setting up  $\Delta T$  (the melting range). Thus, the specific heat capacity can be written as follows:

$$c_p(T) = c_b + \Delta H_m \frac{\frac{2\gamma}{\Delta T}}{\pi \left[ 1 + \left( (T - T_m) \left( \frac{2\gamma}{\Delta T} \right) \right)^2 \right]}, \quad (3)$$

where  $c_b$  is the baseline specific heat capacity that contains the first two terms of Eq. 1. The specific heat capacity model can now be integrated into the one already included in the HeatTransfer sub-package containing components for modelling one-dimensional heat transfer with lumped elements [34]. However, it is essential to establish a connection between the specific heat capacity and temperature since the actual heat capacity model of the HeatTransfersub package is a constant parameter. To do so, we used Modelica Blocks. The interface of the Modelica standard library contains interface definitions for continuous input/output blocks for real signals [34].

### **Simulation and validation**

Verification and validation of the PCM model developed in Modelica were conducted using an approach similar to ASHRAE Standard 140 [35]. This approach consists of empirical validation, analytical verification, and comparative testing. To characterize the thermal behaviour of PCMs, we proposed a simple temperature-dependent continuous function and validated it with experimental adiabatic scanning calorimetry data [36]. The proposed model fits the experimental data with a coefficient of determination of 0.9886 and an RMSE for the specific enthalpy change of 9.08 kJ/kg, which attained the best fit at a value of 3.10 for the inclination factor. The heat transfer model for a single PCM-enhanced wall was analytically verified using the one-phase Stefan problem described in the literature [37, p. 40]. The temperature evolution computed with different discretization steps using the proposed PCM model is fitted with an average coefficient of determination larger than 0.99 across the analytical solutions at various depths of a semi-infinite ice slab, whereas the RMSE for the temperature front varies between 0.18°C and 0.48°C.

However, the PCM model needs to be verified and validated under more realistic wall and boundary conditions, but no analytical solution exists for problems with limited wall geometries and boundaries. Therefore, a dynamic wall simulator for a multicomponent wall integrating a microencapsulated PCM layer was selected, where simulated heat fluxes across inner wall surfaces were compared to the results of a validated numerical model [38]. Thus, the average deviation of the peak heat flux reduction between the model and reference was 4.57%, which occurred due to setting the initial temperature for each layer. Finally, the PCM model was empirically validated at the whole-building simulation level using experimentally measured data of the average inner surface temperature of a wall of a real-scale laboratory test room [39]. The model was selected because of its comparable scale with a real building. The main goal was to assess the accuracy of the proposed PCM model using the observed experimental data for a real-scale building integrated with PCM layers. We compared the average inner surface temperatures of the east wall with and without a PCM layer. In the case without the PCM layer, the coefficient of determination was 0.9575, and the RMSE was 1.00°C, while the difference in the peak temperature was 0.35°C. In the case of the PCM layer, a slight temperature shift was observed during simulation initialization, where the coefficient of determination was still 0.9373, and the RMSE was 0.96°C, while the peak temperature difference was 0.36°C.

### **Assumptions of the study**

It is assumed that PCMs with certain properties are available in each trial (Table 3). This assumption enables us to identify the best PCMs with quasi-ideal properties to minimize the annual thermal load in the different climates. The primary goal of this assumption is to include as many input parameters as possible for determining the highest and lowest impacts of these parameters in the same experiments. Moreover, this study addresses only local optimal problems and does not address global optimization problems. However, for further studies, global optimization problems can be considered using a wide range of parameters.

## Case study

### ASHRAE Standard 140, Case 600

In this study, the case 600 of ASHRAE Standard 140 [35] was selected for its simplicity and because it is a well-referenced and understood test case that has been simulated by several BPS tools. The basic test case is a lightweight, rectangular, single-zone building, with dimensions of  $8\text{ m} \times 6\text{ m} \times 2.7\text{ m}$ . The case has no interior partitions, total window area of  $12\text{ m}^2$  on the south wall, interior loads of  $200\text{ W}$  (60 % radiative, 40 % convective) and a highly insulated slab to eliminate thermal ground coupling essentially. The infiltration was set to 0.5 air changes per hour. The mechanical system of the building is an ideal system with 100 % convective air system and an efficiency of 100 % with no duct losses and no capacity limitation. The thermostat is set with a dead band, so heating takes place for temperatures below  $20^\circ\text{C}$  and cooling for temperatures above  $27^\circ\text{C}$ .

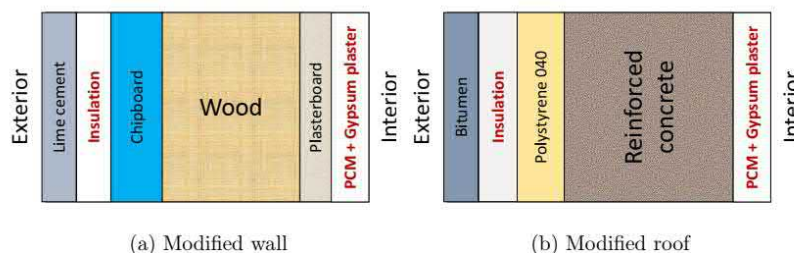
### Modification of case 600

Thermal insulation level of the case 600 of ASHRAE Standard 140 was modified according to lightweight (L-type) buildings of the German Thermal Insulation Ordinance (Wärmeschutzverordnung), WSchV 1984 [40]. Detailed descriptions of envelope materials are presented in Table 1.

**Table 1: Thermal properties and parameters of L-type (lightweight) building materials according to German Thermal Insulation Ordinance of WSch 1984.**

Layers	$\rho$ kg/m <sup>3</sup>	$c_p$ J/(kg K)	$k$ W/(m K)	$d$ m	U-value W/(m <sup>2</sup> K)
External wall (from exterior to interior)					
Lime cement	1800	1000	1.0	0.03	0.599
Chipboard	900	1700	0.18	0.02	
Wood	1800	1445	0.14	0.18	
Plasterboard	800	1000	0.25	0.0125	
Gypsum plaster	1200	1000	0.51	0.015	
Flat-roof (from exterior to interior)					
Bitumen	1100	1000	0.17	0.01	0.427
Polystyrene 040	30	1450	0.04	0.08	
Reinforced concrete	2300	1000	2.3	0.18	
Gypsum plaster	1200	1000	0.51	0.015	
Floor (from ground to interior)					
Foam glass 050	100	1000	0.05	0.02	0.685
Reinforced concrete	2300	1000	2.3	0.25	
Mineral wool 055	120	1030	0.055	0.04	
Floor screed	2000	1000	1.4	0.06	

PCM-enhanced gypsum plaster is incorporated instead of the gypsum plaster that covered on the inner surface of the walls and ceiling of the reference model (Fig 1 (b)). An insulation layer is introduced between the lime cement and chipboard in four external walls, whereas in the roof an insulation layer is incorporated between the bitumen and polystyrene layers as an additional insulation layer (Fig 1 (d)).



**Figure 1: Location of PCM-enhanced gypsum plaster and an insulation layer within the frame of external walls and roof of the building.**

### Preparation of PCM, gypsum plaster and insulation

In this study the thermal properties and costs of PCMs were requested from Rubitherm (German company). The costs subject to change depending on the amount of PCMs. Costs of PCMs with a minimal amount of 5000 kg of purchase are provided in Table. Similarly, data for insulation and gypsum plaster were used from WIRBAU online market. To prepare a PCM-enhanced gypsum plaster, pure microencapsulated PCM and gypsum plaster were mixed at different amounts of PCM. The thickness of the PCM-enhanced gypsum plasters were 1.0 cm and the same for all tests. In this study PCM-enhanced gypsum plaster only with 15%, 30%, and 60% of the amount of PCMs were investigated. Physical properties of obtained PCM-enhanced gypsum plasters are calculated by equations given in Table 5. Therefore, conditional PCM-1, PCM-2, PCM-3, and PCM-4 PCM-enhanced gypsum plaster layers are introduced, which consist of RT 18 HC, RT 21, SP 21, and RT 22 HC, respectively.

### Integration method of PCM and insulation layer

Incorporation of PCM and insulation layers is carried out using an orthogonal experimental design (OED) including the six factors with five various levels (Table 3). Factor A corresponds a variation of insulation layers incorporated in the south and west walls of the building as shown in Fig 1 (a). Factor B represents a variation of PCM-enhanced gypsum plaster covered on inner surfaces of the south and west walls. Similarly, Factors C and D correspond to the same parameters in north and east walls (Fig. 2), whereas Factor E represents a variation of insulation layer embedded within the frame of the roof as shown in Fig 1(b). Factor F corresponds to a variation of PCM-enhanced gypsum plaster covered on the inner surface of the ceiling.

Table 2: Thermal properties and costs of PCMs and insulation.

Materials	$\rho$ g/cm <sup>3</sup>	$c_p$ J/(g K)	$k$ W/(m K)	$T_m$ °C	$\Delta H$ J/g	Cost €/kg (€/m <sup>3</sup> )
Rubitherm PCM						
RT 18 HC	0.88	2	0.2	18	260	9.65 (8492)
RT 21	0.88	2	0.2	21	155	5.16 (4540.8)
SP 21	1.5	2	0.6	21	170	2.28 (3420)
RT 22 HC	0.88	2	0.2	22	190	10.29 (9055.2)
Insulation and gypsum plaster						
EPS S 032	0.035	1.5	0.032	n.a	n.a	3.49 (122)
Gypsum plaster	1.2	0.8	0.51	n.a	n.a	0.27 (324)

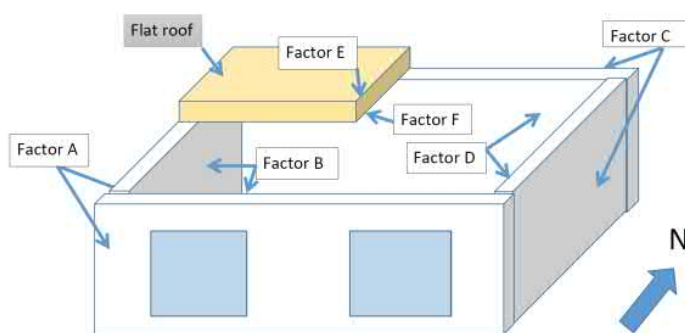


Figure 2: Incorporation of PCM-enhanced gypsum plaster (Factors B, D, and F) and insulation (Factors A, C, and E) in the building.

After the factors and their levels are determined, it is clear that the required total number of tests (trials) for six factor with five levels is  $5^6=15625$  that is extremely expensive to test. Because of the implementation of the orthogonal array to arrange the orthogonal experimental design, the number of the test was reduced from 15625 to 25. The parameters of each test are shown in Table 7. For example, test number of 17 represents a combination of A4B1C3D5E2F4, which means that south and west wall of the building isolated with EPS 16 cm, where inner surfaces of these walls not covered with PCM; north and east walls are isolated with EPS 12cm, whereas inner surfaces are covered with PCM-4, and the roof isolated with EPS 8.0

cm, whilst its inner surface covered with PCM-3. As yield single-objective, as well as multi-objective outputs of interest, can be set.

**Table 3: Influence factors and level values of PCM-enhanced gypsum plasters (1.0 cm) and insulation integrated into envelopes of building**

Level	Factor A	Factor B	Factor C	Factor D	Factor E	Factor F
	South and west walls		North and east walls		Flat-roof	
	Outer	Inner	Outer	Inner	Outer	Inner
1	EPS 4.0 cm	No PCM	EPS 4.0 cm	No PCM	EPS 4.0 cm	No PCM
2	EPS 8.0 cm	PCM-1	EPS 8.0 cm	PCM-1	EPS 8.0 cm	PCM-1
3	EPS 12.0 cm	PCM-2	EPS 12.0 cm	PCM-2	EPS 12.0 cm	PCM-2
4	EPS 16.0 cm	PCM-3	EPS 16.0 cm	PCM-3	EPS 16.0 cm	PCM-3
5	EPS 20.0 cm	PCM-4	EPS 20.0 cm	PCM-4	EPS 20.0 cm	PCM-4

### Economic analysis for optimal PCM and insulation

It is obvious that as the thickness of insulation and the amount of PCM in PCM-enhanced gypsum plasters increase, the initial investment cost of materials increases while reduction of the heating and cooling loads and consequently the energy cost is expected. The optimal combined integration of PCM-enhanced gypsum plaster and insulation is the combination at which the total cost reaches a minimal value. The total cost is the sum of the cost of all used material and the present value factor (PVF) of the cost of energy consumption over the lifetime of embedded PCM-enhanced gypsum plaster in the building. The total cost per unit area of the building is given by:

$$C_t = C_A PVF + I, \quad (16)$$

where  $I$  is the initial investment, which is expressed by the following

$$I = C_i d_i + I_{PCM}(n, \mu, d_p, \rho_p, \rho_{PCM})$$

where  $C_i$  is the cost of insulation material per unit volume (€/m<sup>3</sup>),  $d_i$  is the insulation thickness (m), and  $I_{PCM}(n, \mu, d_p, \rho_p, \rho_{PCM})$  is the specific investment cost for PCM-enhanced gypsum (€/m<sup>2</sup>) that can be calculated in Table 4.  $C_A$  and  $PVF$  are the annual total cost of energy (€/m<sup>2</sup>·a) and the present value factor (a), respectively.  $C_A$  is calculated separately for heating and cooling systems and is given by:

$$C_A = C_{A,H} + C_{A,C}$$

The annual energy cost for heating per unit area, ( $C_{A,H}$ ) is determined from

$$C_{A,H} = \frac{C_F Q_H}{\eta_B \eta_S A_u}$$

where  $C_F$  is fuel cost (€/kWh),  $Q_H$  is the annual total heat load (kWh),  $\eta_B$  is the efficiency of boiler,  $\eta_S$  is the efficiency of heat transmittance system, and  $A_u$  is the effective area of the building. Similarly, for cooling ( $C_{A,C}$ ) is given by:

$$C_{A,C} = \frac{C_E Q_C}{COP A_U}$$

where  $Q_C$  is the annual total cooling load (kWh),  $C_E$  is cost of electricity (€/kWh) and  $COP$  is performance of cooling system. Total cost is evaluated together with the present value factor (PVF) for the lifetime of  $N$  years. The PVF depends on the inflation rate  $g$ , and the interest rate  $i$ . In this case, PVF is defined as below [41]:

$$PVF = \frac{(1+r)^N - 1}{r(1+r)^N}, \begin{cases} r = \frac{i-g}{1+g} & i > g \\ r = \frac{g-i}{1+i} & g > i \end{cases} \quad (20)$$

$$PVF = \frac{N}{1+i}, i = g \quad (21)$$

Taking into account time value of investment, the discounted payback periods (in year) of retrofit measure can be defined by:

$$\tau_D = \frac{\ln \left| 1 - \frac{r C_m}{C_A - C_{A0}} \right|}{\ln |1+r|} \quad (22)$$

where  $C_{A0}$  is the annual cost of total energy before retrofitting (€).

**Table 4: Calculation of thermal properties and cost of PCM-enhanced gypsum plaster**

Parameters	Calculation
Density, $\rho_p(n)$	$\frac{\rho_{pcm}\rho_g}{(1-n)\rho_{pcm}+n\rho_g}$
Specific heat capacity	$nc_{p_{pcm}} + (1 - n)c_{p_g}$
Thermal conductivity	$nk_{pcm} + (1 - n)k_g$
Melting temperature	$T_m$
Enthalpy change	$n\Delta H$
Cost of PCM-enhanced gypsum	$\frac{d_p\rho_p(n)((\rho_g-\rho_p(n))n\cdot C_{PCM}(1+\mu_C)+(\rho_p(n)-\rho_{pcm})(1-n)C_g))}{\rho_{pcm}(\rho_g-\rho_p(n))+\rho_p(n)-\rho_g}$

where CPCM and Cg are the costs of PCM and gypsum-plaster per unit volume (e /m3),dpth the thickness of PCM-enhanced gypsum plaster (m),  $\rho_g$ ,  $\rho_{pcm}$ ,  $\rho_p(n)$  are densities of gypsum plaster, PCM, and PCM-enhance gypsum plaster, n is the mass concentration of PCM,  $\mu_C$  is the microencapsulation cost included in the PCM cost (times).

*Techno-economic input parameters*

**Table 5: Input data**

Parameters	Value	Unit
Lifetime of PCM	27	years
Inflation rate	0	%
Interest rate	3	%
Microencapsulation cost of PCMs (50% of PCMs cost)	0.5	
Cost of electricity	0.3048	€/kWh
Cost of natural gas	0.091	€/kWh
Efficiency of boiler	0.9	
Efficiency of heat transmittance system	0.8	
COP of air-conditioning system	3.0	
Effective area of building	44.064	m <sup>2</sup>
Specific energy consumption ( $Q_S$ ) of building before the refurbishment	102.84	kWh/m <sup>2</sup> ·a
CO <sub>2</sub> emission rate of building before the refurbishment	49.05	kg/m <sup>2</sup> ·a
CO <sub>2</sub> emission rate due to electricity generation	0.489	kg/kWh
CO <sub>2</sub> emission rate due to combustion of natural gas	0.369	kg/kWh

**Results and discussion**

In this study, to refurbish a building, optimal combinations of various PCM-enhanced gypsum plasters and insulation layers embedded into building walls and roof were investigated using an economic model. Natural gas and electricity from the local networks are used as a primary energy source. The input parameters used in calculations are given in Table 5. The values are based on German local market costs and local conditions at the time of investigation (the year 2019). Fig 3 present the discounted payback periods and the total cost of the refurbishment of the building using the combination of various PCM-enhanced gypsum plaster and insulation obtained by the OED. In Fig 3a one can see the increasing of payback periods of refurbishment due to using PCM-enhanced gypsum plasters with higher mass concentration of PCM, where at the same time no enhancement in the energy consumption is observed.

**Table 6: Results of the best combination of PCM-enhanced gypsum plaster and insulation.**

$n$	OC	$I$	$Q_S$	$C_t$	$\tau_D$	$M_{CO_2}$
%		€	kWh/m <sup>2</sup> ·a	€/m <sup>2</sup>	year	kg/m <sup>2</sup> ·a
0	A <sub>4</sub> B <sub>1</sub> C <sub>4</sub> D <sub>1</sub> E <sub>4</sub> F <sub>1</sub>	1935.40	62.77	153.785	3.89	23.87
15	A <sub>5</sub> B <sub>1</sub> C <sub>2</sub> D <sub>3</sub> E <sub>4</sub> F <sub>2</sub>	2224.41	64.35	158.60	4.17	25.24
30	A <sub>3</sub> B <sub>1</sub> C <sub>4</sub> D <sub>2</sub> E <sub>5</sub> F <sub>4</sub>	4206.31	62.23	170.735	7.85	23.61
60	A <sub>5</sub> B <sub>1</sub> C <sub>2</sub> D <sub>3</sub> E <sub>4</sub> F <sub>2</sub>	2956.13	63.37	162.967	5.53	25.08

In this study, to refurbish a building, optimal combinations of various PCM-enhanced gypsum plasters and insulation layers embedded into building walls and roof were investigated using an economic model. Natural gas and electricity from the local networks are used as a primary energy source. The values are based on German local market costs and local conditions at the time of investigation (the year 2019). Fig 1 presents the discounted payback periods and the total cost of the refurbishment of the building using the combination of various PCM-enhanced gypsum plaster and insulation obtained by the OED. In Fig 1a one can see the increasing of payback periods of refurbishment due to using PCM-enhanced gypsum plasters with higher mass concentration of PCM, where at the same time no enhancement in the energy consumption is observed.

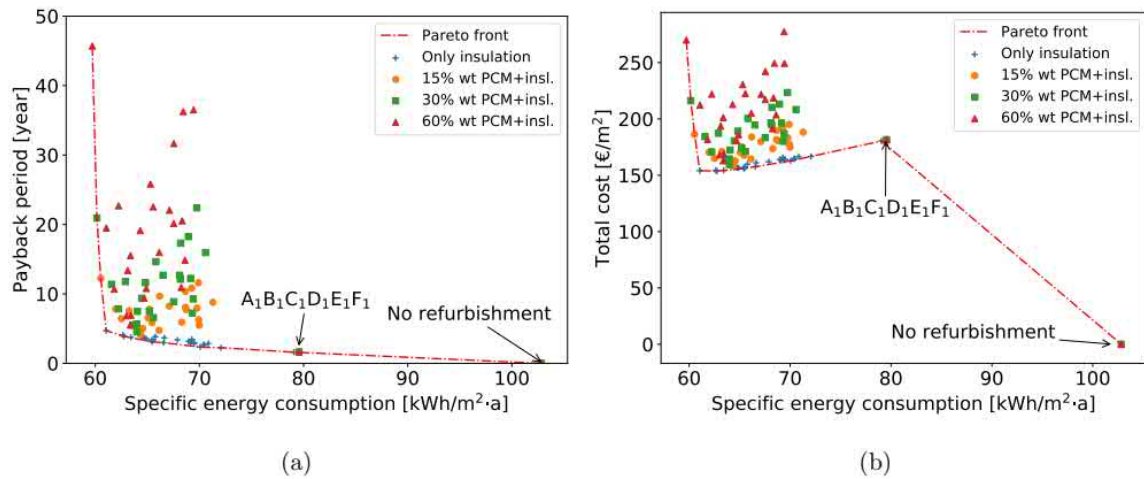


Fig 3: Discounted payback period (a) and the total cost (b) of refurbishment measures against the specific energy consumption of building.

**Table 7: Orthogonal experiment design for combined integration of PCM-enhanced gypsum plasters with 15 % of mass concentration of various PCMs and insulation layers in the building (Y1 is the specific energy consumption and Y2 is the total cost).**

Test	Factor						Y <sub>1</sub>	Y <sub>2</sub>	Test	Factor						Y <sub>1</sub>	Y <sub>2</sub>
	A	B	C	D	E	F				A	B	C	D	E	F		
1	1	1	1	1	1	1	79.56	181.56	14	1	3	5	2	4	3	65.07	170.14
2	2	2	2	2	2	1	69.90	195.16	15	2	4	1	3	5	3	68.30	173.71
3	3	3	3	3	3	1	64.55	162.74	16	4	2	5	3	1	4	67.10	179.86
4	4	4	4	4	4	1	61.97	170.32	17	5	3	1	4	2	4	69.99	174.93
5	5	5	5	5	5	1	60.53	186.26	18	1	4	2	5	3	4	69.77	183.26
6	2	3	4	5	1	2	69.93	177.34	19	2	5	3	1	4	4	65.20	175.26
7	3	4	5	1	2	2	65.45	167.70	20	3	1	4	2	5	4	62.50	164.94
8	4	5	1	2	3	2	69.27	192.09	21	5	4	3	2	1	5	68.66	181.65
9	5	1	2	3	4	2	64.36	158.60	22	1	5	4	3	2	5	68.74	180.78
10	1	2	3	4	5	2	66.18	183.97	23	2	1	5	4	3	5	64.44	162.29
11	3	5	2	4	1	3	71.30	188.21	24	3	2	1	5	4	5	68.67	189.85
12	4	1	3	5	2	3	66.13	164.54	25	4	3	2	1	5	5	64.05	160.60
13	5	2	4	1	3	3	63.25	171.14	OC	A <sub>5</sub> B <sub>1</sub> C <sub>2</sub> D <sub>3</sub> E <sub>4</sub> F <sub>2</sub>							

It is seen that incorporation of only insulation gives still good results. In the case of only insulation, the best specific energy consumption was observed at the test number of 5 (see Table 7 to find which combination it is). However, the total cost is not a minimum at the test. Optimal combinations of PCM-enhanced gypsum plaster and insulation embedded in the building with the minimal total costs are presented in Table 6. The results show that the minimal energy consumption and minimal total cost were observed within the combination of A3B1C4D2E5F4 of parameters at 30% of mass concentration of PCM in the embedded gypsum plasters. The discounted payback period for the best combination is 7.85 years, where the initial investment is €4206.31.

## **Conclusion**

In this study, multi-objective optimization of the refurbishment of existing buildings using a combined integration of various PCM-enhanced gypsum plasters and insulation with different thicknesses is presented. As target functions, the specific energy consumption, CO<sub>2</sub> emission rate, the payback periods and the total cost per unit area of the building were considered. The combined integration of PCM-enhanced gypsum plaster and insulation were carried out by the method of orthogonal experimental design (OED). Therefore, the investigated building should be refurbished as follows: south and west wall should be isolated with the insulation with the thickness of 12.0 cm, whereas the inner surfaces of the walls should not be covered with a PCM-enhanced gypsum plaster; north and east walls should be isolated with the insulation with the thickness of 16.0 cm, whereas the inner surfaces should be covered with the PCM-1 that corresponds to PCM-enhanced gypsum plaster containing 30% of RT 18 HC; lastly, the roof of the building should be isolated with the insulation with the thickness of 20 cm, whereas the ceiling surface must be embedded with a PCM-enhanced gypsum plaster containing 30% of ST 21.

## **Acknowledgments**

The first author acknowledges the financial support provided by the IDB Merit Scholarships for High Technology under the PhD-Programme IDB -6/113757/2016.

## **Reference**

- [1] International Energy Agency, Technology Roadmap: Energy efficient building envelopes, OECD (2013).
- [2] L. Pérez-Lombard, J. Ortiz, C. Pout, A review on buildings energy consumption information, *Energy Build.* 40 (2008) 394–398.
- [3] International Energy Agency, Energy Technology Perspectives 2014 Harnessing Electricity's Potential Explore the data behind ETP (2014).
- [4] International Energy Agency, Transition to Sustainable Buildings Strategies and Opportunities to 2050 (2013).
- [5] Energy technology perspectives 2012: Pathways to a clean energy system (2012).
- [6] M. Saffari, A. de Gracia, S. Ushak, L. F. Cabeza, Economic impact of integrating pcm as passive system in buildings using fanger comfort model, *Energy and Buildings* 112 (2016) 159 – 172. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.12.006>.
- [7] P. Jahangiri, Applications of Paraffin-Water Dispersions in Energy Distribution Systems; Dissertation, RWTH Aachen University, (2017). doi:10.18154/RWTH-2018-00135.
- [8] M. M. Farid, A. M. Khudhair, S. A. K. Razack, S. Al-Hallaj, A review on phase change energy storage: materials and applications, *Energy conversion and management* 45 (9-10) (2004) 1597–1615.
- [9] V. V. Tyagi, D. Buddhi, Pcm thermal storage in buildings: a state of art, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11 (6) (2007) 1146–1166.
- [10] N. Zhu, Z. Ma, S. Wang, Dynamic characteristics and energy performance of buildings using phase change materials: a review, *Energy Conversion and Management* 50 (12) (2009) 3169–3181.
- [11] Y. Cui, J. Xie, J. Liu, S. Pan, Review of phase change materials integrated in building walls for energy saving, *Procedia Engineering* 121 (2015) 763–770.
- [12] F. Kuznik, J. Virgone, J.-J. Roux, Energetic efficiency of room wall containing pcm wallboard: A fullscale experimental investigation, *Energy and Buildings* 40 (2) (2008) 148 – 156. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2007.01.022>.
- [13] F. Kuznik, J. Virgone, Experimental assessment of a phase change material for wall building use, *Applied Energy* 86 (10) (2009) 2038 – 2046. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.01.004>.
- [14] S. Ramakrishnan, X. Wang, J. Sanjayan, J. Wilson, Thermal performance of buildings integrated with phase change materials to reduce heat stress risks during extreme heatwave events, *Applied energy* 194 (2017) 410–421.
- [15] Buildings Performance Institute Europe (BPIE) Europe's Buildings under the Microscope. 2011.
- [16] Zundel, S., Stieß, I. Beyond Profitability of Energy-Saving Measures-Attitudes Towards Energy Saving. *Journal of Consumer Policy* 34, No. 1. (2011) pp. 91{105.
- [17] H. Akeiber, P. Nejat, M.Z. AbduMajid, M.A. Wahid, F. Jomehzadeh, I.Z. Famileh, J.K. Calautit, B.R. Hughes, S.A. Zaki. A review on phase change material (PCM) for sustainable passive cooling in building envelopes. *Renew Sust Energy Rev.* 2016;60:1470–97.
- [18] J. Jeon, J.H. Lee, J. Seo, S.G. Jeong, S. Kim. Application of PCM thermal energy storage system to reduce building energy consumption. *J Therm Anal Calorim.* 2013;111:279–88.
- [19] I. Mandiaras, M. Stamadiadou, D. Katsourinis, G. Zannis and M. Founti. (2013) Experimental Thermal Characterization of a Mediterranean Residential Building with PCM Gypsum Board Walls. *Building and Environment*, 61, 93-103.



- [20] A.K. Athienitis, C. Liu, D. Hawes, D. Banu, D. Feldman. Investigation of the thermal performance of a passive solar test-room with wall latent heat storage. *Build Environ* 1997;2(5):3405–10.
- [21] E.L. Meng, H. Yu, G.Y. Zhan, Y. He, Experimental and numerical study of the thermal performance of a new type of phase change material room, *Energy Convers. Manage.* 74 (2013) 386-394.
- [22] F. Kuznik, J. Virgone, K. Johannes. In-situ study of thermal comfort enhancement in a renovated building equipped with Phase Change Material Wallboard. *Renewable Energy* 2011;36:1458–62.
- [23] D. Zhou, G.S.F. Shire, Y. Tian, Parametric analysis of influencing factors in Phase Change Material Wallboard (PCMW), *Appl. Energy* 119 (2014) 33–42.
- [24] Y.P. Zhang, K.P. Lin, Y. Jiang, G.B. Zhou. Thermal storage and nonlinear heat transfer characteristics of PCM wallboard. *Energy Build* 2008;40:1771–9.
- [25] X. Jin, M.A. Medina, X. Zhang. Numerical analysis for the optimal location of a thin PCM layer in frame walls. *Appl Therm Eng.* 2016;103:1057–63.
- [26] V. Czitrom. (1999). One-Factor-at-a-Time versus Designed Experiments. *The American Statistician*, 53(2), 126-131. doi:10.2307/2685731
- [27] H. Rushing, J. Wisnowski, A. Karl, *Design and Analysis of Experiments by Douglas Montgomery: A Supplement for Using JMP*, SAS Institute Inc., Cary, NC, USA, 2013.
- [28] Taguchi, Genichi. 1987. *System of experimental design*. New York: UNIPUB, Kraus International Publications.
- [29] Roy, Ranjit 2010. *A primer on the Taguchi method*. Society of Manufacturing Engineers.
- [30] A. Halimov, M. Lauster, D. Mueller: Validation and integration of a latent heat storage model into building envelopes of a high-order building model for Modelica library AixLib. *Energy and Buildings* 07/2019.
- [31] A. Halimov, M. Lauster, D. Müller: Optimal Design Method for Lightweight Buildings to minimize the Cooling Load with Phase Change Materials using Orthogonal Experimental Design. DOI:10.24084/repqj17.210.
- [32] I. Medved', A. Trník, L. Vozár, Modeling of heat capacity peaks and enthalpy jumps of phase-change materials used for thermal energy storage, *International Journal of Heat and Mass Transfer* 107 (2017) 123 – 132. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2016.11.024>.
- [33] F. Jorissen, M. Wetter, and L. Helsen. (2015, 9). Simulation speed analysis and improvements of Modelica models for building energy simulation. *Proc. of the 11th Int. Modelica Conf.*, 57-69.
- [34] Modelica, Modelica© - a unified object-oriented language for systems modeling language, Tech. rep., The Modelica Association, Linköping, Sweden (April 10, 2017). URL <https://modelica.org/documents/ModelicaSpec34.pdf>
- [35] ASHRAE Standard 140. Standard Method of Test for the Evaluation of Building Energy Analysis Computer Programs 2017, ANSI/ASHRAE.
- [36] P. Losada-Pérez, C. S. P. Tripathi, J. Leys, G. Cordoyiannis, C. Glorieux, J. Thoen, Measurements of heat capacity and enthalpy of phase change materials by adiabatic scanning calorimetry, *International Journal of Thermophysics* 32 (5) (2011) 913-924.
- [37] S. A. Alexiades V., *Mathematical Modeling of Melting and Freezing Processes.*, Hemisphere Publ. Corp., 1993. URL <https://www.taylorfrancis.com/books/9781351433280>
- [38] X. Jin, M. A. Medina, X. Zhang, Numerical analysis for the optimal location of a thin PCM layer in frame walls, *Applied Thermal Engineering* 103 (2016) 1057-1063.
- [39] F. Kuznik, J. Virgone, Experimental assessment of a phase change material for wall building use, *Applied Energy* 86 (10) (2009) 2038-2046.
- [40] BBSR. Bundesinstitut für Bau, Stadt- und Raumforschung, Infoportal Energieeinsparung - Wärmeschutzverordnung und Heizanlagen-Verordnung, <http://www.bbsrenergieeinsparung.de> (accessed 27.01.2019).
- [41] A. Hasan. Optimizing insulation thickness for buildings using life-cycle cost. *Applied Energy* 1999;63:115–24.



## INFLUENCE OF NANOSTRUCTURES Ag/TiO<sub>2</sub> AND Au/TiO<sub>2</sub> ON PHOTOPROCESSES IN POLY [3-HEXYLTHIOPHENE] POLYMER SOLUTIONS

Ibrayev N.<sup>1</sup>, Afanasyev D.<sup>2</sup>, Alikhaidarova E.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>*Institute of Molecular Nanophotonics, Buketov Karaganda State University*  
Universitetskay st. 28A, Karaganda, 100028, Kazakhstan, niazibrayev@mail.ru

<sup>2</sup>*Institute of Molecular Nanophotonics, Buketov Karaganda State University, Institute of Applied Mathematics*  
Universitetskay st. 28A, Karaganda, 100028, Kazakhstan, a\_d\_afanasyev@mail.ru

<sup>3</sup>*Institute of Molecular Nanophotonics, Buketov Karaganda State University*  
Universitetskay st. 28A, Karaganda, 100028, Kazakhstan, alikhaidarova@mail.ru

### Abstract

*A study of the effect of nanostructures (NSs) "plasmon core (Ag or Au) -semiconductor shell (TiO<sub>2</sub>)" on the optical properties of the semiconducting polymer poly [3-hexylthiophene] (P3HT) was carried out.*

**Key words:** localized plasmon resonance, metal nanoparticle, P3HT, titanium dioxide.

### 1. Introduction

Currently, there is a large amount of work to find ways to increase the efficiency of polymer solar cells. One of the widely used approaches for increasing the efficiency is the use of localized plasmon resonance of metal nanoparticles (NPs) [1]. Most studies show that the addition of NPs to various functional layers leads to an increase in the efficiency of transformation of light energy into electrical energy. Despite the simple chemical structure of poly [3-hexylthiophene] (P3HT) polymer, studies are still underway on the structural properties of this polymer and their effect on the optical and electrical properties of films based on it. An improvement in the properties of polymer films can also be achieved by adding plasmonic NPs in the polymer. Also a data obtained about optical and electrical properties P3HT- NPs composite can be used to analyze the effect of plasmonic NPs on more complex semiconducting polymers.

In this work, we investigated the effect of the Ag/TiO<sub>2</sub> and Au/TiO<sub>2</sub> nanostructures on the optical properties of P3HT polymer films.

### 2. Experimental part

In the work used the poly [3-hexylthiophene] polymer from Sigma Aldrich. The synthesis of NPs "plasmon core/semiconductor shell" was carried out. Silver or gold NPs were used as the plasmon core. Titanium dioxide is used as a semiconductor shell.

We used a semiconductor polymer with an ordered structure (regioregular) Sigma Aldrich. With an increase in polymer concentration up to 0.1% and 1%, standard measurement methods are of little use. It is impossible to measure the absorption spectra of solutions with concentration of more than 0.01 wt% when using a spectrophotometer in cuvettes with a thickness of 10 mm to 1 mm. The crushed drop method also did not allow measuring the absorption spectra of P3HT solutions with a concentration of 0.1 wt% of the solvent mass. It connected with a high optical density for polymer with concentration more than 0.01 wt%. An integrating sphere (AvaSphere 30-REFL) and a spectrometer (AvaSpec-ULS2048) from Avantes were used for measurement the spectra. LCS-DTL-374QT laser ( $\lambda_{gen} = 532$  nm,  $\tau = 7$  ns,  $E = 20$   $\mu$ J) was used as a source of monochromatic light.

### 3. Results and discussion

Initially, silver and gold NPs were synthesized. The size of silver nanoparticles was  $\sim 20$  nm. The size of gold nanoparticles is 15 nm. Then, a semiconductor shell with a thickness of no more than 5 nm was synthesized in an ethanol solution with NPs. The procedure for the synthesis of nanostructures (NSs) with a shell is described in detail in [2]. The initial concentration of Ag/TiO<sub>2</sub> NSs was  $4.1 \cdot 10^{-7}$  mol/l. Au/TiO<sub>2</sub> NSs was  $1.5 \cdot 10^{-7}$  mol/l.

The absorption and fluorescence spectra of P3HT solutions with Ag/TiO<sub>2</sub> NSs are shown in Figure 2. An increase in the absorption of light by the polymer by 550-555 nm is observed with an increase of NSs concentration, but doesn't change in the region of maxima at 485 and 418 nm. An increase in optical density D is also observed in the long-wavelength region of the spectrum, 580-800 nm. A shoulder appears in the absorption spectrum with  $\lambda = 600$  nm at a high NSs concentration. It indicates an increase in the degree of polymer ordering. A peak also appears with a maximum at 720 nm (1.75 eV), which may be associated with

an increase in the concentration of defect states of the polymer in the presence of a high concentration of Ag/TiO<sub>2</sub> NSs.

The shape of the fluorescence spectra of the polymer in the presence of Ag/TiO<sub>2</sub> NSs doesn't change. Only a decrease in the fluorescence intensity of the polymer is observed. A drop of fluorescence intensity is not observed for a low concentration of NSs, but it becomes significant (Table 1) for the concentration of  $C = 4 \cdot 10^{-8}$  mol/l. The absence of a change in a shape of the fluorescence spectra of the polymer upon addition of Ag/TiO<sub>2</sub> NSs indicates the absence of the influence of NSs on the energy levels of the polymer. The data indicate the effect of Ag/TiO<sub>2</sub> NSs on processes of the structural organization of the polymer in solution and on the rate of energy transformation in the polymer after absorption light. In this case, It observe influence on the photoprocesses in the polymer both the localized plasmon resonance of metal NPs and the semiconductor TiO<sub>2</sub> shell affect.

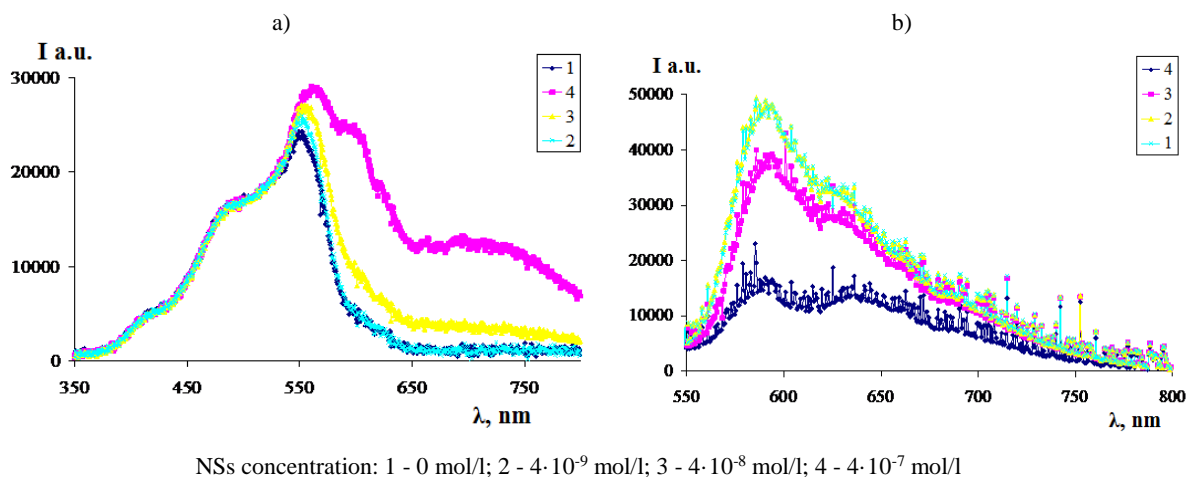


Fig. 1 Influence of Ag/TiO<sub>2</sub> NSs on the absorption (a) and fluorescence (b) spectra of the polymer with a concentration of 0.1 wt%

Tab. 1: Main characteristics of absorption and fluorescence spectra of P3HT in the presence of Ag/TiO<sub>2</sub> NSs

C, mol/l (NSs)	$D_{max}$ , nm	$D/D_{pol}^*$	$I/I_{pol}^*$
Without NSs	551	1	1
$4 \cdot 10^{-9}$	551	1.6	1
$4 \cdot 10^{-8}$	555	1.13	0.79
$4 \cdot 10^{-7}$	563	1.22	0.33

$D_{pol}^*$  - value of the optical density of the polymer solution without Ag/TiO<sub>2</sub> NSs,

$I_{pol}^*$  - value of the fluorescence intensity at its maximum for a polymer solution without Ag/TiO<sub>2</sub> NSs.

The absorption and fluorescence spectra of P3HT solutions with Au/TiO<sub>2</sub> NSs are shown in Figure 2. An increase in polymer absorption by 550 - 555 nm is observed for increase of NSs concentration, but in the region of vibronic maxima at 485 and 418 nm it doesn't change. Data with main optical properties of the polymer solution with NSs additives are given in Table 2. The optical density of the polymer increases by 550-555 nm, but also additional absorption peaks ( $\lambda = 650$  nm) with an energy of electron transition 1.87 eV appears at a high concentration of NSs. For fluorescence spectra, a decrease and an increase in the fluorescence intensity are observed. An increase in fluorescence intensity occurs, which concentrations of NSs reaches a maximum at  $C=1.5 \cdot 10^{-8}$  mol/l. With a further increase in concentration, a significant drop in the fluorescence intensity is observed.

The presence of an increase in the P3HT fluorescence intensity in the presence of Au/TiO<sub>2</sub> NSs indicates a possible increase in the rate of radiative transitions and a decrease in the rate of nonradiative transitions at certain concentrations of Au/TiO<sub>2</sub> NSs.

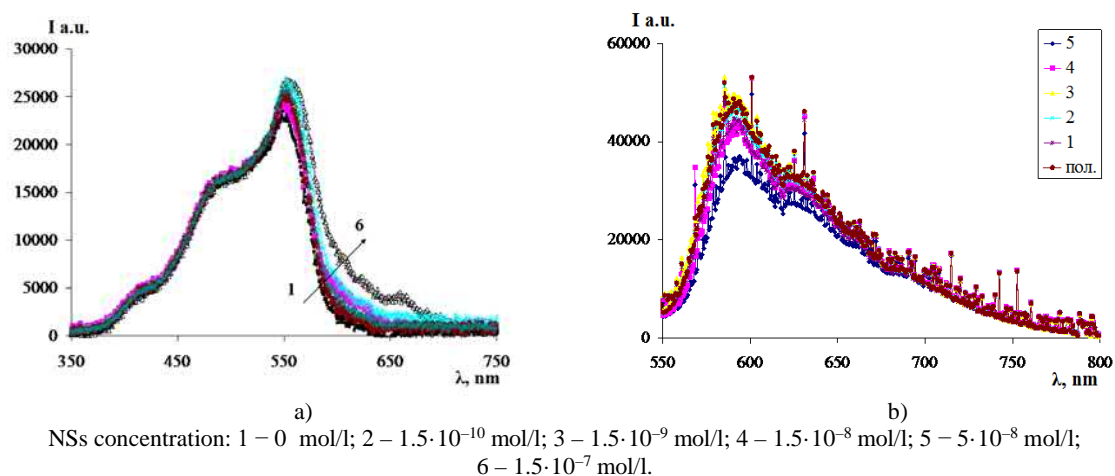


Fig. 2 Influence of Au/TiO<sub>2</sub> NSs on the absorption (a) and fluorescence (b) spectra of the polymer

Tab. 2: Main characteristics of absorption and fluorescence spectra of P3HT in the presence of Au/TiO<sub>2</sub> NSs

C, mol/l (NSs)	$D_{max}$ , nm	$D/D_{pol}^*$	$I/I_{pol}^*$
Without NSs	550	1.00	1.00
$1.5 \cdot 10^{-10}$	553	1.04	0.93
$1.5 \cdot 10^{-9}$	555	1.09	0.99
$1.5 \cdot 10^{-8}$	555	1.09	1.03
$5.0 \cdot 10^{-8}$	555	1.10	0.93
$1.5 \cdot 10^{-7}$	557	1.12	0.77

$D_{pol}^*$  - value of the optical density of the polymer solution without NSs Au/TiO<sub>2</sub>,

$I_{pol}^*$  - the value of the fluorescence intensity at its maximum for a polymer solution without NSs Au/TiO<sub>2</sub>.

#### 4. Conclusion

The effect of Ag/TiO<sub>2</sub> and Au/TiO<sub>2</sub> nanostructures on the absorption and fluorescence spectra of the polymer in solution has been studied. The addition of Ag/TiO<sub>2</sub> and Au/TiO<sub>2</sub> to the solution leads to an increase in the optical density of long-wave part of the polymer absorption spectra. At the maximum concentration of nanostructures, additional absorption bands appear in the long-wavelength part of P3HT absorption spectrum. The gradual addition of Au/TiO<sub>2</sub> to the solution with the polymer leads first to an increase in the fluorescence intensity and then to its decrease. The addition of Ag/TiO<sub>2</sub> to the solution leads to a decrease in the fluorescence intensity of the polymer.

#### References:

- [1] Stratakis E., Kymakis E. Nanoparticle-based plasmonic organic photovoltaic devices// Materials Today. – 2013. – Vol.16, № 4. – P.133-146.  
 [2] Afanasyev D.A., Ibrayev N.Kh., Serikov T.M., Zeinidenov A.K. Effect of the Titanium Dioxide Shell on the Plasmon Properties of Silver Nanoparticles // Rus. J. of Phys. Chem. A. – 2016. – Vol. 90(4). – P.833–837.

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ПЛОСКИХ СОЛНЕЧНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Рашидов Ю.К.<sup>1,2</sup>, Рашидов К.Ю.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ташкентский архитектурно-строительный институт,  
г. Ташкент, 100011, Республика Узбекистан, e-mail:rashidov\_yus@mail.ru

<sup>2</sup>Физико-технический институт НПО «Физика-Солнце» АН РУз,  
г. Ташкент, 100084, Республика Узбекистан, e-mail:karim.rashidov.78@mail.ru

### Аннотация

Рассмотрены пути теплотехнического и гидравлического совершенствования конструкций плоских солнечных водонагревательных коллекторов листового типа. Дано описание разработанных новых конструкций плоских солнечных коллекторов с витой внутренней поверхностью каналов, а также кассетного типа для саморегулируемых водонагревательных гелиоустановок.

**Ключевые слова:** солнечный коллектор, теплоприемная панель, витая внутренняя поверхность, панель кассетного типа, саморегулируемая водонагревательная гелиоустановка

### 1. Введение

Получение низкопотенциального тепла для систем горячего водоснабжения и отопления различных потребителей является одной из наиболее востребованных технологий использования солнечной энергии. В мировой практике для этой цели в основном применяются плоские или трубчатые вакуумированные солнечные коллекторы (СК) [1]. Общая площадь установленных солнечных коллекторов в составе различных гелиоустановок составила в мире 684 млн. м<sup>2</sup> [2]. Однако в последнее время темпы внедрения уменьшаются [1] и производство СК падает несколько лет подряд. На европейском рынке СК наблюдается застой: объём ввода коллекторов в эксплуатацию падает с 2009 г. С этого момента времени основной задачей европейской гелиотехнической науки является поиск путей снижения стоимости СК и систем в целом [1].

### 2. Актуальность

В работе [3] рассмотрены и обоснованы основные резервы повышения эффективности использования солнечной тепловой энергии в системах теплоснабжения. Среди них особо отмечено совершенствование схемных решений гелиосистем, основного и вспомогательного оборудования, режимных параметров с применением простейших саморегулирующихся активных элементов, способных оказывать управляющее влияние на гидродинамику неизотермического потока жидкости в системе и на её тепловую эффективность при малых удельных расходах теплоносителя через солнечный коллектор. Это позволяет создавать простые и надёжные в эксплуатации технические решения, такие как: самодренлируемая гелиоустановка (СДГ), саморегулируемый стратификационный аккумулятор теплоты, саморегулируемый термосифонный гелиоконтур и др. [3]. При этом для обеспечения эффективной и надёжной работы в саморегулируемых гелиоустановках к основному их элементу - СК предъявляются повышенные требования по тепловым и гидравлическим параметрам.

В связи с этим, в создавшейся ситуации застоя международного рынка СК, востребованности простых и высокотехнологичных решений по повышению тепловой эффективности путём совершенствования конструкций плоских солнечных водонагревательных коллекторов (СВК) и технологии их изготовления является в настоящее время весьма актуальной задачей, решение которой имеет определённый научный и практический интерес.

### 3. Мировой опыт разработки лучепоглощающих листотрубных теплоприемных панелей

Основным элементом СВК служит плоская лучепоглощающая листотрубная теплоприемная панель (ЛТП), через которую циркулирует теплоноситель, отводящий полезную тепловую энергию от СВК. От конструкции ЛТП зависят как теплотехнические, так и гидравлические характеристики СВК. Поэтому для СВК саморегулируемых гелиоустановок были разработаны новые конструкции ЛТП на уровне полезных моделей с повышенными теплотехническими и улучшенными гидравлическими характеристиками.

Для этого изучены и проанализированы преимущества и недостатки имеющихся в литературе новых технических решений на уровне изобретений лучепоглощающих ЛТП по сравнению с

классическими решениями [4, 5], для которых тепловые и гидравлические параметры являются хорошо исследованными.

Классический вариант конструкции лучепоглощающей ЛТП представляет собой зачерненную металлическую пластину с полуканавками, на которые уложены и закреплены с помощью струбцин, хомутов или пайки ряд параллельных труб, соединенных между собой общими подводящим и отводящим гидравлическими каналами, обеспечивающими равномерное распределение потока теплоносителя по теплоотводящим каналам [5].

В последние годы разработаны и все более широко применяются в странах западной Европы конструкции листотрубных лучепоглощающих штампо-сварных и прокатно-сварных теплоприёмных панелей, а также панелей из труб с продольными ребрами, полученными способом экструзии, которые имеют идеальные тепловые контакты между лучепоглощающей пластиной и трубами (теплоотводящими каналами) (рис.1).

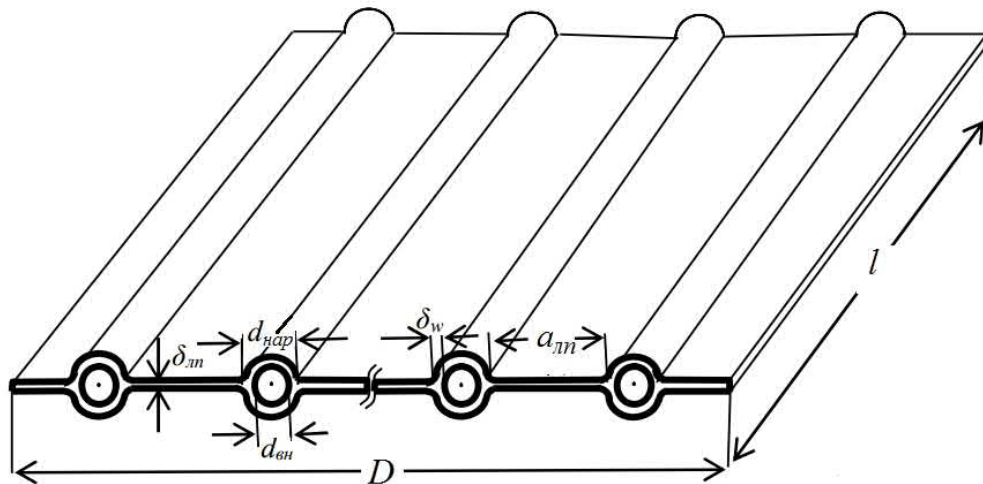


Рис.1. Принципиальная схема лучепоглощающей листотрубной теплоприёмной панели плоских СВК для нагрева жидкого теплоносителя, изготовленной методом экструзии:  $D$  и  $l$  - ширина и длина панели;  $a_{лп}$  и  $d_{лп}$  - соответственно, ширина (межтрубное расстояние) и толщина лучепоглощающей пластины;  $d_{нар}$ ,  $d_{вн}$  и  $\delta_w$  - соответственно, наружный, внутренний диаметры и толщина стенки теплоотводящего канала [5]

На тепловую эффективность такой лучепоглощающей ЛТП большое влияние оказывают два фактора: межтрубное расстояние  $a_{лп}$  (рис.1) и площадь поверхности теплообмена между теплоносителем и плоской панелью [4]. Так, например, чем чаще расположены теплоотводящие каналы, тем выше теплосъём за счёт сокращения межтрубное расстояние  $a_{лп}$  и увеличения площадь поверхности теплообмена между теплоносителем и плоской панелью, а значит и тепловая эффективность ЛТП. Идеальным является расположение каналов впрыток, т.е. когда  $a_{лп}=0$  и поверхность теплообмена между теплоносителем и плоской панелью максимальна. Однако при этом возникают технические трудности соединения каналов ЛТП с раздающими и сборными гидравлическими коллекторами, подводящими и отводящими теплоноситель.

Поэтому с точки зрения межтрубного расстояния  $a_{лп}$  и обеспечения максимальной поверхности теплообмена между теплоносителем и плоской панелью возможны два подхода повышения тепловой эффективности лучепоглощающей ЛТП. Это оптимизация конструкции при заданном значении  $a_{лп}$  и путём сокращения величины  $a_{лп}$  до минимума и увеличения поверхности теплообмена между теплоносителем и плоской панелью до максимума.

В патенте [6] предложена листотрубная теплоприёмная панель гелиоколлектора (рис. 2), в которой повышение тепловой эффективности ЛТП осуществляется на основе оптимизации её конструкции при заданном значении  $a_{лп}$ . Панель состоит из трубки 2 для циркуляции теплоносителя 4 и соединенных с ней продольно с двух сторон теплоприёмных листов 1. Для повышения поверхности теплообмена внутри трубки 2 имеются выступы 3. Работа цельного профиля с выступами 3 на внутренней поверхности трубки происходит следующим образом.

Солнечные лучи нагревают листы 1, от которых тепло передается трубке 2 с выступами 3. Протекающий по трубке теплоноситель 4 контактирует с развитой внутренней поверхностью трубки 2 выступами 3, снимая аккумулялируемое тепло.

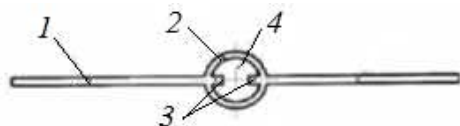


Рис. 2. Конструкция листотрубной теплоприемной панели с выступами на внутренней поверхности трубки

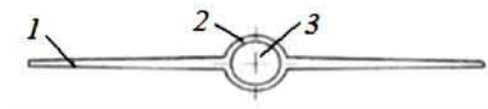


Рис. 3. Конструкция листотрубной теплоприемной панели с переменной толщиной листа с его утолщением по направлению к трубке

Недостатком панели является то, что выступы 3, кроме увеличения его металлоемкости, создают дополнительное гидравлическое сопротивление потоку жидкости. Это приводит, например, к увеличению времени опорожнения СДГ при остановке насоса и требует дополнительных затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя насосом при его работе.

Известна также листотрубная теплоприемная панель гелиоколлектора [7] рис.3, состоящего из теплоприемного листа 1 и трубки 2 для теплоносителя 3, размещенной в середине листа. Поверхность теплоприемного листа выполнена с селективным покрытием из оксида алюминия, который наносится методом электрохимического анодирования. Поверхность рифленая, а толщина листа выполнена переменной с утолщением к трубке для теплоносителя. Солнечные лучи падают на рифленую поверхность тепловоспринимающего листа 1 и нагревают его, аккумулированное тепло передается трубке 2 по увеличивающейся толщине листа и нагревают теплоноситель 3.

Недостатком панели гелиоколлектора является то, что внутренняя поверхность теплоотводящего канала гладкая, неразвитая и, что утолщение листа 1 к трубке 2 увеличивает её металлоёмкость.

#### 4. Разработка конструкций лучепоглощающих листотрубных теплоприемных панелей для саморегулируемых гелиоустановок

Задачей создания новой конструкция лучепоглощающей ЛТП путём оптимизации её конструкции при заданном значении алп является максимальное повышение эффективности теплосъёма при уменьшении гидравлического сопротивления трубки для обеспечения надёжной работы в СДГ.

Поставленная задача решается за счет увеличения площади теплообмена, а также придания струе теплоносителя эффекта крутки, для чего теплоотводящий канал выполнен из витой трубки [8, 9]. На рис.4 показано поперечное сечение (а) и общий вид (б) разработанной авторами конструкции листотрубной теплоприемной панели гелиоколлектора с витой внутренней поверхностью.

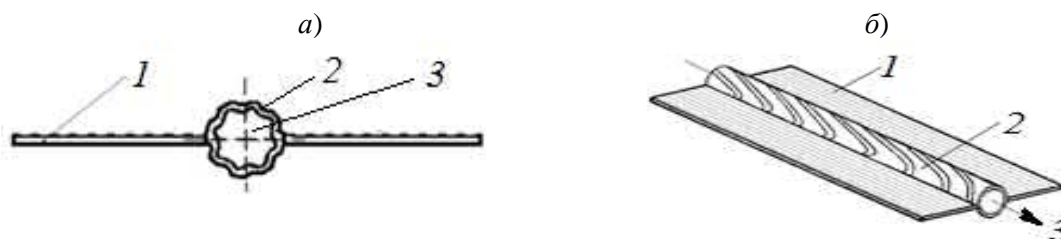


Рис. 4. Поперечное сечение (а) и общий вид (б) разработанной конструкция листотрубной теплоприемной панели гелиоколлектора с витой внутренней поверхностью: 1-теплосъёмные листы профиля; 2- встроенная в профиль витая трубка; 3- теплоноситель

Витая внутренняя поверхность теплоотводящего канала дополнительно дает увеличение площади теплообмена, при этом придает потоку жидкости винтовое закручивание, тем самым равномерно распределяя теплообмен на всех слоях и зонах жидкости, обеспечивая максимальный и эффективный теплосъём и уменьшение гидравлического сопротивления. Для наилучшего поглощения солнечной радиации поверхность теплоприемной панели выполнена рифлёной. Кроме того, поверхность теплоприемной панели выполнены с селективным покрытием из оксида алюминия, наносимого методом электрохимического анодирования.

Листотрубная теплоприемная панель гелиоколлектора работает следующим образом. Солнечные лучи нагревают рифленую поверхность панели 1 с селективным покрытием, от которого тепло передается непосредственно теплоотводящему каналу 2, которая изготовлена своеобразной витой закруткой, где по развитой внутренней поверхности трубки протекает теплоноситель 3,



закручиваясь и снимая аккумулируемое тепло. Закручивание потока жидкости внутри витой трубки 2 приводит к утоньшению теплового и гидродинамического пограничных слоёв на её внутренней поверхности и к снижению термического и гидравлического сопротивления, что повышает интенсивность теплоотдачи и снижает гидравлические потери.

Данная конструкция даёт возможность максимально повысить эффективность теплосъёма с поверхности панели гелиоколлектора при уменьшении гидравлического сопротивления трубки для циркуляции теплоносителя при заданном межтрубном расстоянии алп.

Дальнейшее повышение эффективности теплосъёма с поверхности панели гелиоколлектора возможно путём сокращения величины алп до минимума и увеличения поверхности теплообмена между теплоносителем и плоской панелью до максимума.

Для увеличения площади теплообмена между теплоносителем и плоской панелью разработана [10] конструкция плоской лучепоглощающей теплообменной панели кассетного типа 1 в виде цельного металлического профиля (рис.5, а), в котором теплоотводящие гидравлические каналы 2 выполнены в форме удлиненных эллипсов равномерно размещенных по всему поперечному сечению плоской теплообменной панели. Они проходят по всей длине панели, создавая большую площадь теплообмена между теплоносителем и панелью. Для наилучшего поглощения солнечной радиации поверхность 5 плоской теплообменной панели выполнена рифленой с селективным покрытием из оксида алюминия, наносимого методом электрохимического анодирования.

Плоские теплообменные кассетные панели собираются последовательным присоединением друг к другу посредством расположенных на краях замков 8 типа «шип-паз» (рис.5, в). После сборки кассетные панели вставляются в подводящий 6 и отводящий 7 гидравлические коллекторы (рис.5, б).

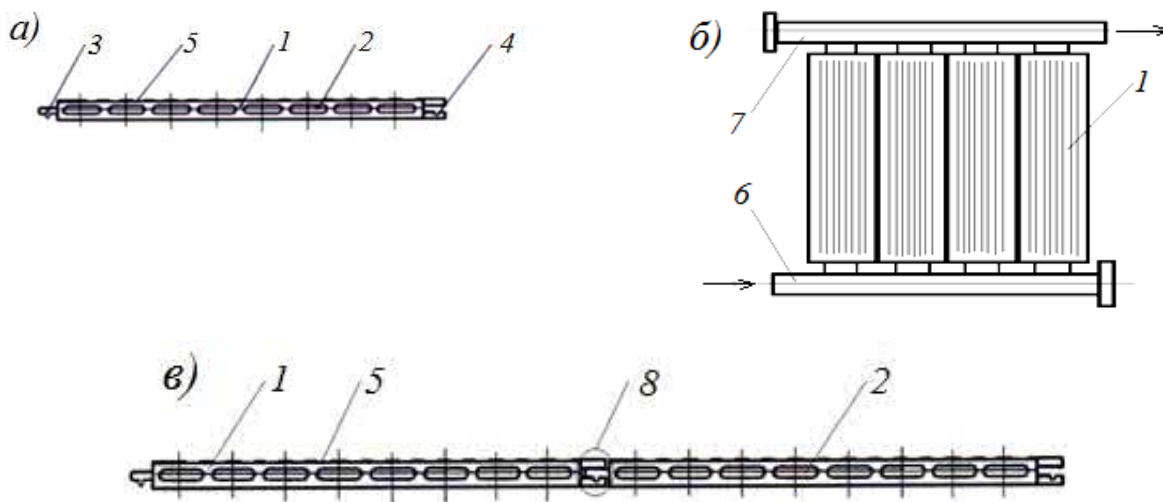


Рис.5. Плоская лучепоглощающая теплообменная панель кассетного типа (а), сборка панели (б) и её общий вид (в): 1- плоская лучепоглощающая теплообменная панель кассетного типа; 2 – теплоотводящий гидравлический канал в форме удлиненного эллипса; 3 – шиповая часть замка; 4 – пазовая часть замка; 5 - рифленая поверхность панели; 6 и 7 - подводящий и отводящий гидравлические коллекторы; 8 - замок типа «шип-паз»

## 5. Выводы

Разработаны новые конструкции плоских солнечных коллекторов с витой внутренней поверхностью каналов, а также кассетного типа, обладающие повышенными теплотехническими и гидравлическими характеристиками для саморегулируемых водонагревательных гелиоустановок.

Работа была выполнена при поддержке Министерства по инновационным технологиям Республики Узбекистан в рамках фундаментального гранта БВ-М-ФЗ-003 и прикладного гранта ФА-Атех-2018-421.

## ЛИТЕРАТУРА

[1] Фрид С.Е., Лисицкая Н.В. Современные солнечные коллекторы: типичные параметры и тенденции их изменения// Гелиотехника. – 2018. – №2. – С.27-37.

- [2] Weiss W., Spörk – Dür M. “Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2019. Detailed Market Figures 2018. 2020 edition”. Available: [www.ieashc.org/data/sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2020.pdf](http://www.ieashc.org/data/sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2020.pdf).
- [3] Рашидов Ю.К., Рашидов К.Ю., Мухин И.И., Х.Т. Суръатов, Ж.Т. Орзиматов, Ш.Ш. Каршиев Основные резервы повышения эффективности использования солнечной тепловой энергии в системах теплоснабжения// Гелиотехника. – 2019. – №1, Том 55, С.19-37.
- [4] Даффи Дж., Бекман У. Основы солнечной теплоэнергетики. – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2013. – 888 с.
- [5] Авезова Н.Р. Комплексная оптимизация параметров листотрубных лучепоглощающих теплообменных панелей плоских солнечных коллекторов для нагрева жидкого теплоносителя // Гелиотехника. – 2011. – №1. – С.8-15.
- [6] Патент KZ №1627 F24J 2/00 (2006.01) от 31.08.2016 г. Байсеитов Д.М., Тыныштыкбаев К.Б. Листотрубная теплопременная панель гелиоколлектора.
- [7] Патент KZ №1583 F24J 2/00 (2006.01) от 29.07.2016 г. Байсеитов Д.М., Тыныштыкбаев К.Б. Листотрубная теплопременная панель гелиоколлектора.
- [8] Рашидов Ю.К., Рашидов К.Ю., Исмаилов М.М., Махамаджанова Д.А. Разработка энергоэффективного солнечного коллектора для самодренируемых гелиоустановок// Международная научно-практическая конференция “Актуальные проблемы внедрения инновационной техники и технологий на предприятиях по производству строительных материалов, химической промышленности и в смежных отраслях”. 3 – том. Фергана: ФерПИ, 2019.- С. 95-97.
- [9] Патент UZ № FAP 01472. F24 S 10/75 (2018/01)/ Авезов Р.Р., Авезова Н.Р., Рашидов Ю.К., Абдухамидов Д.У. Рашидов К.Ю. Листотрубная теплоприемная панель гелиоколлектора. Расмий бюллетень 2020, №2 (226). - 112 б.
- [10] Патент UZ № FAP 01490. F24 S 10/75 (2018/01) /Авезов Р.Р., Рашидов Ю.К., Рашидов К.Ю. Плоская лучепоглощающая теплообменная панель. Расмий бюллетень 2020, №4 (228).- 82 б.
- [11] Патент UZ № FAP 01504. F24S 10/75 (2018.01)/ Авезов Р.Р., Авезова Н.Р., Рашидов Ю.К., Абдухамидов Д.У. Рашидов К.Ю. Способ изготовления теплоприёмной панели гелиоколлектора. Расмий бюллетень 2020, №6 (230).- 85 б.



## МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ МОЩНОСТЬЮ 130 кВт ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УГЛАХ НАКЛОНА И АЗИМУТА

Матчанов Н.А., Ким О.С., Бутунбаев Б.Н.

Международный институт солнечной энергии

Ташкент, 100084, Узбекистан, e-mail: info@isei.uz, ул. Чингиз Айтматова, 2 Б – дом, корпус 2

### Аннотация

В данной работе представлены результаты исследования выходных параметров фотоэлектрической станции (ФЭС) мощностью 130 кВт интегрированной к электрической сети. Выполнены моделирование работы ФЭС в программном комплексе Solarius PV и сравнение с полученными экспериментальными результатами, при различных наклонах и азимутах блоков модулей. Установлено, что при повышении угла наклона массивов объем выработки электроэнергии в зимний период (ноябрь, декабрь, январь) увеличен, несмотря на незначительное уменьшение общего объема вырабатываемой энергии по сравнению с условием максимальной мощности. Такой высокий угол наклона является одним из эффективных методов производства большей электрической энергии для отопления объектов. Показано, что при угле наклона 30° и азимуте массивов -90° (массив направлен на восток), выработка электроэнергии ФЭС уменьшается на 15% по сравнению с югом (азимут 0°).

**Ключевые слова:** фотоэлектрическая система, электростанция, солнечная энергия, Solarius PV, программное обеспечение для моделирования

### 1. Введение

Как известно, фотоэлектрическая станция (ФЭС) мощностью 130 кВт подключенная к электрической сети в Папском районе Наманганской области функционирует с декабря 2014 года. В данной работе представлены результаты сравнительного исследования выходных параметров ФЭС и результатов моделирования с использованием программного комплекса Solarius PV. Также, проведен сравнительный анализ измеренную реальную электрическую энергию за один год (в течение 2017 ~ 2018гг.) с контрольными значениями и результатами моделирования Solarius PV [1]. В табл. 1 приведены результаты сравнительного анализа. Контрольные значения были представлены корейскими специалистами на основе данных мониторинга ФЭС в 2015г [2].

Таб. 1: Сравнение результатов измерений с контрольными значениями и результатами моделирования.

Месяцы	Измеренные значения (Т: 30°, А: -25°) (МВт·ч)	Контрольные значения (Т: 30°, А: -25°) (МВт·ч)	Вариации (%)	Результаты симуляции (Т:30°, А:-25°) (МВт·ч)	Вариации (%)
Январь	1.895	9.003	-78.9	9.328	-80.0
Февраль	8.752	10.590	-17.3	10.090	-13.2
Март	12.082	15.007	-19.4	11.693	+3.3
Апрель	16.216	16.859	-3.8	15.117	+7.2
Май	17.081	18.415	-7.2	19.154	-10.8
Июнь	17.942	18.835	-4.7	20.707	-13.3
Июль	20.222	20.127	+0.4	22.182	-8.8
Август	17.651	20.080	-12.0	21.372	-17.4
Сентябрь	16.233	18.344	-11.5	18.945	-14.3
Октябрь	10.882	15.559	-30.0	14.707	-26.0
Ноябрь	5.723	11.453	-50.0	9.811	-41.6
Декабрь	2.177	7.364	-70.4	7.181	-69.6
Всего	146.856	181.636	-19.1	180.292	-18.5

Согласно приведенной выше таб. 1, реальная вырабатываемая энергия значительно ниже период зимнего сезона (ноябрь, декабрь, январь). Вырабатываемая фотоэлектрическая мощность ФЭС увеличивается со снижением температуры, обратно пропорционально. Тем не менее, вырабатываемая мощность ФЭС в течение зимнего сезона была существенно мала. Согласно отчету 2016 года, одной из основных причин, по-видимому, являются проблемы с качеством электроэнергии, такие как перебои в подаче электроэнергии и пониженное напряжение.

Система подключена к сети, поэтому фотоэлектрические преобразователи перестают работать, когда происходит не только отключение электроэнергии от сети, но и когда напряжение сети находится за пределами выходного допуска преобразователя. Даже после нормализации электросети, инвертор перезапустится примерно через 5 мин. Таким образом, если качество электроэнергии энергосистемы больше или меньше эталонного, фотоэлектрическая мощность уменьшается, несмотря на интенсивную солнечную радиацию. Подобные проблемы с качеством электроэнергии, по-видимому, вызваны плановыми отключениями электричества и повышенным напряжением для систем водяных насосов в сельском хозяйстве подключенных к высоковольтной линии, а также снижением напряжения в связи с увеличением потребности в электроэнергии в домашних хозяйствах в зимний период для обогрева помещений.

## 2. Анализ результатов измерений и моделирования

Используя Solarius PV для ФЭС мощностью 130 кВт, нами проведены различные варианты моделирования с различными углами наклона и азимутом фотоэлектрических массивов, чтобы изучить, насколько они влияют на выход электрической энергии, и в табл.2 приведены результаты моделирования [3-4].

Вариант 1: Нахождение оптимального угла наклона и азимута для максимальной выработки ФЭС.

Результатом максимальных углов наклона и азимута мощности с использованием программного обеспечения Solarius PV был угол наклона  $30^\circ$  и азимут  $0^\circ$  (юг). Текущий азимут  $-25^\circ$  (юго-восток). Но сравнение между текущими условиями (наклон  $30^\circ$  по азимуту  $-25^\circ$ ) и условиями максимальной выработки (наклон  $30^\circ$ , азимут 0 градусов) показало, небольшую разницу и составляет около 2479 кВт·ч в год. Поэтому, текущее установленное состояние (угол наклона  $30^\circ$  по азимуту  $-25^\circ$ ) считается оптимально установленным в соответствии с топографией участка [5].

Вариант 2: Влияние различных наклонов.

При увеличении угла наклона с  $40^\circ$  до  $50^\circ$  в южном направлении (азимут  $0^\circ$ ) количество годовой выработки электроэнергии немного уменьшается, но (январь) увеличивается по сравнению с условиями максимальной выработки (наклон  $30^\circ$ , азимут  $0^\circ$ ). Таким образом, если в зимний сезон требуется больше электроэнергии, рекомендуется увеличить угол наклона. Кроме того, чем больше угол наклона, тем меньше пыли будет скапливаться на модулях. Поэтому повышение угла наклона является одной из мер противодействия в пыльных зонах. Кроме того, когда наклон был уменьшен до  $20^\circ$  в южном направлении (азимут  $0^\circ$ ), выработка электроэнергии немного снизилась.

Таб. 2: Моделирование при различных углах наклона и азимута фотоэлектрических массивов.

Месяцы	Текущий (Т:30° А:-25°) (МВт·ч)	Условие максимальной выработки (Т:30°, А:0°) (МВт·ч)	Низкий наклон (Т:20° А: 0°) (МВт·ч)	Высокий наклон		Азимут: Восток (Т:30° А: -90°) (МВт·ч)
				(Т:40° А: 0°) (МВт·ч)	(Т:50° А: 0°) (МВт·ч)	
Январь	9.328	9.727	8.694	10.515	11.042	5.944
Февраль	10.090	10.428	9.682	10.923	11.152	7.186
Март	11.693	11.895	11.567	11.967	11.779	9.639
Апрель	15.117	15.224	15.259	14.860	14.175	13.619
Май	19.154	19.152	19.675	18.207	16.870	18.312
Июнь	20.707	20.615	21.514	19.320	17.599	20.387
Июль	22.182	22.120	22.931	20.839	19.085	21.540
Август	21.372	21.444	21.662	20.722	19.515	19.597
Сентябрь	18.945	19.283	18.738	19.363	18.965	15.405
Октябрь	14.707	15.183	14.189	15.801	16.031	10.597
Ноябрь	9.811	10.210	9.204	10.964	11.443	6.407
Декабрь	7.181	7.484	6.695	8.093	8.502	4.616
Всего	180.292	182.771	179.816	181.580	176.163	153.253

Вариант 3: Восточный азимут.

В крайних случаях, когда ФЭС установлена в восточном направлении (наклон  $30^\circ$ , азимут  $-90^\circ$ ), количество вырабатываемой энергии уменьшалось примерно на 15%.

## **Заключение**

Таким образом, осуществлено моделирование ФЭС мощностью 130 кВт в Папском районе Наманганской области с использованием Solarius PV и проанализирована годовая выработка электроэнергии в период 2017–2018гг. Показано, что программное обеспечение Solarius PV для моделирования ФЭС полезно и эффективно применимо для проверки и проектирования фотоэлектрических систем различной мощности.

Анализ годовой выработки электроэнергии Папской ФЭС мощностью 130 кВт показало, что выработка ФЭС электроэнергии в зимний сезон (ноябрь, декабрь, январь), снизилась до 80%. Основной причиной являются проблемы качества электроэнергии (перебои, перенапряжение и пониженное напряжение).

Установлено, что оптимальным углом наклона и азимут фотоэлектрических массивов станции являются, угол наклона  $30^\circ$  и азимут на юг ( $0^\circ$ ). Выявлена разница энергии равной 2,447 МВт·ч/год, генерируемой между текущим условием (наклон  $30^\circ$ , азимут  $-25^\circ$ ) и условием максимальной мощности (наклон  $30^\circ$ , азимут  $0^\circ$ ) ФЭС. Предполагается, что, учитывая топографию формы участка, текущий угол азимута является одним из лучших вариантов.

Установлено, что при повышении угла наклона массивов объем выработки электроэнергии в зимний период (ноябрь, декабрь, январь) увеличен, несмотря на незначительное уменьшение общего объема вырабатываемой энергии по сравнению с условием максимальной мощности. Такой высокий угол наклона является одним из эффективных методов производства большей электрической энергии для отопления объектов.

Показано, что при угле наклона  $30^\circ$  и азимуте массивов  $-90^\circ$  (массив направлен на восток), выработка электроэнергии ФЭС уменьшается на 15% по сравнению с югом (азимут  $0^\circ$ ).

## **Литературы**

- [1] Umar N., Bora B., et al. Comparison of Different PV Power Simulation Software: Case Study on Performance Analysis of 1 MW Grid-Connected PV Solar Power Plant, International Journal of Engineering Science Invention (IJESI), Volume 7 Issue 7 Ver II, July 2018, PP 11-24.
- [2] Khaitmukhamedov A., Vokhidov A., Uzbekistan Renewable Energy Short Overview: Programs and Prospects, International Journal of Energy and Smart Grid, Vol 2, Number 2, 2017.
- [3] <https://www.accasoftware.com/en/solar-design-software/photovoltaic-software> (Solarius-PV) site Accessed as on Oct. 2019.
- [4] Diaconu A., Crăciunescu D., et al. Estimation of Electricity Production for a Photovoltaic Park Using Specialized Advanced Software, International Solar Energy Society, 2016.
- [5] FARA L., DIACONU A., CRĂCIUNESCU D., Forecasting of Energy Production and Operational Optimization for Photovoltaic Systems, Academy of Romanian Scientists Series on Physics and Chemistry Sciences, Volume 2, Number 1/2017.

## ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЛЛОГЕНАММОНИЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ КАОЛИНОВОГО И НЕБОКСИТОВОГО СЫРЬЯ

Рахимов Р.Х.<sup>1</sup>, Арсланов Ш.С.<sup>2</sup>, Рашидов Х.К.<sup>1</sup>, Рашидов Ж.Х.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт материаловедения НПО «Физика-Солнца»

Республика Узбекистан, Ташкентская область, Паркентский район, поселок «Солнце», Почтовый индекс: 102226, e-mail: info@imssolar.uz

<sup>2</sup>Филиал Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина в г. Ташкенте

Республика Узбекистан, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, улица Дурмон йули, 34, Почтовый индекс: 100125, e-mail: info@gubkin.uz

### Аннотация

Используемые в настоящее время технологии переработки минерального сырья имеют ряд недостатков, связанных с экологией, они применимы лишь для определенных типов руд с жесткими требованиями по качеству их обогащения. Но, как правило, минеральное сырье является комплексным (сложным) по составу. А при некомплексном использовании полезных ископаемых остается значительное количество промышленных отходов, отрицательно воздействующих на природу. Поэтому сегодня необходимы принципиально новые технические решения – такие технологии, которые позволяли бы осуществлять комплексную переработку алюмосиликатного сырья, с получением продуктов высокого качества.

**Ключевые слова:** каолин, гидрофторид аммония, излучения импульсной функциональной керамики (ИИФК), спекание, возгон гексафторсиликата аммония, регенерация, паропиролиз, глинозем.

### 1. Введение

Весь глинозем в различных странах мира практически получают из бокситов. Мировые запасы высококачественных бокситов ограничены и не обеспечивают развитие алюминиевой промышленности на длительную перспективу. Узбекистан относится к странам, очень богатым различными видами алюмосиликатов и достаточно бедной по запасам бокситов. Поэтому разработка новых и совершенствование уже имеющихся способов переработки алюмосиликатного сырья представляет несомненный практический интерес.

Состояние вопроса.

Алюминий содержится более чем в 250 минералах, значительная часть которых представлена алюмосиликатами. Однако в производстве глинозема экономически целесообразно использование минеральных образований с содержанием не менее 20...25 % оксида алюминия. В Узбекистане представлены следующие минералы: алунит  $(K,Na)_2SO_4 \cdot Al_2(SO_4)_3 \cdot 4Al(OH)_3$ , каолинит  $3Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$  и различные глинистые образования на его основе [1,2].

Площадь Ангреновского каолино-угольного месторождения 70 км<sup>2</sup>, запасы бурых углей составляют 2,5 млрд. т, а каолиновых глин – 15 млрд. т (таб. 1). Разработку месторождения открытым способом осуществляет угольный разрез «Ангреновский», добыча которого составляет 3 млн. т бурых углей, используемых для энергетических и бытовых нужд.

Попутно с углем ежегодно извлекается, вывозится и складывается во внутренних и внешних отвалах более 12 млн. м<sup>3</sup> вскрышных пород.

Таб. 1: Утвержденные запасы вторичных каолинов Ангреновского месторождения

Наименование	Запасы по категориям		
	A+B+C	C2	ВСЕГО
Серые каолины	152,3	247,7	400,0
Пестроцветные каолины	113,2	526,6	638,8
ВСЕГО	265,5	774,3	1038,8

Детально разведанные и утвержденные запасы каолиновых глин Ангреновского месторождения составляют 900 млн. т, из которых 428 млн. т утверждены как сырье для получения глинозема и алюминия [2]

В классическом методе ВАМИ - спекания с известняком и содой диоксид кремния связывают в ортосиликат кальция  $2CaO \cdot SiO_2$  путем термической обработки шихты в открытых вращающихся печах при температуре 1100...1200 °С [3]. Данный процесс требует больших затрат топлива и электрической энергии, осуществляется при значительных трудовых и эксплуатационных расходах,

а также сопровождается существенным экологическим воздействием на воздушный бассейн (выбросы пыли, щелочные возгоны, газообразные продукты горения топлива и др.). При последующей гидрохимической обработке спека двухкальциевый силикат частично растворяется в алюминатных растворах, а диоксид кремния переходит в фазу гидроалюмосиликата натрия (ГАСН), обогащая отвальный шлак оксидами натрия и алюминия. Твердый остаток является экологически вредным из-за активности ГАСН, присутствия в нем свободного  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  и неустойчивого ортосиликата кальция, что требует его последующей утилизации в цементном производстве. Следует отметить, что себестоимость одной тонны глинозема, полученного при использовании этого метода, является максимальной [2].

Классический гидрохимический метод Пономарева-Сажина разработан группой специалистов Казахстана и Украины под руководством проф. В.Д. Пономарева и проф. В.С. Сажина в качестве альтернативы последовательному способу «Байер-спекание». Предложена замена обработки спеканием процессом гидрохимического выщелачивания в автоклавах при температуре 280...300 °С. С целью перевода кремнезема из фазы ГАСН в новую твердую фазу – натрокальциевый гидросиликат (НКГС) с молярным составом  $\text{Na}_2\text{O}\cdot\text{CaO}\cdot 2\text{SiO}_2\cdot\text{H}_2\text{O}$  – использовали концентрированные высокомолекулярные алюминатные растворы и эквивалентные добавки извести. Для регенерации оксида натрия, который в данной технологии полностью переходит из фазы ГАСН в НКГС, шлак подвергали обработке в слабощелочных растворах. Моносиликат кальция  $\text{CaO}\cdot 2\text{SiO}_2\cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , который образуется при этом, частично разрушается, и освобожденный диоксид кремния вновь переходит в фазу ГАСН [1].

Метод Пономарева-Сажина не был внедрен в производство в связи с отсутствием коррозионно-устойчивой аппаратуры, работающей в агрессивной щелочной среде при высоких температурах. Основным недостатком гидрохимического метода является очень большой оборот (около 20 моль  $\text{Na}_2\text{O}$  на один моль извлекаемого  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , тогда как в способе Байера эта величина не превышает 3,0...3,5) концентрированной щелочи и значительный расход теплоты на упаривание растворов [3].

Предложенный комбинированный метод переработки небокситового сырья (гидрохимия + спекание) [1,4] также имеет ряд недостатков. Так, для разложения алюмосиликатов требуются специальные автоклавы, где концентрация щелочей составляет 500 г/л  $\text{Na}_2\text{O}$  и температура пульпы достигает 300°C. Кроме того, выделение кристаллов алюминатов натрия с последующим их растворением в алюминатном растворе и регенерация автоклавного шлама связаны с трудностями аппаратного оформления. Полностью не решен вопрос реализации автоклавного шлама [4].

В кислотных методах переработки низкокачественных алюминиевых руд обычно используют серную, сернистую, соляную и азотную кислоты, которые позволяют относительно просто осуществить селективное разделение глинозема и кремнезема уже на стадии кислотной обработки руды, что является своего рода химическим обогащением бедной алюминиевой руды [5]. Практическое применение кислотных методов переработки выявило ряд существенных недостатков. В частности, для успешной переработки сырья необходимо дорогостоящее оборудование, выполненное из кислотостойких материалов, существенные затраты также связаны и с приобретением самих кислот, расход которых в ходе производственного процесса довольно велик. Применение кислотных способов ограничено следующими причинами: трудностью отделения кремнеземистого шлама от кислых растворов солей; сложностью очистки солей алюминия от железа; трудностью регенерации кислоты и применением кислотостойкой аппаратуры [5].

В настоящее время широкое распространение получила переработка минерального сырья фторидными методами. Еще недавно фториды использовали, в основном, в атомной промышленности для производства гексафторида урана, а в настоящее время крупнейшей областью использования фторидных технологий является производство фторполимеров. Широкое внедрение фторидных технологий в производство возможно только с развитием концепции замкнутого фторидного цикла, где фториды будут являться реагентом, в среде которых проходит химический процесс с исключением их расхода. Особенно выгодно использовать такой подход в процессах переработки минерального полиметаллического сырья, которое является основой отечественной промышленности. Фторидные технологии позволяют расширить ассортимент и глубину извлечения ценных компонентов из полиметаллических руд. Условием рентабельности фторидных технологий является использование фтора и фтороводорода в чистом виде, или в виде более технологичного фторида и бифторида аммония [6].

Физико-химические основы процессов переработки минерального сырья с помощью фторидов аммония заключаются в различии свойств фторметаллатов аммония. Как правило, некоторые фториды являются летучими и при нагревании испаряются или сублимируются, отделяясь от основной массы. Другие фториды являются растворимыми и могут выщелачиваться из массы, подвергнутой фторированию. Некоторые фториды подвергаются пирогидролу или имеют различные рН осаждения. Таким образом, после фторирования в расплаве фторида аммония получают смесь фторидов и фторметаллатов аммония. Варьируя различиями в физико-химических свойствах фторидов и фторметаллатов аммония можно подобрать режимы для полного разделения минеральной смеси на индивидуальные компоненты [7].

В основе фтороаммонийного цикла лежит возможность регенерации фторирующего агента. Доказано, что использование фторидов аммония позволяет вовлечь в химический передел сложно вскрываемые, спескшиеся силикатные породы и шлаки многих производств [8]. Возможность полной регенерации фторидов аммония предопределяет высокие экономические показатели технологии. Развитие процессов фторирования осуществляется по пути совершенствования реакций с участием фтора, фтористого водорода и фтористоводородной кислоты, применения разнообразных методов физической активации реакций фтора и газообразных фторидов [6]. Однако в горно-металлургической практике Узбекистана сравнительно малое внимание уделяется таким в общем уже традиционным фторирующим реагентам, как гидродифторид аммония ( $\text{NH}_4\text{HF}_2$ ) [8], которые возможно выделить на стадиях очистки фосфоритовых руд Джерой-Сардара от фтора.

Гидродифторид аммония в обычных условиях представляет собой твердое вещество, плавящееся при низкой температуре и обладающее довольно высокой реакционной способностью, которая может превосходить свойственную безводному фтористому водороду и фтористоводородной кислоте. Довольно широко исследованы реакции гидродифторида аммония с оксидами, сложными оксидами, металлами, некоторыми природными минералами, с оксидными рудами и концентратами. Сравнительно интенсивно проводятся разработки фторидной технологии переработки ильменитовых и цирконовых концентратов. В меньшей степени изучены реакции гидродифторида аммония с хлоридами металлов и простыми веществами [8]. Особое внимание уделяется фторидным технологиям вскрытия алюмосиликатного и силикатного сырья с получением промпродуктов  $(\text{NH}_4)_2\text{SiF}_6$ ,  $(\text{NH}_4)_3\text{AlF}_6$ . В последнее время на базе Томского политехнического университета и Амурского научного центра получила развитие фторидная технология химико-металлургического извлечения глинозема, кремнезема и других полезных компонентов с применением фторирующих реагентов – гидродифторида ( $\text{NH}_4\text{HF}_2$ ) и фторида ( $\text{NH}_4\text{F}$ ) аммония [9]. Указанные реагенты в отличие от фтора и фтористо-водородной кислоты при нормальных условиях не представляют существенной экологической опасности.

## **2. Задача исследования**

Является проверка фторидной технологии переработки алюмосиликатов на примере излучения импульсной функциональной керамики (ИИФК) обогащенного каолина месторождения «Альянс» Самаркандской области с целью комплексного извлечения глинозема, кремнезема и других компонентов.

## **3. Экспериментальная часть.**

Исследовали каолинит состава, %: 44,74  $\text{SiO}_2$ ; 37,4  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ; 1,28  $\text{CaO}$ ; 1,06  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ; 0,83  $\text{TiO}_2$ ; 0,47  $\text{MgO}$ ; 0,37  $\text{K}_2\text{O}$ ; п.п.п. – 13,44.

В качестве фторирующего реагента использовали бифторид аммония  $\text{NH}_4\text{HF}_2$ . Спекание осуществляли при температуре 170...220 °С. Пирогидролу с получением глинозема [10] выполняли в температурном интервале 350...700 °С, сублимацию с «сухим» разделением соединений алюминия и кремния – при температуре 350...400 °С. Получение аморфного кремнезема [11] проводили путем гидролиза гексафторсиликата аммония в водно-щелочном растворе при температуре 30...90 °С по реакции (13) при рН = 8...9.

Прокаливание аморфного кремнезема и кальцинацию глинозема осуществляли в муфельных электропечах при 700...1100 °С.

Применяемые дополнительные компоненты легко восстанавливаются с отсутствием твердых, жидких и газообразных отходов, что обеспечивает замкнутость цикла производства.

Степень превращения каолинита по объему выделившегося аммиака и по массе полученного спека соответственно равна 95,59 и 95,88 %. Это свидетельствует о высокой степени превращения

каолина по фторидной технологии. Сквозная степень извлечения  $\text{SiO}_2$  из каолина в наших экспериментах составила 84,8...94,8 %. Потери  $\text{SiO}_2$  имеют место во время спекания, а также связано с полной сублимацией и отмывки  $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ . Получаемый продукт обладает высокой степенью чистоты (98,23 %)\*. Вскрытие  $\text{SiO}_2$  из спека аммиачным способом показало возможность отделения  $\text{SiO}_2$  из раствора  $(\text{NH}_4)_2\text{SiF}_6$ . Степень извлечения  $\text{Al}_2\text{O}_3$  из каолина составила 84,8 %. По итогам проведенных экспериментов было разработано аппаратное оформление основных стадий технологической схемы получения диоксида кремния и оксида алюминия из обогащенного каолина месторождения Альянс.

В технологический процесс включены следующие операции: гомогенизация каолинита с гидрофторидом аммония, спекание, возгон и утилизация гексафторсиликата аммония методом десублимации, Паропиролиз гидролиза фторида алюминия с получением глинозема, а также регенерация фторирующего агента – бифторида аммония.

Основными достоинствами данной схемы являются:

выделение в процессе обескремнивания каолина - гексафторсиликата аммония, который также является товарным продуктом;

возможность прямого получения технического глинозема и муллитовой керамики;

выделение на этапах переработки чистых оксидов железа, марганца и титана, фторидов кальция и магния;

получение аммиачным гидролизом каолина, соединения  $(\text{NH}_4)_2\text{SiF}_6$ , из которого выделяют особо чистый оксид кремния сорта «белая сажа», широко используемый в различных областях промышленности и микроэлектроники;

экологичность производства: в процессе переработки каолина по данной схеме удается избежать образования больших количеств ядовитого газа  $\text{SiF}_4$ , который требует специальных условий переработки;

возможность регенерации фторирующего агента, что существенно снижает затраты производства;

Предлагаемая технология получения диоксида кремния и оксида алюминия позволит получать готовые продукты с содержанием не менее 95 % полезного компонента и достаточно низкой себестоимости.

#### **4. Выводы.**

1) Предложенная технология фторидной металлургии при комплексной переработке каолинов может конкурировать с широко применяемым процессом получения глинозема из бокситовых руд способом Байера и спекания. Данный метод также применим для извлечения глинозема из любых алюмосиликатных пород (анортозитов, нефелиновых сиенитов, алунитов и др.).

2) Разработанную технологию комплексной переработки каолиновых руд можно реализовать на стандартном опытно-промышленном и промышленном оборудовании с незначительной реконструкцией. Замкнутая технологическая схема комплексной переработки обеспечивает высокую степень извлечения алюминия, кремния, железа, титана и других полезных компонентов, а также гарантирует экологическую безопасность окружающей среды [10].

#### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Сажин В. С. Новые гидрохимические способы комплексной переработки алюмосиликатов и высококремнистых бокситов / В. С. Сажин. – М.: Металлургия, 1988. – 213 с.
2. Еремин Н. И. Процессы и аппараты глиноземного производства / Н. И. Еремин, А. Н. Наумчик, В. Г. Казаков. – М.: Металлургия, 1980. – 359 с.
3. Лайнер А. И. Производство глинозема / А. И. Лайнер. – М.: Металлургия, 1978. – 344 с.
4. Киселев И. М. Производство глинозема и химических продуктов при совместном спекании мариуполитов и каолиновых концентратов / И. М. Киселев // Цветная металлургия. – 1969. – № 16. – С. 35-37.
5. Производство глинозема: справочник. – М.: Металлургия, 1970. – 318 с.
6. Андреев А. А. Фтораммонийные технологии в переработке минерального сырья / А. А. Андреев, А. Н. Дьяченко // Фторидные технологии: сб. тез. докл. всерос. научн.практ. конф. – Томск: ТГПУ, 2009. – С. 87.
7. Андреев А. А. Фториды аммония в технологии переработки минерального сырья /
8. А. А. Андреев, А. Н. Дьяченко, Р. И. Крайденко // Там же. – С. 15.

9. Горячева Т. В. Разработка методов синтеза фторидов металлов IV с помощью гидрофторида аммония: дисс. на соискание ученой степени канд. хим. наук: 05.17.05 / Горячева Татьяна Валентиновна. – М.:, 2002. – 129 с.
10. Эффективные технологии для переработки небокситовых руд / В. С. Римкевич, Ю. Н. Маловицкий, С. А. Богидаев [и др.] // Известия вузов. Цветная металлургия. – 2008. – № 2. – С. 34-40.
11. Исследование процессов комплексной переработки небокситовых руд Дальневосточного региона России / В. С. Римкевич, Ю. Н. Маловицкий, Л. П. Демьянова [и др.] // Тихоокеанская геология. – 2006. – Т. 25. – № 3. – С. 66-74.



## ИСПЫТАНИЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ С ПОМОЩЬЮ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО СТЕНДА

Ахадов Ж., Расаходжаев Б., Ахмаджонов У., Авлокулов У.

Международный институт солнечной энергии

Узбекистан, 100084, Ташкент, ул. Ч. Айтматова 2Б, корпус 2, Тел: (+998-71) 235-03-77;

e-mail: ahadovj@mail.ru

### Аннотация

В работе приведен разработанный автоматизированный стенд и компьютерная программа тестирования для испытания фотоэлектрических модулей в реальных погодных условиях. Приведены испытательные стенды двух типов: одноосный и двухосный и результаты экспериментальных исследований на основе разработанных стендов и предназначенных для них программ.

**Ключевые слова:** фотоэлектрический модуль, испытательный стенд, тестирование, компьютерная программа тестирования, система слежения.

Для создания реальных условий тестирования фотоэлектрических модулей (ФЭМ) в мире применяются солнечные симуляторы. Также, выполняется тестирования физических характеристик ФЭМ в реальных условиях солнечного излучения. Наружную тестовую последовательность применяют для определения электрических и тепловых характеристик модулей, чтобы показать, насколько это возможно, в пределах разумных ограничений стоимости и времени, что модуль способен в целом выдерживать длительное воздействие климатических факторов на открытом воздухе. Фактический срок службы сертифицированных модулей будет зависеть от их конструкции, окружающей их среды и условий, при которых они работают [1-8].

Для изучения физических свойств фотоэлектрических модулей и станции на крыше здания Международного института солнечной энергии подготовлена специальная демонстрационная зона. Крыша здания сконструирована с учетом международных и национальных строительных норм и требований, предусмотренных при установке солнечных станций на кровле. Для монтажа ФЭМ установлены специальные тумбы с анкерными болтами, которые имеют систему заземления и молнии защиту. В данной работе представлены результаты разработанного автоматизированного испытательного стенда, который тестирует физические характеристики ФЭМ.

На основе проведенного анализа международных и национальных стандартов, а также на основе стандартов и требований к испытаниям ФЭМ, разработана принципиальная схема испытательного стенда ФЭМ (рис.1).

На испытательном стенде устанавливается два ФЭМ, и для получения высококачественного результата система слежения за солнцем работает автономно.

Поверхность стенда представляет собой ровную, горизонтальную площадку, удобную для крепления солнечных модулей. Система слежения ФЭМ должна быть ориентирована на Юг под углом 45°. Это значение угла наклона обеспечит круглогодичную и эффективную работу модулей. Для установки ФЭМ на плоской поверхности используется каркасная конструкция.

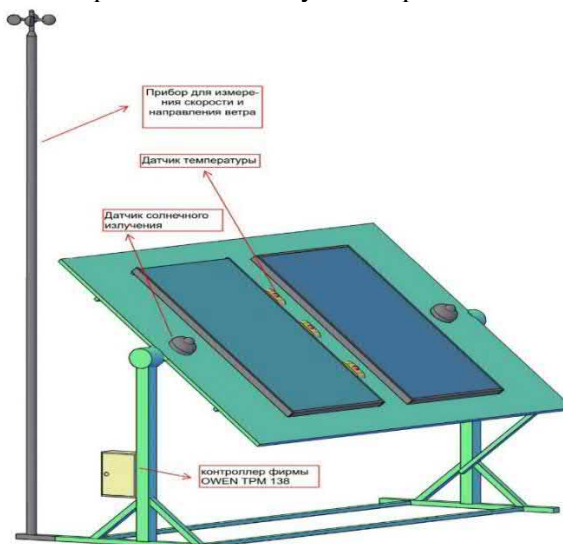


Рис.1. Схема испытательного стенда.

На рисунке 2. показаны разработанные испытательные стенды двух типов: одноосный и двухосный. Фотоэлектрический модуль установлен неподвижно на поверхности конструкции, а аккумулятор и схема управления расположены в нижней части системы.

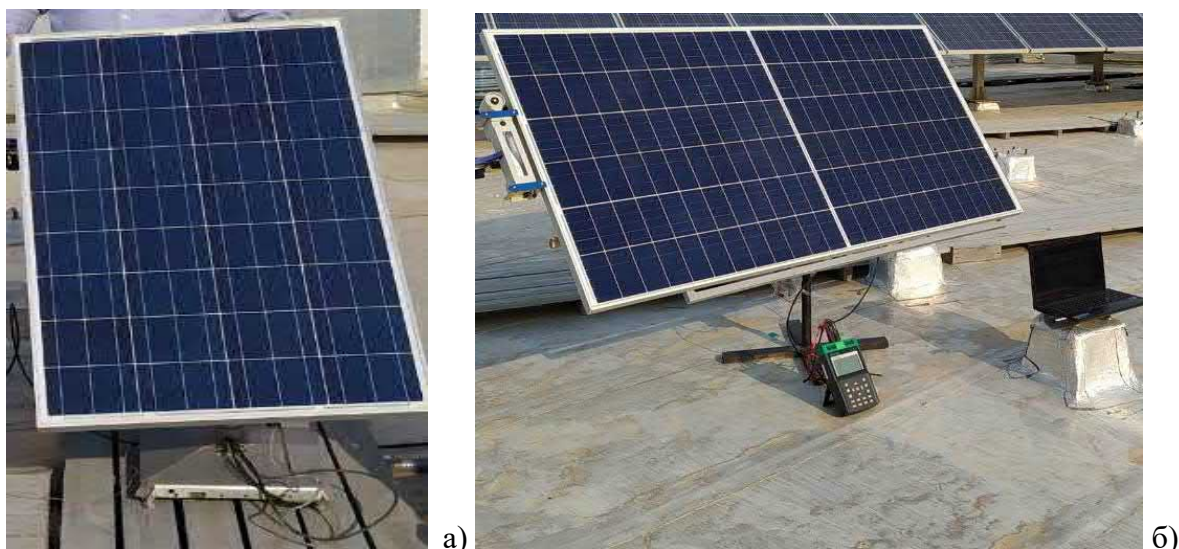


Рис.2. Разработанные испытательные стенды: а) одноосный; б) двухосный.

Все представленные современные измерительные приборы МИСЭ могут быть подключены к персональному компьютеру для одновременной обработки данных.

Для автоматического испытания ФЭМ разработана новая программа, которая позволяет сохранять, обрабатывать и получать зависимости разных параметров.

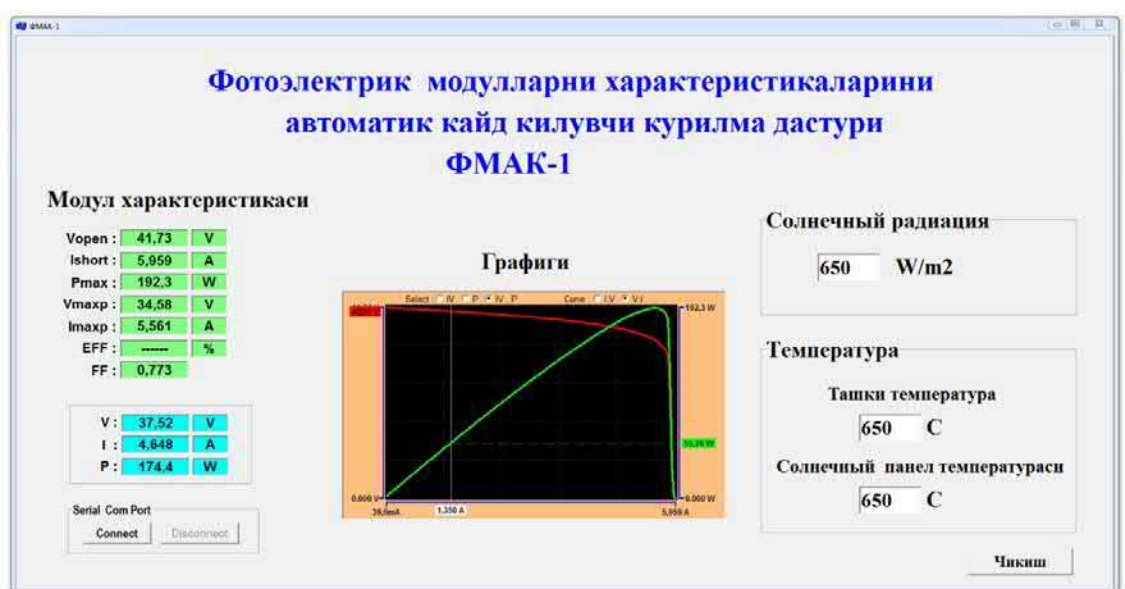


Рис.3. Разработанная программа для сохранения, обработки и получения зависимости разных параметров.

Собрана автоматизированная система тестирования фотоэлектрических модулей и проведены экспериментальные исследования по автоматизированному тестированию физических свойств фотоэлектрических модулей.

Данные испытательные стенды и разработанная программа автоматизированного испытания ФЭС позволяет получить следующие результаты исследований:

- 1) Испытываются физические параметры ФЭС разного типа в реальных условиях солнечного излучения, а также в климатических и географических условиях;
- 2) Все параметры от испытательных приборов фиксируются в компьютере и автоматически на основе разработанной программы обрабатываются и сохраняются в базе данных;

Таб.1: Скорость измерений с периодичностью в половину минуты

Время, мс	$U_{орен},$ В	$I_{short},$ А	$P_{max},$ W	$U_{max},$ В	$I_{max},$ А
Первый день измерение					
0:001	41,0	0,1	5,9	41,0	0,1
0:003	40,9	0,2	7,8	40,9	0,2
0:005	40,9	0,2	9,8	40,9	0,2
0:007	40,9	0,3	11,7	40,9	0,3
0:009	40,9	0,3	13,7	40,9	0,3
0:011	40,8	0,4	15,6	40,8	0,4
0:013	40,8	0,4	17,6	40,8	0,4
0:015	40,8	0,5	19,5	40,8	0,5
0:017	40,8	0,5	21,5	40,8	0,5
0:019	40,7	0,6	23,4	40,7	0,6
0:021	40,7	0,6	25,3	40,7	0,6
0:023	40,7	0,7	27,3	40,7	0,7
0:025	40,7	0,7	29,2	40,7	0,7
0:027	40,6	0,8	31,1	40,6	0,8
0:029	40,6	0,8	33,1	40,6	0,8
0:031	40,6	0,9	35,0	40,6	0,9
0:033	40,6	0,9	36,9	40,6	0,9
0:035	40,5	1,0	38,8	40,5	1,0
0:037	40,5	1,0	40,7	40,5	1,0
0:039	40,5	1,1	42,6	40,5	1,1
0:041	40,5	1,1	44,6	40,5	1,1
0:043	40,4	1,1	46,5	40,4	1,1
0:045	40,4	1,2	48,4	40,4	1,2
0:047	40,4	1,2	50,3	40,4	1,2
0:049	40,4	1,3	52,2	40,4	1,3
0:051	40,3	1,3	54,1	40,3	1,3
0:053	40,3	1,4	56,0	40,3	1,4
0:055	40,3	1,4	57,8	40,3	1,4
0:057	40,2	1,5	59,7	40,2	1,5
0:059	40,2	1,5	61,6	40,2	1,5
0:061	40,2	1,6	63,5	40,2	1,6
0:063	40,2	1,6	65,4	40,2	1,6
0:065	40,1	1,7	67,3	40,1	1,7
0:067	40,1	1,7	69,1	40,1	1,7
0:069	40,1	1,8	71,0	40,1	1,8
0:071	40,1	1,8	72,9	40,1	1,8
0:073	40,0	1,9	74,7	40,0	1,9
0:075	40,0	1,9	76,6	40,0	1,9
0:077	40,0	2,0	78,5	40,0	2,0
0:079	39,9	2,0	80,3	39,9	2,0
0:081	39,9	2,1	82,2	39,9	2,1
0:083	39,9	2,1	84,0	39,9	2,1
0:085	39,9	2,2	85,9	39,9	2,2
0:087	39,8	2,2	87,7	39,8	2,2
0:089	39,8	2,3	89,5	39,8	2,3
0:091	39,8	2,3	91,4	39,8	2,3
0:093	39,7	2,3	93,2	39,7	2,3
0:095	39,7	2,4	95,0	39,7	2,4
0:097	39,7	2,4	96,9	39,7	2,4
0:099	39,6	2,5	98,7	39,6	2,5
0:101	39,6	2,5	100,5	39,6	2,5
0:103	39,6	2,6	102,3	39,6	2,6
0:105	39,6	2,6	104,1	39,6	2,6
0:107	39,5	2,7	105,9	39,5	2,7
0:109	39,5	2,7	107,8	39,5	2,7
0:111	39,5	2,8	109,5	39,5	2,8
0:113	39,4	2,8	111,4	39,4	2,8
0:115	39,4	2,9	113,1	39,4	2,9
0:117	39,4	2,9	114,9	39,4	2,9
0:119	39,3	3,0	116,7	39,3	3,0
0:121	39,3	3,0	118,5	39,3	3,0
0:123	39,3	3,1	120,3	39,3	3,1
0:125	39,2	3,1	122,0	39,2	3,1
0:127	39,2	3,2	123,8	39,2	3,2
0:129	39,1	3,2	125,6	39,1	3,2
0:131	39,1	3,3	127,3	39,1	3,3
0:133	39,1	3,3	129,1	39,1	3,3
0:135	39,0	3,4	130,8	39,0	3,4
0:137	39,0	3,4	132,6	39,0	3,4
0:139	39,0	3,4	134,3	39,0	3,4
0:141	38,9	3,5	136,0	38,9	3,5
0:143	38,9	3,5	137,8	38,9	3,5
0:145	38,8	3,6	139,5	38,8	3,6
0:147	38,8	3,6	141,2	38,8	3,6
0:149	38,8	3,7	142,9	38,8	3,7
0:151	38,7	3,7	144,6	38,7	3,7
0:153	38,7	3,8	146,3	38,7	3,8
0:155	38,6	3,8	148,0	38,6	3,8
0:157	38,6	3,9	149,7	38,6	3,9
0:159	38,5	3,9	151,3	38,5	3,9
0:161	38,5	4,0	153,0	38,5	4,0
0:163	38,5	4,0	154,7	38,5	4,0
0:165	38,4	4,1	156,4	38,4	4,1
0:167	38,4	4,1	158,1	38,4	4,1
0:169	38,3	4,2	159,7	38,3	4,2
0:171	38,3	4,2	161,4	38,3	4,2
0:173	38,3	4,3	163,0	38,3	4,3
0:175	38,2	4,3	164,6	38,2	4,3
0:177	38,2	4,4	166,3	38,2	4,4
0:179	38,1	4,4	167,9	38,1	4,4
0:181	38,1	4,5	169,5	38,1	4,5
0:183	38,0	4,5	171,1	38,0	4,5
0:185	38,0	4,5	172,7	38,0	4,5
0:187	37,9	4,6	174,3	37,9	4,6
0:189	37,9	4,6	175,9	37,9	4,6
0:191	37,8	4,7	177,5	37,8	4,7
0:193	37,8	4,7	179,0	37,8	4,7
0:195	37,7	4,8	180,6	37,7	4,8
0:197	37,7	4,8	182,1	37,7	4,8
0:199	37,6	4,9	183,6	37,6	4,9
0:201	37,6	4,9	185,2	37,6	4,9

Таб.2: Экспериментальные данные

Время Параметры	9:00	9:10	9:20	9:30	9:40	9:50	10:00	10:10	10:20	10:30	10:40	10:50	11:00	11:10	11:20	11:30	11:40
$U_{open}$ , В	41.62	41.39	41.03	40.81	40.69	21.22	21.50	22,05	21.60	40.96	39.66	39.99	39.69	40.74	21.81	39.80	39.67
$I_{short}$ , А	6,65	6,883	6,903	7,085	7,637	0,087	0,122	0,163	0,148	7,741	9,291	8,999	9,507	8,185	0,253	9,689	9,498
$U_{max}$ , В	34,38	34,18	33,74	33,43	33,24	18	18,93	18,98	19,61	31,65	31,74	32,21	31,82	33,07	18,68	31,74	31,95
$I_{max}$ , А	6,25	6,47	6,482	6,896	7,09	0,072	0,196	0,126	0,131	8,309	8,67	8,336	8,845	7,639	0,292	9,102	8,801
$P_{max}$ , W	214,9	221,1	218,7	230,5	235,7	1,31	3,715	2,403	2,574	262,9	275,2	268,5	281,5	252,6	5,46	288,9	281,2
FF, %	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
t, °C (модуль)	35,1	35,8	36,7	38,7	38,1	41,1	36,8	43,1	49,7	48,7	40,6	39,1	44,7	50,6	43,1	50,7	50,6
t, °C (окр. ср)	18,5	19,2	21,4	23,1	19,8	20,9	19,5	20,8	19,9	24,3	24,5	25,1	24,8	25,6	24	24,1	23,2
Солнечная радиация, Вт/м <sup>2</sup>	750	750	800	850	800	810	780	800	800	950	920	930	940	970	810	850	850
Скорость ветра, м/с	3,2	3,5	3,0	3,4	3,4	1,2	1,1	1,5	1,6	1,9	2,2	2,5	2,6	3,9	1,2	2,7	2,8
Влажность, %	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

Время Параметры	11:50	12:00	12:10	12:20	12:30	12:40	12:50	13:00	13:10	13:20	13:30	13:40	13:50	14:00	14:10	14:20	14:30
$U_{open}$ , В	40.37	39.65	39.65	39.87	39.59	40.26	39.91	21.22	41.10	40.34	41.39	40.08	39.45	40.96	40.25	40.23	40.69
$I_{short}$ , А	8,762	9,266	9,266	9,74	9,437	9,632	8,832	0,311	4,316	7,783	6,692	8,582	2,974	6,26	7,057	6,122	6,559
$U_{max}$ , В	32,58	31,99	31,99	32,08	31,74	32,4	32,23	17,61	34,14	32,76	34,15	32,49	32,77	34,78	32,62	33,12	33,39
$I_{max}$ , А	8,177	8,648	8,648	9,009	8,807	8,986	8,24	0,242	4,056	7,212	6,415	7,911	2,755	6,26	6,492	5,51	6,113
$P_{max}$ , W	266,4	276,7	276,7	289,1	279,5	291,2	265,6	4,277	138,5	236,3	219	257	90,3	217,7	211,8	182,5	204,1
FF, %	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
t, °C (модуль)	35,1	35,8	36,7	38,7	38,1	41,1	36,8	43,1	49,7	48,7	40,6	39,1	44,7	50,6	43,1	50,7	50,6
t, °C (окр. ср)	24,6	24,2	23,2	23,1	22,8	23,3	22,5	22,4	22,2	23,3	23,5	22,6	23,1	24,6	24,1	23,1	23,3
Солнечная радиация, Вт/м <sup>2</sup>	750	750	800	850	800	810	780	800	800	950	920	930	940	970	810	850	850
Скорость ветра, м/с	3,1	3,3	3,1	3,2	2,4	1,5	1,8	1,9	2,6	2,9	3,2	2,5	2,3	2,9	2,2	2,9	2,5
Влажность, %	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

3) Определяется эффективность использования ФЭМ в период солнечных и пасмурных дней, а также ведется статистика количества таких дней в году. В дальнейшем эти данные могут быть использованы для корреляции расчетной выработки электрической энергии других солнечных фотоэлектрических модулей и станций.

Было проведено несколько измерений и получены характеристики разных солнечных модулей с использованием одноосной и двухосной системы слежения.

Во время проведения экспериментов были использованы следующие приборы и оборудование: высоковольтный беспроводной анализатор, Solmetric PVA-1000S, анализатор солнечного модуля PROVA-210, прибор для измерения степени затенения, инструмент для оценки освещенности SunEye 210 Shade tool, тепловизор Fluke Ti 200, портативный цифровой осциллограф Fluke 190-104 S, инфракрасный термометр Fluke 62 MAX+ (2шт.)

Измерительные приборы, используемые в автоматизированной системе, на стенде, подключены к компьютеру. На рис.4 показаны вольтамперные характеристики фотоэлектрического модуля на основе экспериментальных исследований.

*Рис.4. Вольтамперная характеристика фотоэлектрического модуля.*

Таким образом, на основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

-разработаны испытательные стенды двух типов: одноосный и двухосный, на которых фотоэлектрические модули установлены неподвижно на поверхности конструкции, а аккумулятор и система управления расположены в нижней части системы;

-разработана программа, позволяющая записывать и фиксировать результаты эксперимента в компьютере, а также автоматически обрабатывать полученные результаты и сохранять в база данных все параметры от измерительных приборов;

-полученные экспериментальные результаты показывают, что разработанная программа для обработки результатов, сохранения, контроля и анализа данных по испытаниям ФЭМ работает исправно;

-разработанный автоматизированный испытательный стенд позволяет тестировать фотоэлектрические модули различных производителей и определить соответствия их эталону фотоэлектрических модулей;

#### **Список использованной литературы:**

1. O'zDSt/IEC 3182. - «Системы фотоэлектрические автономные. Контроль работоспособности. Методы контроля».
2. OzDSt/IEC 3076: 2016. – «Станции солнечные фотоэлектрические. Подключаемые к электрическим сетям. Требования минимальные к станциям, документации, приёмке и обследованию».
3. IEC 61215(2005) - «Модули фотоэлектрические наземные из кристаллического кремния. Оценка конструкции и утверждение по образцу».
4. O'zDSt/IEC 3075:2016. - Системы фотоэлектрические. Термины и определения.
5. МЭК 60364-7-712:2002 Электроустановки низковольтные. Часть 7-712. Требования к специальным электроустановкам или местам их расположения. Системы питания с использованием фотоэлектрических (ФЭ) солнечных батарей.
6. O'zDSt/IEC 61853-1:2018. - Модули фотоэлектрические. Определение рабочих характеристик и энергетическая оценка. Часть 1. Измерение рабочих характеристик в зависимости от температуры и энергетической освещенности. Номинальная мощность.
7. O'zDSt/IEC 61215-1:2018. -Модули фотоэлектрические наземные. Оценка конструкции и утверждение типа. Часть 1: Требования к испытаниям.
8. O'zDSt/IEC 61215-1-1:2018. -Модули фотоэлектрические наземные. Оценка конструкции и утверждение типа. Часть 1-1: Специальные требования для тестирования фотоэлектрических (ФЭ) модулей из кристаллического кремния.

## САМОРЕГУЛИРУЕМЫЕ СТРАТИФИКАЦИОННЫЕ ВОДЯНЫЕ АККУМУЛЯТОРЫ ТЕПЛОТЫ С АКТИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

Рашидов Ю.К., Айтмуратов Б.

<sup>1</sup>Ташкентский архитектурно-строительный институт,  
г. Ташкент, 100011, Республика Узбекистан, e-mail: rashidov\_yus@mail.ru

<sup>2</sup>Самаркандский государственный архитектурно-строительный институт,  
г. Самарканд, 140147, Республика Узбекистан

### Аннотация

*Рассмотрены преимущества использования саморегулируемых стратификационных водяных тепловых аккумуляторов с активными элементами в системах солнечного теплоснабжения. Показано, что использование активных элементов для создания стратификации при кратковременном и долгосрочном накоплении тепла приводит к увеличению использования солнечного тепла на 15-20% по сравнению с полностью перемешивающимися аккумуляторами. В системах горячего водоснабжения эти аккумуляторы могут обеспечить более раннюю подготовку горячей воды с требуемой температурой для потребителей.*

**Ключевые слова:** активный элемент, водяной аккумулятор теплоты, доля покрытия нагрузки, послойная зарядка, температурная стратификация, удельный расход воды.

### 1. Введение

Водяные аккумуляторы теплоты (ВАТ) являются неотъемлемой частью систем солнечного теплоснабжения (ССТ). Они служат для выравнивания графиков выработки и потребления теплоты между солнечными коллекторами (СК) и потребителями: системами горячего водоснабжения (ГВС) и отопления. ВАТ могут работать при значительной степени температурной стратификации, когда верхняя часть аккумуляторного бака горячее, чем нижняя [1]. Принцип послойной зарядки теплового аккумулятора от СК, когда вода, нагретая в коллекторе, подается в соответствующий её температуре слой по высоте бака и исключается перемешивание слоев, широко используется в настоящее время при проектировании систем солнечного ГВС и отопления [2].

При этом потенциальный выигрыш в доле покрытия солнечной энергии (СЭ) для солнечной установки с идеально стратифицированным баком и с малым удельным расходом воды через СК, в диапазоне от 0,002 до 0,007 кг/(м<sup>2</sup>•с), по сравнению с полностью перемешанным баком и большим удельным расходом воды через солнечный коллектор порядка 0,01÷0,02 кг/(м<sup>2</sup>•с), может достигать 1/3 [1].

### 2. Актуальность

Несмотря на то, что при больших удельных расходах обеспечиваются более высокие значения коэффициента отвода теплоты от коллектора FR [1]. Повышение доли покрытия нагрузки в такой установке согласно некоторым экспериментальным данным [1] возможно с 0,48 до 0,66. На практике столь существенного выигрыша пока получить не удалось вследствие сложности реализации хорошей температурной стратификации в аккумуляторных баках [1]. Поэтому разработка конструкций тепловых аккумуляторов, обеспечивающих высокую температурную стратификацию воды в аккумуляторных баках является актуальной задачей, требующей своего решения.

### 3. Мировой опыт разработки конструкций ВАТ с температурной стратификацией воды

Немецкие компании Виссманн (Viessmann) [2] и «Будерус» (Buderus) [3] разработали различные варианты систем солнечного ГВС с автоматической поддержкой температуры нагрева горячей воды в СК. Для этого применяется послойная зарядка ВАТ.

При использовании принципа послойной зарядки вода, нагретая в СК, распределяется по слоям, каждый из которых имеет определенную температуру. При этом смешение с более холодными слоями не происходит (рис.1.). При зарядке емкостного водонагревателя со встроенным теплообменником без использования послойного принципа одновременно нагревается весь объем жидкости (рис.1, а). Для достижения требуемой температуры коллектор должен работать продолжительное время. Если потребность в теплоте возникает до достижения требуемой температуры воды, то необходим дополнительный нагрев с помощью традиционного теплогенератора.



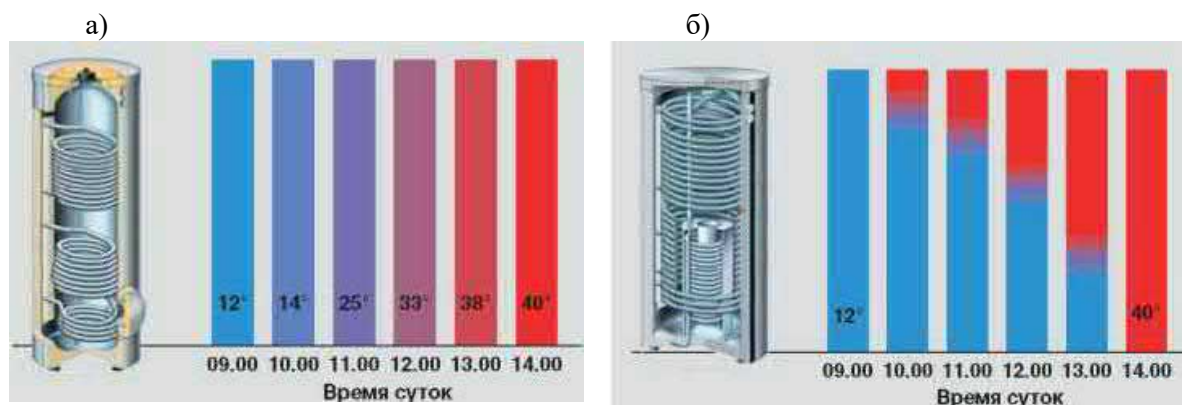


Рис. 1. Обычная (а) и послойная (б) зарядка ВАН

При послойной зарядке заданная температура в верхней части емкостного водонагревателя достигается раньше (рис.1, б). Весь объем достигает заданной температуры за тот же период времени, что и в водонагревателе без использования послойной зарядки.

Используя принцип послойной зарядки, можно снизить расход теплоты на дополнительный нагрев, для чего вода, нагретая в СК, подается в слой с соответствующей температурой, при этом необходимо избежать перемешивания слоев. Таким образом, можно раньше обеспечить подачу теплоты потребителю, не используя дополнительный догрев.

Компания «Buderus» [3] предлагает разнообразные по размерам и конструктивному исполнению бойлеры для ГВС с послойным заполнением (рис. 2.). Все модификации базируются на принципе термосифона (естественной циркуляции).

Если вода нагревается в СК, например, только до 30°C, то она поднимается в лишь до слоя в баке с такой же температурой (рис.2.). Вода проходит сквозь открытые гравитационные заслонки в бойлер и заполняет соответствующую зону. Выход нагретой воды сквозь гравитационные заслонки препятствует дальнейшему подъему воды по теплопроводной трубе и смешиванию со слоями воды с более высокими температурами.

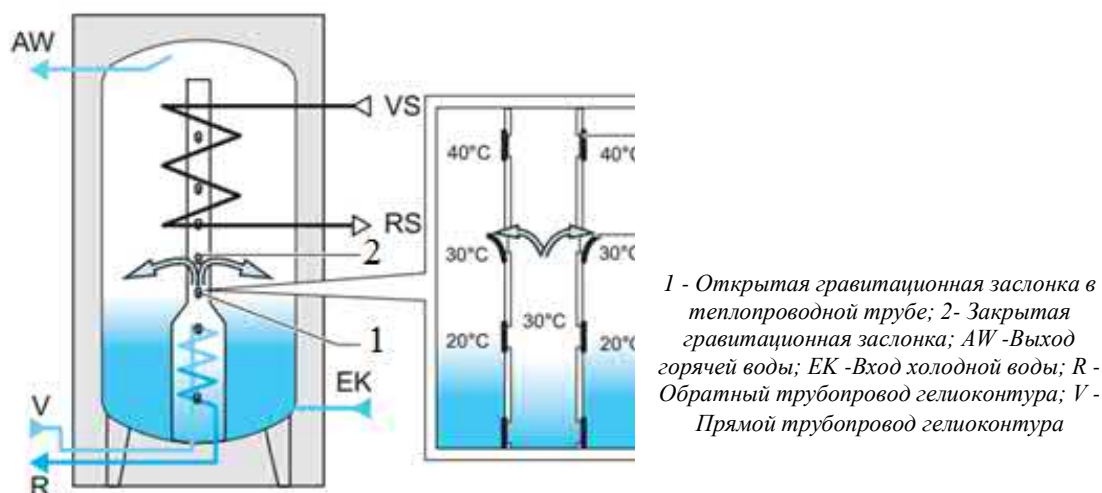
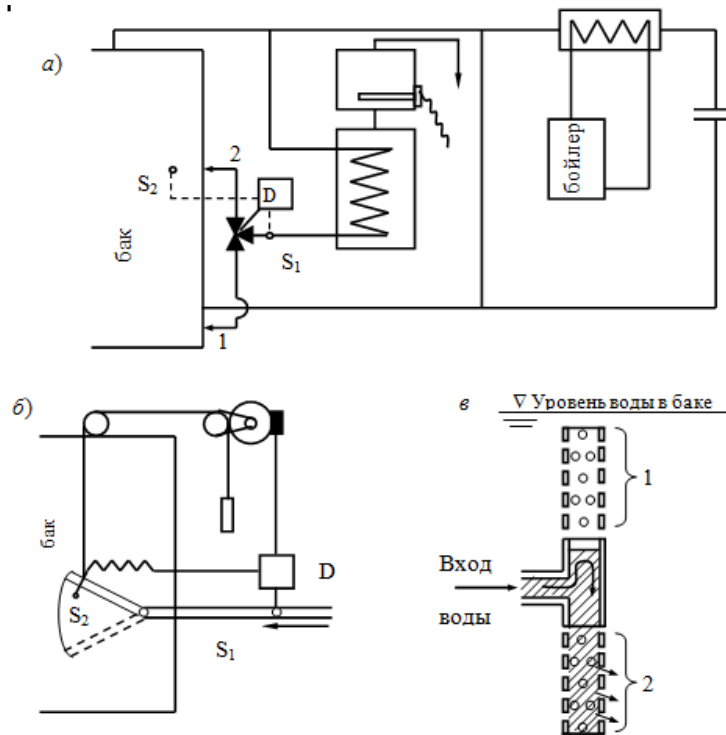


Рис. 2. Выход горячей воды из теплопроводной трубы во время малой солнечной активности

С. Зоколей [4] отмечает необходимость поддержания температурной стратификации в односекционных аккумуляторных баках.

Для этого он рекомендует систему, в которой используется трехходовой клапан, регулируемый дифференциальным термостатом, с помощью которого холодная воды сбрасывается в нижнюю часть аккумуляторного бака, а горячая вода - в верхнюю (рис. 3, а). В работе предлагается также использовать подвижную трубу - рычаг шарнирным соединением (рис.3, б), регулируемую с помощью дифференциального термостата, которая всегда будет отбрасывать теплоноситель на тот уровень в аккумуляторе, где температура слоя воды соответствует температуре входящего теплоносителя. Эту же систему, как отмечает автор, можно применять на выходе теплоносителя, поступающего в аккумуляторный бак из коллектора.

Более простое конструктивное решение данной задачи приведено в работе [5], в которой предлагают использовать для расслоения воды в аккумуляторном баке водораспределитель в виде Т-образной перфорированной трубы (рис.3, в), раздающей нагретую воду через верхнюю секцию 1, а охлажденную - через нижнюю секцию 2 за счет разности плотностей аккумулирующей среды и поступающего теплоносителя.



а) – трехходовой клапан, регулируемый с помощью термостата; б) – подвижная труба – рычаг с шарнирным соединением; в) – Т-образная перфорированная труба; 1-зона раздачи нагретой воды; 2- зона раздачи охлажденной воды; D – дифференциальный термостат; S1, S2 – температурные датчики.

Рис. 3. Устройства для ввода теплоносителя в аккумулятор, способствующие сохранению стратификации

#### 4. Разработка конструкции саморегулируемого ВАТ с температурной стратификацией воды на основе применения активных элементов

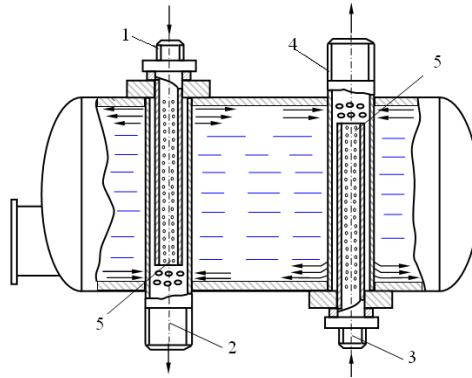
Действие саморегулируемого стратификационного ВАТ [6], исключая перемешивание греющего и нагреваемого теплоносителей, поступающих в аккумулятор из контуров зарядки и разрядки, основано на естественном расслоении воды в баке под влиянием объемных (архимедовых) сил в условиях принудительной циркуляции (рис.4.). Для этого служат перфорированные трубы подвода 1, 3 и отвода 2, 4 греющего и нагреваемого теплоносителей в которых площади  $f$  перфорационных отверстий 5 должны быть рассчитаны исходя из условий обеспечения раздачи и отбора жидкости из соответствующих температурных слоев, а также устойчивости стратификации в объеме аккумулятора.

Перфорированные трубы являются активными элементами (АЭ) бака-аккумулятора, работающими в режиме теплового триггера и способными самостоятельно переключаться между двумя устойчивыми состояниями раздачи и отбора греющего и нагреваемого теплоносителей в зависимости от их температуры благодаря действию архимедовых сил, которые становятся соизмеримыми с силами инерции при критическом значении параметра условной щели  $\mu f^{kp}$  [6].

Исследованию вопросов, связанных с явлением стратификации воды в аккумуляторных баках применительно к системам солнечного теплоснабжения, посвящены работы многих зарубежных гелиотехников.

В работах [7-9] рассмотрено влияние стратификации на эффективность работы ССТ путем моделирования режимов работы одно-, двух- и многосекционного бака-аккумулятора на ЭВМ. Выявлено, что характеристики установок, полученные при использовании моделей без учета стратификации, могут существенно отличаться друг от друга. Эти различия становятся более явными при переходе от односекционного бака с полным перемешиванием воды к двух- или трех секционному баку.





1 - перфорированная труба для подвода греющего теплоносителя; 2- перфорированная труба для отвода греющего теплоносителя; 3 - перфорированная труба для подвода нагреваемого теплоносителя; 4 - перфорированная труба для отвода, нагреваемого теплоносителя; 5- перфорированные отверстия

Рис.4. Принципиальная схема саморегулирующегося стратификационного аккумулятора теплоты

В статье [7] показано, что использование при моделировании нагрева воды более трех секций не вносит существенных изменений в характеристики установки по сравнению с характеристиками трех секционного бака. Поэтому при анализе преимуществ стратификации обычно сравнивают односекционный бак с полным перемешиванием воды с трех секционным.

Эффект от расслоения воды при кратковременном и долгосрочном тепловом аккумулировании может быть определен из динамики работы гелиосистемы в целом. В связи с этим он зависит от вида тепловой нагрузки, покрываемой системой.

Последнее оценивали в работах [7, 8]. В [7] показано, что при отоплении применение стратификации позволяет повысить долю использования СЭ на 2-12 %. Аналогичный анализ [8], проведенный для систем горячего водоснабжения, отопления и кондиционирования воздуха, выявил повышение эффективности гелиосистем при использовании расслоения воды в аккумуляторе на 5-15%.

В работе [9], на основе обобщения результатов испытаний экспериментальных гелиодомов с системами солнечного отопления и охлаждения, показано, что применение стратификации при кратковременном и долгосрочном тепловом аккумулировании приводит к увеличению использования солнечного тепла на 15%. Этот вывод подтверждают также экспериментальные данные, полученные в работе [10], согласно которым стратификация увеличивает на 20% количество полезно используемой радиации.

Для оптимального конструирования стратификационных аккумуляторов тепла и правильного проектирования системы аккумулирования необходимо знать условия, при которых происходит устойчивое расслоение, и оценить ее степень.

На устойчивость стратифицированного (расслоенного) течения теплоносителя в объеме аккумулятора, наряду с числом Рейнольдса, существенное влияние оказывает безразмерная величина, называемая числом Ричардсона [11]

$$Ri = - \frac{g}{\rho} \frac{d\rho}{dx} / \left( \frac{dv}{dx} \right)_{cm}^2, \quad (1)$$

Случай  $Ri=0$  означает однородную жидкость, случай  $Ri>0$  - устойчивое расслоение, а случай  $Ri<0$  - неустойчивое расслоение. В формуле (1) подстрочный индекс ст означает, что берется значение градиента скорости на стенке. Энергетические оценки показали [11], что турбулентность должна затухать при  $Ri > 2$ . В качестве предела устойчивости в [11] приведено значение  $Ri \geq 1$ .

Для случая непрерывного распределения плотности и при линейном распределении скоростей в неограниченно распространенной жидкости в качестве предела устойчивости в [11] приведено значение  $Ri=0,25$ .

В работе [12] в результате теоретических исследований для двухслойной стратификации установлено, что разноплотностное течение невозможно при значениях числа Ричардсона, меньших критического

$$Ri = \frac{\Delta\rho}{\rho} \frac{gH}{v_c^2} < Ri_{kp}, \quad (2)$$

где  $H$  – общая глубина потока при двухслойной стратификации;  $v_c = v_2 - v_1$  – разность скоростей течений верхнего и нижнего слоев;  $\Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$  – разность плотностей верхнего и нижнего слоев.

Для данного случая на основании экспериментальных исследований было определено критическое значение числа Ричардсона, равное 0,1.

В работе [13] отмечается, что при увеличении числа  $Ri$  уменьшается вертикальное вовлечение более плотной жидкости из нижнего слоя, а начиная со значения  $Ri = 0,8$  им можно пренебречь. В качестве критического значения приводится  $Ri \geq 0,85$ .

Таким образом, на основе анализа вышеупомянутых теоретических и экспериментальных исследований [11-13], для устойчивого стратификационного течения в объеме аккумулятора можно принять следующее условие

$$Ri_a \geq Ri_{kp} \geq 0,85 \div 1,0 \quad (3)$$

при котором можно пренебречь вертикальным вовлечением более плотной жидкости из нижнего слоя аккумулятора.

Для разработки метода расчёта саморегулирующегося активного элемента стратификационного аккумулятора теплоты рассмотрим результаты аналитического [14] и численного [15] решения задачи для равномерно перфорированного по длине  $l$  водораспределителя постоянного сечения  $F$  в баке под влиянием объемных (архимедовых) сил, а также водозаборного коллектора [16] в условиях принудительной циркуляции.

Согласно [14], действие архимедовых сил, обеспечивающих селективную раздачу воды водораспределителем малой длины и гладкими стенками, когда  $\lambda \bar{l} = 0$ , становится решающим при критическом значении параметра условной щели

$$\mu \bar{f}^{kp} = \begin{cases} 1,5\pi Ri_k [1 - (1 - 2Ri_k)^{1,5}]^{-1} & Ri_k \leq 0,5 \\ 1,5 \text{Arc sin}(2Ri_k)^{-0,5} & Ri_k \geq 0,5 \end{cases} \quad (4)$$

$$\text{где } Ri_k = \frac{-gl \Delta\rho}{W_n^2 \rho}; \Delta\rho = \rho_0 - \rho; \quad (5)$$

$$\bar{f} = \frac{f}{F} = \frac{\delta l}{F}; \delta = m\sigma \quad (6)$$

Действие архимедовых сил, обеспечивающих селективный отбор воды водозаборным коллектором малой длины и гладкими стенками, когда  $\lambda \bar{l} = 0$ , становится решающим при критическом значении параметра условной щели [16]

$$\mu \bar{f}^{kp} = \frac{3}{\sqrt{8}} \text{Arsh} \frac{1}{\sqrt{Ri_k}}. \quad (7)$$

При соосном расположении водораспределителя внутри водозаборного коллектора (см. рис.4), последний одновременно должен удовлетворять требованиям, предъявляемым и к водораспределителю.

Следует заметить, что при селективной раздаче теплоносителя должно соблюдаться условие [14]

$$\mu \bar{f}^{kp} \leq 1. \quad (8)$$

В работе [16] показано, что при соосном расположении водораспределителя внутри водозаборного коллектора при  $|Ri_k| \geq 1,5$  расчет коллектора из условий работы в режиме раздачи одновременно обеспечивает оптимальность его работы в режиме селективного отбора теплоносителя. Поэтому степень перфорации водораспределителя и водозаборного коллектора должна быть одинаковой, что соблюдается при условии

$$|Ri_k| \geq 1,5. \quad (9)$$

Приведённые зависимости позволяют разработать методику расчета саморегулирующегося активного элемента – перфорированного водораспределителя стратификационного аккумулятора теплоты.

При расчёте заданными величинами являются: длина водораспределителя  $l$ , расход греющего (нагреваемого) теплоносителя  $G$ , температура греющего (нагреваемого) теплоносителя  $t$ ,

температура воды в аккумуляторном баке  $t_0$ , диаметр перфорированного отверстия  $d_n$ , коэффициент расхода перфорированного отверстия  $\mu$ , абсолютная шероховатость внутренней поверхности водораспределителя  $k$ .

Искомые величинами являются: площади поперечного сечения водораспределителя  $F$ , суммарная площадь перфорированных отверстий водораспределителя  $f$ , количество перфорированных отверстий на 1 м длины водораспределителя  $m$ , а также полное гидравлическое сопротивление водораспределителя  $\Delta p$ .

## **5. Выводы**

Разработана конструкция саморегулируемого водяного аккумулятора теплоты с активными элементами для создания температурной стратификацией воды, исключающая перемешивание греющего и нагреваемого теплоносителей, поступающих в аккумулятор из контуров зарядки и разрядки на основе естественного расслоения воды в баке под влиянием объемных (архимедовых) сил в условиях принудительной циркуляции теплоносителя.

Эта работа была выполнена при поддержке Министерства по инновационным технологиям Республики Узбекистан в рамках фундаментального гранта БВ-М-ФЗ-003.

## **ЛИТЕРАТУРА**

- [1] Даффи Дж., Бекман У. Основы солнечной теплоэнергетики. Пер. с англ. – Долгопрудный: Издательство Дом «Интеллект». 2013. 888 с.
- [2] Книга о «Солнце». Руководство по проектированию систем солнечного теплоснабжения. Издание 06/2010. [www.viessmann.ua](http://www.viessmann.ua).
- [3] Документация по проектированию: гелиотехника Logasol для горячего водоснабжения и поддержки отопления. Издание 03/2013. [www.buderus.ru](http://www.buderus.ru).
- [4] Зоколей С. Солнечная энергия и строительство. Стройиздат, 1979.- 209 с.
- [5] Lochrike R.I., Holzer I. C., Gazi H.N., Sharp M.K. Stratification enhancement in liquid thermal storage tanks// Journal of Energy, 1979, 3, № 3, p.129-130.
- [6] Рашидов Ю.К. Саморегулирующиеся активные элементы для водяных систем солнечного теплоснабжения// Архитектура. Строительство. Дизайн.- Т., 2013, № 4, с.50-55.
- [7] Ganellias M., Javelas R. Simulation d'un systeme de chauffage solaire. Influence de la stratification des temperatures dans la cuve de stockade sur lefficacite de systeme. -Revue Generale de thermique, 1979, 18 , № 205, p.17-24.
- [8] Sharp M.K., Loehrke R.I. Stratified thermal Storage in residential solar energy applications// Journal of Energy, 1979, vol.3, № 2, p.106-113.
- [9] Koppen C. W. J. Fischer L.S., Dijkmans A. Stratification effects in the short and long term storage of solar heat. - Sun.: Mankind's Future Source Energy. Vol.1. Proc. Int. Solar Energy Soc. Congr., New Dehil, 1978. New York, e.a., 1978, 554-558.
- [10] Рабинович М.Д., Ферт А.Р. и др. Системы солнечного теплоснабжения сельских домов // Сельское строительство, 1983, №1, с.2-5.
- [11] Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. М.: Наука, 1974. 712 с.
- [12] Лятхер В.М. Условия формирования плотностного течения в водоёмах// Труды координационных совещаний по гидротехнике, вып.- Л.: Энергия, 1969. 164 с.
- [13] Макаров И.И., Соколов А.С, Шульман С.Г. Моделирование гидротермических процессов водохранилищ-охладителей ТЭС и АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1986. 184 с.
- [14] Рашидов Ю.К. Расчет водораспределителя стратификационного аккумулятора тепла системы солнечного теплоснабжения // Гелиотехника. 1983. №2, с.62-67.
- [15] Рашидов Ю.К. Расчетные кривые для проектирования водораспределителя стратификационного аккумулятора тепла системы солнечного теплоснабжения // Гелиотехника. 1983. №5, с.55-58.
- [16] Рашидов Ю.К. Расчет водоразборного коллектора стратификационного аккумулятора тепла систем солнечного теплоснабжения // Гелиотехника. 1987. №6, с.65-61.

## INTRODUCTION OF THE IEC INTERNATIONAL STANDARDS AND BASIC TEST EQUIPMENT FOR THE PV TEST LABORATORY OF ISEI

**Kim O.S., Akhadov J., Matchanov N.**

*International Solar Energy Institute (ISEI)*

100084, Tashkent, Chingiz Aytmatov 2B, building 2, e-mail: info@isei.uz

### Article

*This article presents the work of the International Solar Energy Institute on the creation of the main equipment for test installations based on low voltage and low power solar power plants. Also, relevant standards are presented such as solar modules, inverters, batteries and chargers, etc.*

**Key words:** renewable energy, solar energy, testing laboratory, standards, solar power plant, requirements for testing, photovoltaic module.

In order for the photovoltaic power generation project to be successful, many factors such as new and renewable energy laws, regulation regulations, test and certification bodies, and human resources development are needed. In particular, the testing laboratory plays a role in assisting companies in product development by testing and evaluating the performance of numerous components required for solar power generation. This not only improves the competitiveness of companies, but also plays a role in building a safe society by lowering the risk of fire or electric shock caused by electrical products.

However, in order to construct solar power plant test institute, it is necessary to design for optimal test laboratory construction because it requires a lot of cost and manpower as well as maintenance cost. The test facility shall establish suitable test equipment's as specified in the product standards. In order to select the basic test facility, the authors reviewed the test facility related IEC international standards of the TC 82 (Photovoltaic Power System). Through authors' experiences and review of the IEC International Standards, authors have presented basic test equipment's suitable for international solar energy research institutes.

### Standards of IEC TC 82 [1-3]

The main IEC TC 82 international standards related to the testing laboratory can be classified as follows.

#### 1.1. Hardware Standards

Main hardware standards are for PV modules and inverter and these standards are related with Test Laboratory. Also DC connector, junction box, battery and battery charger related standards were published.

**Table 1. Hardware standards**

Classification	Standard Number	Main Contents
PV Module	IEC 61215-1	Requirements for testing
	IEC 61215-1-1	Crystalline silicon
	IEC 61215-1-2	Cadmium telluride (CdTe)
	IEC 61215-1-3	Amorphous silicon (a-Si) and microcrystalline silicon ( $\mu\text{c-Si}$ )
	IEC 61215-1-4	Copper indium gallium selenide (CIGS) and copper indium selenide (CIS)
	IEC 61215-2	Test procedures
PV Module Safety	IEC 61730-1	Requirements for construction
	IEC 61730-2	Requirements for testing
PV Inverter	IEC 62894	Data sheet and name plate
	IEC 62109-1	General requirements
	IEC 62109-2	Particularly requirements
	IEC 61683	Measuring efficiency
	IEC 61727	Characteristics of utility interface
	IEC 62116	Islanding prevention measure
	IEC 62910	Low Voltage Ride-Through measure
	IEC 62920	Electromagnetic Compatibility
BOS Components	IEC 62093	Balance of System components
	IEC 62852	DC-Connector
	IEC 62257-8-1	Flood Lead-Acid Battery
	IEC 62509	Battery Charger
	IEC 62790	Junction Box

### 1.2. IEC 60904 series Measurement standards

For Test Laboratory, some of essential standards are IEC 60904-1, -2 and -4. These three standards are mainly related with Solar Simulator.

Table 2. PV module measuring standards

Classification	Standard Number	Main Contents
PV Module Measuring	IEC 60904-1	Current-Voltage characteristics
	IEC 60904-2	Reference Devices
	IEC 60904-9	Requirements of Solar Simulator
	IEC 61853-1	PV Module performance

### 1.3. System Design

IEC 62124 is applicable for stand-alone system and IEC 62548 is for PV array design and IEC 62738 is focused on ground-mounted system and will be published on Sept 2018.

Table 3. System design standards

Classification	Standard Number	Main Contents
PV Plant Design	IEC 62124	Stand Alone PV Design
	IEC 62548	PV Array Design
	IEC 62738	Ground-mounted PV Plant Design (Will be published on Sept. 2018)

### 1.4. Commissioning or On-site Test

After PV system installation, following standards will be used to test commissioning or field measurement.

Table 4. Commissioning or on-site test

Classification	Standard Number	Main Contents
Commissioning	IEC 62446-1	Commissioning Test and Inspection
	IEC 62446-3	Field Measurement for Maintenance
I-V measurement	IEC 61829	On-site I-V Measurement

### 1.5. Performance monitoring

After PV system installation, performance can be measured or monitored. These standards are important for large-scale PV plants.

Table 5. Performance monitoring

Classification	Standard Number	Main Contents
Performance Measurement	IEC 61724-1	System performance monitoring
	IEC 61724-2	Capacity evaluation method
	IEC 61724-3	Energy evaluation method

## Basic Test Equipments for PV Test Laboratory

### Representative products and maximum ratings

Electrical equipment or accessories that make up a typical grid-connected solar power plant are shown in Figure 1 below. The PV plant consisted of solar modules, inverters as well as surge protectors, DC and AC switches, watt-hour meters, protective relays and transformers, and cables. Stand-alone solar power plants have additional batteries and battery chargers.

ISEI's initial testing organization was based on low-voltage products of AC 1000V and DC 1500V. Solar modules, inverters, battery and battery charger, watt-hour meters, protection relays, low-voltage switches and surge protection devices were selected as the main items to examine the test facilities. The test facility depends on the type, nature and size of the product under test. Therefore, the size of the photovoltaic module is considered as 1m x 2m, and the inverter is considered as 3 phase 10kW.

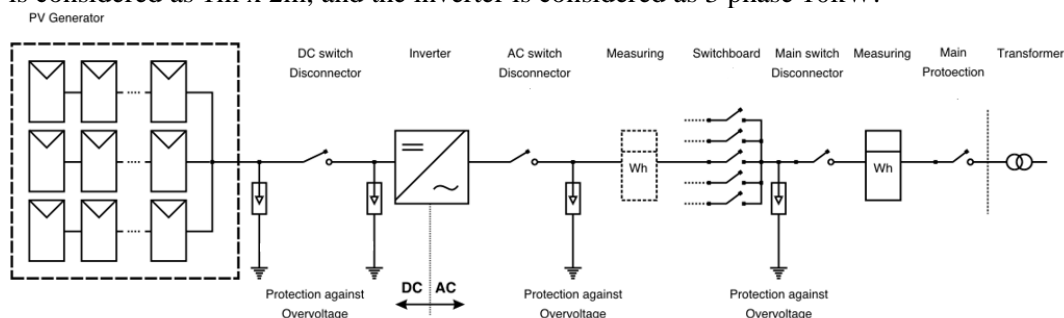


Figure 1. Example of grid-connected solar power plant components

## Representative test facility

### (1) Basic test equipments

Common test equipments for low-voltage solar power plant test laboratory are power supply facilities, temperature and humidity chambers, Electromagnetic Compatibility testing facilities, vibration tester, insulation test facilities, power analyzer, temperature recording devices, etc. Table 6 summarizes them.

**Table 6. Basic test equipments**

Test Equipments	Main Purposes	Characteristics(examples)
AC power supply	AC power supply	0-400Hz, 0-400V, 3kW
DC power supply	DC power supply	DC 0-1000V, 5kW
AC & DC power simulator	Simulation of Interruption, Sag, Harmonics, etc	0-400Hz, AC/DC 0-400V
DC Insulation & AC/DC Withstand Voltage Tester	Insulation Test	2000MΩ, DC/AC 2000V
1.2x50us Impulse Tester	Insulation Test	1.2x50us, 6kV
Conductive EMC Test Equipment	Electromagnetic Test	IEC 61000-4-2 ESD IEC 61000-4-4 EFT IEC 61000-4-5 Surge IEC 61000-4-6 Conductive surge
Vibration Tester	Vibration Endurance	50Kg 30G
Temperature-humidity chamber(small-general)	Temperature and Humidity characteristic	1m x 1m x 1m, -40°C~ +100°C RH 30 ~ 95 %
IP Tester	Index of Protection for water and dust	Finger test
Power Analyzer	Measuring voltage, current, frequency, harmonics, interruption, watt, watt-hor, var, etc	3 Phases 4 wires 600V 600A
Digital Oscilo Scope	Measuring transient	2Channels 1GHZ
Multi-channel recorder	Recording for voltage, temperature, current, pressure, signal etc	20 channels K and T type temperature DC & AC
Digital Multi-meter	Portable	AC & DC 600V
Digital Current Meter	- Basic equipment for all tests	AC& DC 100A
Barometer	Measuring atmospheric pressure	Digital or Analog type

### (2) PV Module test equipments

For PV plant test laboratory, one of essential and basic test facilities are for PV modules. All test equipments have to be suitable for PV module size.

**Table 7. PV module test equipments**

Test Equipments	Main Purposes	Characteristics(examples)
Solar Simulator(Pulse type)	PV module V-I Characteristics	IEC 61215-1 & 2 2m(W) x 2.5m(H) x 2m(D) Class AAA
Mechanical Endurance Test	Mechanical Characteristic	IEC 61215-1 & 2
Hail Endurance Test	Hail endurance Performance	IEC 61215-1 & 2
UV Test	Degradation performance by sun light	IEC 61215-1 & 2
Thermal Cycle and Humidity Freeze Chamber	Degradation performance by temperature and humidity	IEC 61215-1 & 2, 2m(W) x 2.5m(H) x 1m(D), -50°C ~ +100°C, 20 ~ 95% RH
Damp Heat Test Chamber	Long term degraation performance by temperature	IEC 61215-1 & 2
Wet Leakage Current Test	Verification water endurance at outdoor	IEC 61215-1 & 2

### Other test equipments

Among the components of the solar power plant system, it is important to test the capacity of the battery, the watt-hour meter error test, the operation characteristic test of the protective relay, and the operation characteristic test of the low-voltage circuit breaker.

**Table 8. Other test equipments**

<b>Test Equipments</b>	<b>Main Purposes</b>	<b>Characteristics(examples)</b>
Battery Capacity Test Equipment	Battery charger Constant current Discharge for battery capacity	For DC 12-24-48V
Watt Hour Meter Characteristic Tester	Measuring error of watt-hour meter	Accuracy class 0.1
Protection Relay Characteristic Tester	Measuring error of protective relay	For voltage and current protection relay
Circuit Breaker Operating Characteristics Tester	Measuring earth leakage and over current trip characteristic	For IEC 61008, IEC 61009, IEC 60898 and IEC 60947 series

### **Results**

This paper is concerned with the design of the International Solar Energy Institute for the construction of basic equipment for test facilities based on solar power plants of low voltage and small capacity. After reviewing the IEC international standards, there were relevant standards such as solar modules, inverters, batteries and chargers, junction boxes and DC-connectors. We also considered watt-hour meters, protective relays, and switches as solar power plant components.

In conclusion, we proposed a solar simulator, UV chamber, temperature-humidity chamber, electromagnetic compatibility, power supply, power analyzer and battery capacity tester.

### **References**

1. IEC 60891:2009 Edition 2.0 (2009-12-14) Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics
2. IEC 60904-1:2006 Edition 2.0 (2006-09-13) Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics
3. IEC 61215-1:2016 Edition 1.0 (2016-03-09) Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements

## A COMPUTATIONAL METHOD OF DETERMINATION OF THE SUNSHINE DURATION

Akbarov R. Yu.<sup>1</sup>, Nurmatov Sh.R.<sup>1</sup>, Hao Yong<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*Institute of Material Sciences of SPA "Physics-Sun"*  
Academy of Science of Uzbekistan

<sup>2</sup>*Institute of Engineering Thermophysics*  
Chinese Academy of Sciences, e-mail: aryu12@mail.ru

### Abstract

*The work deals with the method for determining the duration of sunshine based on meteorological data and model calculations of solar radiation. A comparative analysis of the features of pyranometric and pyr heliometric methods for determining the sunshine duration (SD) is carried out. To improve the accuracy of determining SD, the cubic spline function method is used to interpolate of direct solar radiation records. The features of the determination of SD based on global horizontal radiation and various algorithms are considered. All chains of calculation formulas of these methods are given. Calculations are based on data from the Parkent Weather Station for monthly monitoring.*

**Keywords:** sunshine, duration, solar radiation, direct radiation, global radiation, weather station, solar constant, declination, latitude, azimuth, altitude, zenith, clear sky, cloudiness, sunrise time, sunset time, interpolation, weather data, pyranometer, pyr heliometer, turbidity factor, Angstrom-PreScott.

One of the important indicators of solar energy resources is the sunshine duration of the any terrain. This indicator can also be called the sunshine of the terrain or the parameter of the cloudlessness of the atmospheric sky. Note that some popular-science publications or travel booklets also use terms such as the number of sunny days, number of clear days or number of cloudless days, etc. However, if we take into account that often weather consist of sunshine interchanging with periods of clouds, there is a lack of clarity in the correct estimate of the sunshine duration in a long period. This is because of the fact that in this case, the unit of time measurement "day" is a large value and therefore the sunshine duration (SD) is measured in hours and minutes, sometimes as a percentage relative to the total daytime duration of a particular period. That is the time when the sun is above the horizon. This climatological indicator - the sunshine duration is used for a specific period, and usually monthly, seasonal or annual summation periods are considered. For a long-term period, the values averaged over years are used.

The sunshine duration is an important meteorological characteristic of the terrain, and data about it plays an important role in applied solar energy area, medicine, tourism, the agricultural sector and etc. [1-3].

It should be noted that in any weather, the solar radiation has some value, and therefore there is also ambiguity in determining the sunshine duration. For clarity, the World Meteorological Organization (WMO) has defined the sunshine duration as the sum of the intervals in which direct solar radiation value not less than 120 W/m<sup>2</sup>. At the same time, depending on the value of the relative daily sunshine duration, three ranges of its values ( $0 \div 0.3$ ;  $0.3 \div 0.7$ ;  $0.7 \div 1.0$ ) are considered with the corresponding conditional weather names - "cloudy sky", "scattered clouds" and "good weather" [1].

It should be noted that in applied solar energy area, SD is widely used to determine other characteristics of solar energy resources. For example, using data on SD, one can determine global solar radiation (a series of formulas of the Angstrom type, etc.), the interrelationship of SD and air temperature, etc. [4-13] have been studied.

Special instruments, so-called heliographs, measure the sunshine duration. Before, meteorological stations (MS) used Campbell Stoke (CS, 1879) [14] SD recorders everywhere. Currently, more modern SD instruments are used, such as, for example, CSD3 from Kipp & Zonen [15], BF5 from DeltaT Devices Ltd [16], and others.

In recent years, modern compact SD measuring instruments based on photo sensors have been developed. Such instruments are also manufactured in the CIS countries, for example, in Russia and Belarus. Unfortunately, many weather stations are not equipped with such instruments, particularly in Uzbekistan also.

As noted in [17], in recent years, modern methods of determining and automatic sensors for measuring the sunshine duration have replaced classical Campbell-Stokes (CS) solar recorders because of their high price, low measurement accuracy (7% in winter and up to 20% in summer) and other shortcomings in operation [18]. In Europe, equipped with the most density network of weather stations, such technical replacements have been carried out since 2000. For example, in Switzerland, the Czech Republic, Iceland



and Estonia such modern devices have been used since 2000, in Poland since 2014. In Belgium, Denmark, Luxembourg, Ireland, Great Britain, Sweden, Germany and the Netherlands, ordinary and modern automatic sensors are commonly used. In Greece, Croatia and Hungary, modern sensors are mainly used. Some national weather services (Switzerland, Denmark, the Netherlands, the UK and Luxembourg) have launched online services that provide access to sunshine duration data [17]. Nowadays, improved methods for determining SD based on weather data are also widely used.

For numerical determination of SD, the so-called pyrheliometric and pyranometric methods are used, which use a pyrheliometer and pyranometer measurement database. To determine SD by pyrheliometric method, the records of direct solar radiation are used, and for this reason the method is sometimes called the direct method. As the pyranometer measures a global horizontal solar radiation and, therefore, in this case, Angstrom-type mathematical formulas are used [7-13]. In these methods, various algorithms for determining SD are developed. In [18–20], an overview and comparative characteristics of various methods for determining SD are presented. It may be noted well-known algorithms: (Glover & McGulloch, 1978), (Slob and Monna, 1991), (Alain Louche, 1991), (Bergman, 1993), (Campbell Scientific, 1998), (Schipper, 2004), (Jean Olivieri, 2004), (Hinssen-Knap linear algorithm, 2007) [18].

Note that almost all MS are equipped with pyranometers, since, as they are relatively inexpensive instruments. Pyrheliometers are currently about 4-10 times more expensive than pyranometers and therefore not all stations have such instruments. In addition, in many existing weather stations there are still no modern automatic sensors for measuring SD.

It is known that, despite of the important role of meteorological data on the sunshine duration for solving many problems, even for many large populated regions of the world, reliable, detailed and updated data on SD are not available. The reasons for these cases are the insufficient network of modern weather stations (MS) and measuring posts of solar radiation, the absence of modern SD measuring instruments. That is why, in most cases, there are no direct records of SD in meteorological databases, and this value is usually determined by the special algorithms listed above using archive records of solar radiation.

It should also be noted that there are some differences of instrument readings of various modern devices for measuring SD and in the results obtained by various methods. Therefore, the development of updated algorithms for determining SD based on weather data is an important task. Also for this reason, the disputable issue of the sufficiency of the measuring bases of pyranometers and pyrheliometers for determining SD with good accuracy is now being discussed in scientific communities.

On the example of the Republic of Uzbekistan, it can be said that the territory of the country has a high gross potential of solar energy. According to [21], the SD in the north of Uzbekistan is 2800 h/year at average. To the south, the values increase, and in the last south (Termez) the SD reaches 3050 h / year. In winter and spring, the SD is minimal - on average 80-100 h per month. Cloudy days without sunshine in Uzbekistan are rare. In the northern and mountainous regions, their number reaches 45–50 per year, decreasing in the last south to 25. The greatest number of such days is available in December-January: from 10 to 25 (a total of two months). From June to September inclusive it is observed from 1 to 4 days without sunshine on average over 10 years.

Analysis of the literature data shows that modern SD data are not available for Uzbekistan, SD measurements are not conducted at MS, and little attention has been paid to such studies. Unfortunately, the information given in the literature is based on outdated data. It seems that some general characteristics of solar energy resources, which are given in the literature, are correct in terms of average characteristics. However, for many applied tasks on the development of solar energy resources and the correct prediction of the expected results of perspective problems, detailed information is needed on this matter. For Uzbekistan, for this reason, the numerical studies of SD based on the MS data and model calculations of solar radiation are relevant matter.

In the Internet resources, one can find SD data for the capital of Uzbekistan (Tashkent city), based on estimates and/or outdated data (25 or more years old), also SD data from Khujand Meteorological Station (Tajikistan), probably due to the proximity of localities (167 km). According to these data, SD by months are as follows: 117.8; 127.1; 164.3; 216.0; 303.8; 363.0; 384.4; 365.8; 300.0; 226.3; 150.0; 105.4.

In the numerical calculations of this work, the database of the meteorological station MS4-12-01, located in Parkent region [22-23] is used. This station is located at the “Sun” object, at the Institute of Material Sciences (45 km from Tashkent). The station is equipped with modern solar sensors and other measuring devices (RSP-4G pyranometers, CHP1 pyrheliometers, Campbell Sci CS215 thermometers,

Campbell Scientific CS100 barometers, etc.). The “Sun” object has the following geographic data: 41.32° - geographical latitude, 69.74° - longitude, 1081m - height above sea level.

At the station there are no instruments for direct measurement of SD and automatic calculation of SD is not implemented. The recording interval of solar radiation is 10 minutes, although measurements are made more frequently.

The task of the definition of SD is devoted to many works, in particular, the above references. Most of the papers relate to the definition of SD based on global horizontal radiation, i.e. pyranometric method. In particular, the above algorithms mainly relate to this method.

Let's consider the features of the algorithm for determining SD based on records of direct solar radiation, i.e. pyrliometric method.

Note that in recent years, in many MS, archival records of direct solar radiation were made with intervals of  $t_r = 10$  minutes. Even earlier records had  $t_r = 30$  minute recording time interval. It should be noted that modern measuring devices in MS have a sampling frequency of 1 Hz, i.e. radiation records can be made every second [24]. According to the WMO recommendation, the requirements for the measurement accuracy of SD are 0.1 hour or 6 minutes [1].

The simplest algorithm for determining SD is to count the number of single intervals with radiation of more than 120 and multiply the obtained value by the values of the recording interval of radiation, for example, by 10 or 30 minutes. Obviously, the smaller the time interval of record, the greater is the accuracy of SD determination. If you look at a certain time interval  $t_n \gg t_r$ , in which radiation is greater than 120 at all points, then the maximum inaccuracy of determining SD for a given time interval is, as is easy to see, equal to the value of  $2t_r$ . Figure 1 shows the dependence of direct solar radiation on time during variable weather. In this case 3-hour fragment of time (station MS4-12-01, 10.29.2013, time 1300-1600) were considered. In case of changeable weather, when alternation of sunshine and cloudiness often occurs, the maximum inaccuracy of determining SD increases proportionally depending on the number of such alternations of weather.

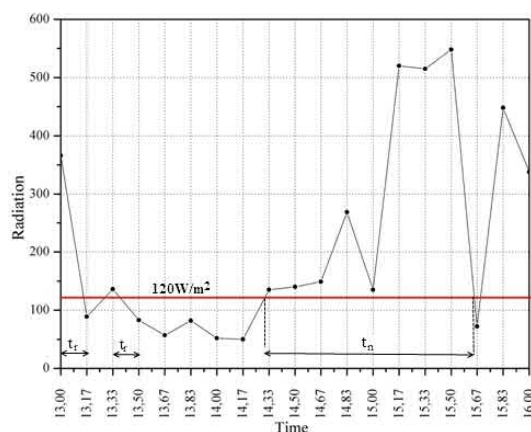


Fig.1. Change of radiation in changeable weather.

Thus, it is easy to see that when determining SD for large periods of time (for example, a month), a sufficient error can occur, which is mainly determined by the value of  $t_r$  and the nature of the weather variability. In this case, for the determination of SD, direct solar radiation  $E_{bm}(t)$  is used the indications of the CHP1 pyrliometer. Directly from these data, it can be only estimate the SD, and in changeable weather, the assessment deteriorates.

To the correctly determine of the daily SD, it is necessary to calculate the integral

$$SD = \int_{t_1}^{t_2} \xi(t) E_{bm}(t) dt \quad (1)$$

where the integrand  $\xi(t)$  is equal to 1, if  $E_{bm}(t) \geq 120$  Wt/m2, otherwise it is 0.  $t_1, t_2$ - the time of sunrise and sunset, or the beginning and end of the time interval. Note that the function  $\xi(t)$  has a similar physical meaning, defined in [25] as the “sunshine number”. Thus, the function  $\xi(t)$  should be interpolated. For this purpose, we have selected cubic spline interpolation. Algorithms from the book [26] were used (subprograms Spline and Seval). As an example to illustrate the method, two characteristic data (clear

day and changeable weather) of Parkent meteorological station MS4-12-01 from 8.0.2013 and 10.29.2013 are considered.

The results of the interpolation are presented in Fig.2. In the figure, the meteorological data is plotted as large dots (1), and the curves are the results of interpolation (2). The figure shows that the interpolation results are good (there is no need to calculate the interpolation parameters). The interpolation step is 1 minute. Note that in this case, instead of integration, you can use a simple summation of 0 or 1, taking into account the condition  $E_{bm}(t) > 120$  in the interpolation results.

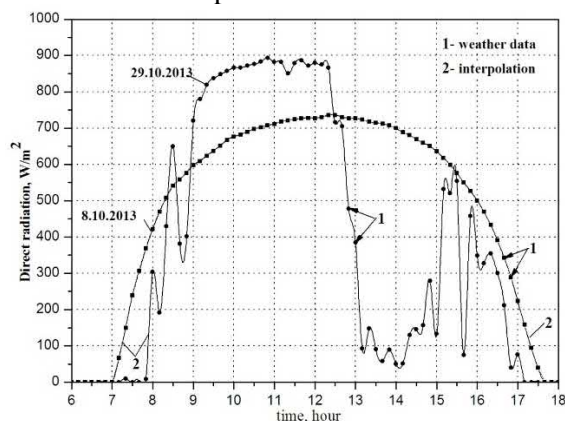


Fig.2. Interpolation of weather data

The results of the calculation of SD by days for the October month, 2013, according to the above integral are presented in Fig. 3 (curve 1).

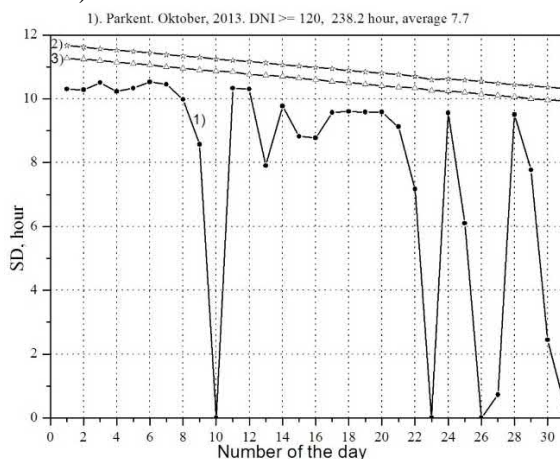


Fig.3. Dependence of SD on the day number

As already mentioned, SD is often presented in relative units. In some cases this may be relative to the total duration of days (SD21 - the time when the Sun is above the horizon, curve 2), in other cases relative to the theoretically possible duration of sunshine (SDmax). In the last case, instead of the experimental data of direct solar radiation, it is necessary to use direct solar radiation on a clear, cloudless sky (model, hypothetical case). These definitions imply a specific date period (days, months, seasons, years). Relative SD values are determined by calculation

Now, if in formula (1) instead of experimental data (radiation) we use an empirical formula (there are many adequate empirical formulas), we can get the maximum possible sunshine duration SDmax. In Figure 3, curve 3 corresponds to this case. The graph shows that the dependences of SDmax and SD21 on the day number are linear. The average deviation of these values for the month is 0.382, i.e. they do not differ much from each other and we have  $SD_{max} = SD_{21} - 0.382$ .

## References

1. Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation. WMO-No.8. 2008 edition. updated in 2010. 2012. © World Meteorological Organization.
2. Ahmed Ibrahim Ekhmaj and Milad Omran Alwershefani. Estimation of Sunshine Duration using Statistical Approach: Libya As A Case Study. The Libyan journal of Agriculture. Volume (21), No. (1-2): 2016: 92-11.

3. Vuerich, E. Morel, J.P., Mevel, S. Olivieri, J. UPDATING AND DEVELOPMENT OF METHODS FOR WORLDWIDE ACCURATE MEASUREMENTS OF SUNSHINE DURATION. TECO-201. BRUSSELS, BELGIUM, 16-18 OCTOBER, 2012.
4. Else J.M. Van den Besselaar, Arturo Sanchez-Lorenzo, Martin Wild, A. M. G. Klein Tank, A.T.J. de Laat. Relationship Between Sunshine Duration and Temperature Trends Across Europe Since the Second Half of the 20th Century. October 2015, *Journal of Geophysical Research Atmospheres*. 120(20):10,823–10,836. DOI: 10.1002/2015JD023640.
5. Bakirci, K.: Models of solar radiation with hours of bright sunshine. A review. *Renewable and Sustainable Energy Review*, no. 13, 2009, pp. 2580-2588. Elsevier. doi:10.1016/j.rser.2009.07.011
6. Milan Despotovic, Vladimir Nedic, Danijela Despotovic, Slobodan Cvetanovic. Review and statistical analysis of different global solar radiation sunshine models. December 2015, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 52:1869-1880. DOI:10.1016/j.rser.2015.08.035.
7. N. Halouani, C.T. Nguyen, D. Vo-Ngoc. Calculation of monthly average global solar radiation on horizontal surfaces using daily hours of bright sunshine. March 1993. *Solar Energy* 50(3). DOI: 10.1016/0038-092X(93)90018-J.
8. Junlian Fan, Lifeng Wu, Fucang Zhang, Huanjie Cai, Wenzhi Zeng, Xiukang Wang, Haiyang Zou. Empirical and machine learning models for predicting daily global solar radiation from sunshine duration: A review and case study in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 100 (2019), 186-212. doi: 10.1016/j.rser.2018.10.018.
9. Md. Shahrukh Anis, Basharat Jamil, Md. Azeem Ansari, Evangelos Bellos. Generalized models for estimation of global solar radiation based on sunshine duration and detailed comparison with the existing: A case study for India. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 31 (2019), 179–198.
10. Suehrcke H. On the relationship between duration of sunshine and solar radiation on the earth's surface: angstrom's equation revisited. *Solar Energy* 2000; 68: 417-425.
11. Zekai S. Angstrom equation parameter estimation by unrestricted method. *Solar Energy* 2001; 71:95–107.
12. Dorota Matuszko. Stanisław Weglarczyk. Relationship between sunshine duration and air temperature and contemporary global warming. *International Journal of Climatology*. Volume 35, Issue 12, October 2015, Pages 3640–3653. <https://doi.org/10.1002/joc.4238>.
13. Alhassan Ali Teyabeen, Ali Elseddig Jwaid. Sunshine Duration-Based Models for Predicting Global Solar Radiation. 2017 UKSim-AMSS 19th International Conference on Modelling & Simulation. DOI:10.1109/UKSim.2017.32
14. Sanchez-Romero, A., González, J. A., Calbó, J., and Sanchez-Lorenzo, A.: Using digital image processing to characterize the Campbell–Stokes sunshine recorder and to derive high-temporal resolution direct solar irradiance, *Atmos. Meas. Tech.*, 8, 183-194. Doi:10.5194/amt-8-183-2015. 2015.
- 15 <http://www.kippzonen.com/product/35132/CSD+3.aspx>
- 16 <http://www.delta-t.co.uk/products.html/product2011012504948>.
17. Dorota Matuszko. A comparison of sunshine duration records from the Campbell-Stokes sunshine recorder and CSD3 sunshine duration sensor. *Theoretical and Applied Climatology*. February 2015, Volume 119, Issue 3–4, pp 401–406. DOI: 10.1007/s00704-014-1125-z.
18. Francis Massen. Sunshine duration from pyranometer readings. ver.1.0. <http://meteo.lcd.lu/papers>. DOI: 10.13140/RG.2.1.2255.7042.
19. Hinssen, Y.B.L., and Knap W.H., 2007: Comparison of Pyranometric and Pyrheliometric Methods for the Determination of Sunshine Duration. *Journal of Atmospheric and oceanic technology*, 24, 835-846. doi:10.1175/JTECH2013.1.
20. Vuerich, E., Morel, J.P., Mevel, S., Olivieri, J. Updating and development of methods for worldwide accurate measurements of sunshine duration. TECO-2012, BRUSSELS, BELGIUM, 16-18 OCTOBER 2012.
21. B.E. Chub. Climate change and its impact on hydro meteorological processes, agroclimatic and water resources of the Republic of Uzbekistan. *Uzgidromet. NIGMI. Tashkent*, 2007.
22. S. Lutpullaev., Sh. Fayziev., Y. Sobirov., N. Gulomova., Göder Norbert. On the measurement of solar resources in Uzbekistan. *Journal Standart. Uzbekistan*. 2015. #2, pp.30-33.
23. Akbarov R. Yu, Paizullakhanov M.S. Characteristic Features of the Energy Modes of a Large Solar Furnace with a Capacity of 1000 kW. *Applied Solar Energy*. 2018. 54(2). pp.99-109.
24. Yvonne B.L. Hinssen. Comparison of different methods for the determination of sunshine duration. Scientific report; WR 2006-06. University of Utrecht. De Bilt, 2006.
25. V. Badescu, “Use of sunshine number for solar irradiance time series generation,” in *Modeling Solar Radiation at the Earth Surface*, pp. 327–355, Springer, Berlin, Germany, 2008
26. George E. Forsythe, Michael A. Malcolm, and Cleve B. Moler. *Computer Methods for Mathematical Computations*. Prentice-Hall. 1977.

## РАЗРАБОТКА И СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ИСПЫТАТЕЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ

Расходжаев Б., Ахадов Ж., Ахмаджонов У.

Международный институт солнечной энергии  
Узбекистан, 100084, Ташкент, ул. Ч. Айтматова 2Б, корпус 2  
Тел: (+998-71) 235-03-77; e-mail: rashodjaev@mail.ru

### Аннотация

*В работе приведена разработанная автоматизированная модульно-трекерная система для тестирования фотоэлектрических модулей. Автоматизированная модульно-трекерная система предназначена для измерения выходных параметров фотоэлектрических модулей и определение соответствия их эталону фотоэлектрических модулей. Приведён один из вариантов структурной схемы системы тестирования, даны пояснения и принципы работы установки. Принципиальная схема автоматизированной модульно-трекерной системы тестирования фотоэлектрических модулей представляет собой типовой состав двух автономных систем фотоэлектрических модулей. Это обеспечивает возможность масштабирования в соответствии с требованием потребителя. Преимуществом разработанной автоматизированной модульно-трекерной системы является, то, что каждый модуль может быть с лёгкостью исключен из одной схемы электроснабжения и включен в другую. Представлены новые подходы в структурной схеме источников бесперебойного питания. Одним из основных условий является широкое применение системы автономного электроснабжения для потребителей, отдалённых от распределительных сетей.*

**Ключевые слова:** модульно-трекерная система, фотоэлектрический модуль, фотоэлектрические системы, тестирование, система слежения, модульный принцип, двухосевые трекеры, автономные системы тестирования.

Во всем мире быстро растут масштабы использования возобновляемых источников энергии, в том числе солнечной энергии. Ее используют для получения электрической или тепловой энергии [1].

По заводским данным конфигурация и технология, использующая фотоэлектрический эффект, базируется на кремниевых поликристаллических или монокристаллических фотоэлектрических модулях наземного применения. КПД в поликристаллических фотоэлектрических модулях мощностью 300 Вт достигает до 14%, в монокристаллических фотоэлектрических модулях мощностью 300 Вт достигает до 18% и по прогнозам остается на протяжении 15-20 лет, со временем, в процессе эксплуатации, КПД падает [1,2].

Нами разработана модульно-трекерная система для тестирования фотоэлектрических модулей (ФЭМ).

Целью разработки, автоматизированной модульно-трекерной системы, является измерение выходных параметров ФЭМ и определение соответствия их эталону фотоэлектрических модулей.

Приведён один из вариантов структурной схемы системы тестирования, даны пояснения и принципы работы установки. Принципиальная схема модульно-трекерной системы тестирования фотоэлектрических модулей представляет собой типовой состав двух автономных систем фотоэлектрических модулей. Нами разработан двухосевой трекер с системой слежения при использовании модульного принципа построения основных её функциональных узлов (рис.1.), который значительно повышает показатели надёжности автономных систем тестирования.

Представлены новые подходы в структурной схеме источников бесперебойного питания, основанные, в том числе, на использовании возобновляемых источников энергии. Как правило, такие системы строятся по модульному принципу, что в настоящее время позволяет широко применять системы автономного электроснабжения для потребителей, отдалённых от внешних сетей. При таком решении неисправность одного из источников не ведет к выходу из строя всей системы электроснабжения.

Модульно-трекерная система тестирования фотоэлектрических модулей – это построение схем электроснабжения фотоэлектрических систем, которая подразумевает, что принципиальная схема автономного электроснабжения состоит из нескольких функционально самостоятельных компонентов (модулей). Это обеспечивает возможность масштабирования в соответствии с требованием потребителя. Каждый модуль может быть с лёгкостью исключен из одной схемы электроснабжения и включен в другую.

При модульно-трекерной системе тестирования фотоэлектрических модулей основной величиной, оказывающей влияние на интенсивность излучения ФЭМ, является угол падения солнечных лучей на её поверхность. Применение систем слежения позволяет изменять угол в зависимости от положения Солнца, что увеличивает количество поступающего на поверхность ФЭМ солнечного излучения и, как следствие, ее мощность.

Существует два вида общих реализаций трекерных фотоэлектрических систем: одноосевые и двух осевые [3].

Одноосевая трекерная фотоэлектрическая система может располагаться в любых координатных направлениях и использовать любой алгоритм слежения.

Одноосевые системы включают в себя трекеры с горизонтальной, вертикальной, наклонной и с полярно-ориентированной осью вращения.

На основе анализа трекеров фотоэлектрических систем нами разработана модульно-трекерная система для тестирования фотоэлектрических модулей.

В модульно-трекерной системе устанавливается два ФЭМ, один является эталоном ФЭМ, имеющим стандартные выходные параметры, другой- для проведения тестирования.

На рисунке 1 показана система слежения двухосевой модульно-трекерной системы для тестирования фотоэлектрических модулей.

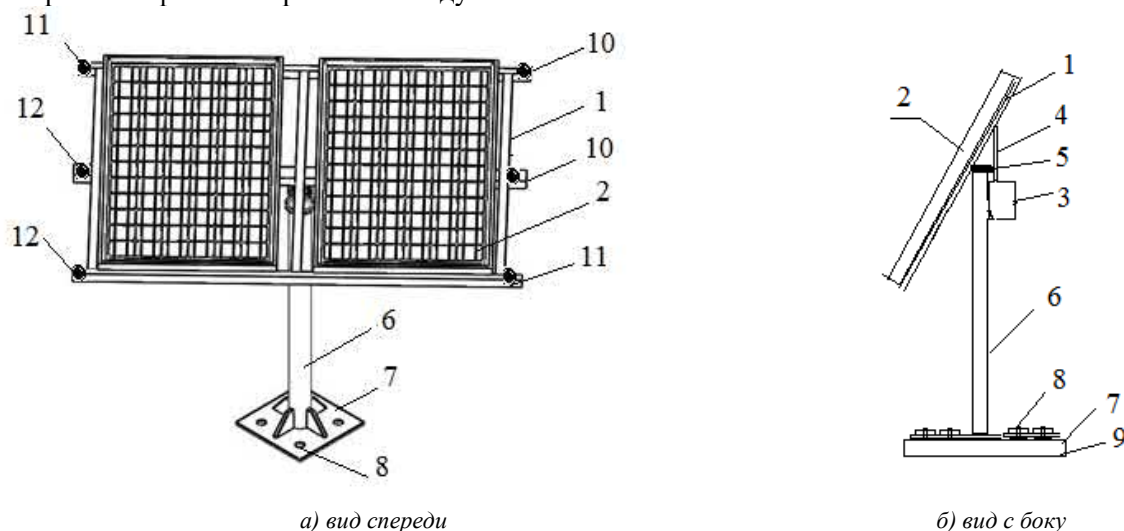


Рис.1. Модульно-трекерная система для тестирования фотоэлектрических модулей с двумя осями вращения на несущей опоре.

Как видно из рисунка 1, модульно-трекерная система состоит из двух осевого трекера фотоэлектрических модулей 2, одного и того же типа, установленного на каркасе 1 слежения, имеет трекеры с двумя осями вращения и опорной плоскостью, в которых главная ось – вертикальная 6. Движение трекера с востока на запад управляется 3 поворотом массива вокруг верхнего полюса, на котором закреплён подшипник. В верхней части вращающегося подшипника находится механизм 4, который обеспечивает вертикальное вращение панелей и обеспечивает основные точки крепления 7 для массива панелей. Массив с вертикальной осью 6 крепится на бетонную плиту 9 с помощью анкерных болтов 8. Два солнечных датчика- 10 для измерения солнечной радиации, падающей под углом и перпендикулярно падающей, два термометра 11 предназначены для измерения наружной температуры окружающей среды и температуры на поверхности ФЭМ. Два датчика 12 для измерения скорости ветра и направления ветра.

Принцип работы устройства основан на вычислении местоположения Солнца и подстройке азимутального и зенитного углов поворота рабочей поверхности для ориентации на Солнце. Исходными данными для вычислений являются точные географические координаты размещения трекера, а также текущие дата и время. Для определения координат и даты/времени модуль оснащен контролером и GSM.

Двухосевые трекеры являются более точными при концентрировании прямо на Солнце, которое обычно является ярким пятном.

Основным преимуществом системы слежения является сбор солнечной энергии в течение дня, а особенно в периоды восхода и заката, с наиболее точным выравниванием относительно положения Солнца, смещающегося в зависимости от сезона.

Таким образом, на основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

-разработанная автоматизированная модульно-трекерная система, предназначена для измерения выходных параметров ФЭМ и определения соответствия их эталону фотоэлектрических модулей;

-основным преимуществом автоматизированной модульно-трекерной системы, со слежением является сбор солнечной энергии в течение дня, в периоды восхода и заката, с наиболее точным выравниванием относительно положения Солнца, смещающегося в зависимости от сезона;

-представленные новые подходы в структурной схеме источников бесперебойного питания, основанные, по модульному принципу, позволяют широко применять системы автономного электроснабжения для потребителей, отдалённых от внешних распределительных сетей.

### **Список использованной литературы**

1. Малевский Ю.Н., Колтун М.М. Солнечная энергетика. М.:Мир,1979.- 392с.
2. Койшиев Т.К. Солнечные электростанции: Энергетика системы концентратор приемник и математические модели. Автореферат док.техн.наук. - Ташкент: - 27с.
3. [www.solar-tech.com.ua](http://www.solar-tech.com.ua)
4. IEC 61730-1:2016 МОДУЛИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ. Оценка безопасности. Часть 1: Требования к конструкции.
5. ПУЭ -2011. – «Правила устройства электроустановок».
6. O'zDSt/IEC 3182. - «Системы фотоэлектрические автономные. Контроль работоспособности. Методы контроля».
7. OzDSt/IEC 3076: 2016. – «Станции солнечные фотоэлектрические. Подключаемые к электрическим сетям. Требования минимальные к станциям, документации, приёмке и обследованию».
8. IEC 61215(2005) - «Модули фотоэлектрические наземные из кристаллического кремния. Оценка конструкции и утверждение по образцу».
9. O'zDSt/IEC 3075:2016. - Системы фотоэлектрические. Термины и определения.
10. МЭК 60364-7-712:2002 Электроустановки низковольтные. Часть 7-712. Требования к специальным электроустановкам или местам их расположения. Системы питания с использованием фотоэлектрических (ФЭ) солнечных батарей.
11. O'zDSt/IEC 61853-1:2018. - Модули фотоэлектрические. Определение рабочих характеристик и энергетическая оценка. Часть 1. Измерение рабочих характеристик в зависимости от температуры и энергетической освещенности. Номинальная мощность.
12. O'zDSt/IEC 61215-1:2018. -Модули фотоэлектрические наземные. Оценка конструкции и утверждение типа. Часть 1: Требования к испытаниям.
13. O'zDSt/IEC 61215-1-1:2018. -Модули фотоэлектрические наземные. Оценка конструкции и утверждение типа. Часть 1-1: Специальные требования для тестирования фотоэлектрических (ФЭ) модулей из кристаллического кремния.



## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТЕНЫ ТРОМБА

Самиев К.

Физико-технический институт НПО «Физика-Солнце» АН РУз

Ташкент, 100084, Узбекистан, e.juraev@gmail.com (100084, ул.Чингиза Айтматова 2Б, Ташкент, Узбекистан)

### Аннотация

В данной работе представлены результаты расчетов по оценке энергетических, экономических и экологических характеристик вентилируемой стены Тромба и стены Тромба без вентиляции для различных климатических зон Узбекистана. Расчеты проведены на основе методики, приведенной в международном стандарте ISO/FDIS 13790:2006(E). Как показывают результаты, вентилируемая стена Тромба передает в среднем на 55-65% больше количества теплоты к внутрикомнатному воздуху, чем стена Тромба без вентиляции. Применяя таких систем в строительстве жилых зданий можно снизить энергетические нагрузки на отопление.

**Ключевые слова:** возобновляемые источники энергии, пассивные системы солнечного отопления, система стена Тромба, тепловые потери, экономические показатели.

### Введение

По оценкам, к 2050 г. в Узбекистане площадь жилого фонда может увеличиться до 949-987 млн.м<sup>2</sup>, а обеспеченность населения жилой площадью – примерно до 26 м<sup>2</sup>/чел. Около 70% энергии, потребляемой в жилых домах, расходуется на отопление. С другой стороны, Узбекистан обладает огромнейшим запасом возобновляемых источников энергии (ВИЭ), валовой потенциал которых оценивается приблизительно в 51 млрд.т.н.э. К настоящему времени освоено лишь 0.6 млн.т.н.э. (0.3%) от технического потенциала (179 млн.т.н.э.). Около 97% потенциала ВИЭ приходится на солнечную энергию[1].

Как видно из вышеуказанного, основная доля энергии, потребляемой в жилых зданиях, приходится на отопление. В Узбекистане есть реальная возможность снижения этой доли энергии, в случае использования потенциала ВИЭ.

Пассивные системы солнечного отопления могут снизить ежегодную потребность в отоплении от 25 до 60%[2,3]. Благодаря экологической и энергетической эффективности этих систем, в мировой практике им уделяется значительное внимание[4,5].

Система стена Тромба (один из вариантов пассивной системы солнечного отопления) впервые запатентована в США 1881 году Эдвардом Морсом. Затем эта система была усовершенствована французским изобретателем Феликсом Тромбом[6,7]. До настоящего времени учеными предложен ряд вариантов системы стены Тромба [4-6]. В работах [8-13] рассмотрены энергетические, экономические, экологические стороны и задачи оптимизации этих систем.

### Методика расчета

Тепловая нагрузка стены Тромба, в течение отопительного периода, определяется следующим выражением[8,14,15]

$$Q_{\text{нагр.ст}} = Q_{\text{пос}} + Q_{\text{пот}} \quad (1)$$

где,  $Q_{\text{нагр.ст}}$  - тепловая нагрузка стены Тромба в течение отопительного периода (кВт·ч);  $Q_{\text{пос}}$  - поступающее количество теплоты от стены Тромба к внутрикомнатному воздуху за отопительный период (кВт·ч);  $Q_{\text{пот}}$  - тепловые потери стены Тромба за отопительный период (кВт·ч).

Сезонная тепловая нагрузка на единицу площади стены Тромба и экономия энергии на единицу площади стены Тромба по сравнению с обычной стеной определяются следующими выражениями

$$q_{\text{нагр.ст}} = \frac{Q_{\text{нагр.ст}}}{A_{\text{sw}}}, \quad (2)$$

$$q_{\text{ээ.ст}} = \frac{Q_{\text{нагр.ст}} - Q_{\text{нагр.ос}}}{A_{\text{sw}}}, \quad (3)$$

где  $q_{\text{нагр.ст}}$  - тепловая нагрузка на единицу площади стены Тромба за отопительный период (кВт·ч/м<sup>2</sup>);  $q_{\text{ээ.ст}}$  - экономия энергии на единицу площади стены Тромба по сравнению с обычной стеной за отопительный период (кВт·ч/м<sup>2</sup>);  $Q_{\text{нагр.ос}}$  - нагрузка на обогрев обычной стены в течение отопительного периода (кВт·ч);  $A_{\text{sw}}$  - площадь стены Тромба (м<sup>2</sup>).

Для проведения расчетов приняты следующие допущения [14, 15]:



температуры внутренней и внешней поверхности стены одинаковы;  
 для вентилируемой стены Тромба, когда температура слоя воздуха ниже комнатной, поток воздуха прекращается. В противном случае воздух в слое начинает течь;  
 коэффициенты теплопроводности, конвекции и излучения постоянны и не зависят от температуры;  
 для вентилируемой стены Тромба скорость воздушного потока в воздушном слое известна и постоянна;  
 воздух в воздушном слое является прозрачной средой без способности поглощения.



Рис.1. Рассматриваемые варианты стены Тромба: а- вентилируемая стена Тромба; б- стена Тромба без вентиляции.

### Вентилируемая стена Тромба.

Прошедшая через светопрозрачное ограждение солнечная радиация поглощается со стороны массивной стены и превращается в тепловую энергию. Количество теплоты, путем теплопроводности и конвекции, передается внутриконтному воздуху, окружающей среде и воздушному потоку. Внутриконтный воздух получает тепло от стены с конвекцией и от воздушного потока. Согласно [14] поступающее количество теплоты определяется следующим выражением

$$Q_{\text{пос.вст}} = I_w A_{sw} \alpha_{ct} \tau_w F_S F_F F_W \left[ U_o (R_e + R_1) + R_i \frac{U_o^2}{U_i U_e} \frac{\rho_a C_a q_{v,sw}}{A_{sw}} k_{sw} \omega \right], \quad (4)$$

где,  $I_w$  - суммарное солнечное излучение за период расчета нагрева ( $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ );  $\alpha_{sol}$  - коэффициент солнечного поглощения массивной стены;  $FF$  - коэффициент уменьшения рамы;  $F_S$  - фактор уменьшения затенения;  $F_W$  - поправочный коэффициент для нерасеивающих стекол;  $\tau_w$  - суммарный коэффициент пропускания солнечной энергии светопрозрачного ограждения;  $U_o$  - общий коэффициент теплопередачи стены Тромба ( $\text{Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$ );  $R_e$  - тепловое сопротивление светопрозрачного ограждения, между воздушным слоем и внешней средой ( $\text{м}^2\cdot\text{К}/\text{Вт}$ );  $R_i$  - тепловое сопротивление массивной стены, между воздушным слоем и внутренней средой ( $\text{м}^2\cdot\text{К}/\text{Вт}$ );  $R_1$  - тепловое сопротивление воздушного слоя ( $\text{м}^2\cdot\text{К}/\text{Вт}$ );  $U_i$  - коэффициент теплопроводности массивной стены ( $\text{Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$ );  $U_e$  - коэффициент теплопередачи светопрозрачного ограждения ( $\text{Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$ );  $\rho_a \cdot C_a$  - теплоемкость на единицу объема воздуха ( $\text{Дж}/(\text{м}^3\cdot\text{К})$ );  $q_{v,se}$  - заданное значение расхода воздуха через вентилируемый слой ( $\text{м}^3/\text{с}$ );  $k_{sw}$  - безразмерный параметр, связанный с температурой слоя воздуха.

Тепловые потери стены Тромба определяются следующим выражением

$$Q_{\text{пот.вст}} = \left[ U_o A_{sw} + \rho_a C_a q_{v,sw} \frac{U_o^2}{U_i^2} \delta k_{sw} \right] \cdot HDD \quad (5)$$

где, HDD - градусо-сутки [16].

### Стена Тромба без вентиляции.

Поскольку стена Тромба не проветривается, конвекционные части в уравнениях (4) и (5) должны быть удалены, так что потери тепла и поступающее количество теплоты невентилируемой стены Тромба могут быть рассчитаны по следующим формулам

$$Q_{\text{пот.ст.бв}} = U_o \cdot A_{sw} \cdot HDD \quad (6)$$

$$Q_{\text{пос.ст.бв}} = I_w A_{sw} \alpha_{ct} \tau_w F_S F_F F_W U_o (R_e + R_1) \quad (7)$$

### Обычная стена.

Уровень энергосбережения стены Тромба достигается путем сравнения с обычной стеной, поэтому следует также рассчитывать общую потерю энергии через обычную стену.

Аналогично методу расчета стены Тромба, тепловая нагрузка обычной стены может быть рассчитана в виде градусо-сутки.

$$Q_{\text{нагр.оч}} = U_c A_c \cdot HDD \quad (8)$$

где,  $U_c$  - общий коэффициент теплопередачи обычной стены ( $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ).  $A_c$  - площадь обычной стены ( $\text{м}^2$ ).

### Экономия капитала в методе жизненного цикла.

По сравнению с обычной стеной, для стены Тромба обычно требуется больший начальный капитал, но она может сэкономить на эксплуатационных расходах благодаря своему эффекту энергосбережения. Значение экономии капитала в жизненном цикле  $S$  определяется в следующем уравнении

$$S = DF (q_{\text{ээ.ст}} CFP - A \cdot MCC) - A \quad (9)$$

где,  $S$  - экономия капитала в жизненном цикле (доллар США);  $DF$  - коэффициент дисконтирования;  $q_{\text{ээ.ст}}$  - экономия энергии по сравнению с обычной стеной в течение отопительного периода ( $\text{кДж}$ );  $CFP$  - обычная цена топлива (доллар США/ $\text{кДж}$ );  $A$  - общее начальное увеличение инвестиций по сравнению с обычной стеной (доллар США);  $MCC$  - коэффициент затрат на обслуживание (отношение ежегодных затрат на обслуживание к общему увеличению инвестиций). Коэффициент дисконтирования определяется в следующем выражении

$$DF = \frac{(1+r)^N - 1}{r \cdot (1+r)^N} \quad (10)$$

где,

$$r = \frac{e - d}{1 + d}, \quad \text{при } e > d$$

$$r = \frac{d - e}{1 + d}, \quad \text{при } e < d.$$

где,  $N$  - время жизненного цикла, и предполагается, что оно составляет 30 лет. Если  $e = d$

$$DF = \frac{N}{1 + e}$$

где,  $d$  - кредитная ставка;  $e$  - годовой темп роста цен на топливо.

$$CFP = \frac{CFP'}{H_u \eta} \quad (11)$$

$CFP'$  - это условная цена топлива (доллар США/ $\text{кг}$ );  $H_u$  - теплотворная способность обычного топлива ( $\text{кВт} \cdot \text{час}/\text{кг}$ );  $\eta$  - эффективность традиционного отопительного оборудования.

Дополнительный период возврата инвестиций. Дополнительный период возврата инвестиций относится к необходимому времени для окупаемости дополнительных первоначальных вложений в стену Тромба, чем при обычной стене, и он не зависит от периода жизненного цикла. Здесь динамический метод используется для расчета дополнительного периода возврата инвестиций  $n_p$ , как показано в формуле (14), который учитывает временные затраты капитала.

$$n_p = \frac{\ln[1 - DF(d - e)]}{\ln\left(\frac{1+e}{1+d}\right)} \quad (12)$$

В уравнение (14) коэффициент дисконтирования  $DF$  определяется по формуле (11) в случае, если  $S$  равно нулю.

### Экологическая оценка.

Экологические преимущества стены Тромба главным образом заключаются в уменьшении загрязнения окружающей среды благодаря обычному эффекту энергосбережения, а диоксид углерода обычно используется в качестве основного показателя загрязнения окружающей среды. Количество выбросов углекислого газа можно рассчитать по формуле

$$M_{CO_2} = \frac{q_{\text{ээ.ст}} N}{H_u \eta} F_{CO_2} \frac{44}{12} \quad (13)$$

где,  $M_{CO_2}$  - количество сокращения диоксида углерода при использовании стены Тромба вместо обычной стены в жизненном цикле (кг);  $F_{CO_2}$  - коэффициент эмиссии углерода различных источников энергии.

Результаты расчетов. Для проведения расчетов использованы геометрические размеры рассматриваемых стен, приведенные в таблице №1, климатические данные, приведенные в таблице №2 и экономические данные, приведенные в [17,18].

На рис.2 приведены результаты расчетов по определению тепловых нагрузок за отопительный сезон для различных климатических зон Узбекистана. Как видно, во всех климатических зонах значения тепловых нагрузок обычной стены являются отрицательными. Это означает, что во всех рассматриваемых зонах через обычные стены осуществляются тепловые потери. С применением системы стена Тромба вместо тепловых потерь получается полезный тепловой поток. Несмотря на то, что Нукус расположен на севере страны и температура окружающей среды там ниже, чем в остальных регионах, за счет падающей суммарной солнечной радиации, в двух вариантах системы стена Тромба получается полезное тепло. Во всех рассматриваемых климатических зонах полезные тепловые потоки на 55-65% больше в варианте а, чем в варианте б.

Таб.1. Геометрические размеры, теплопроводность и тепловое сопротивление элементов стены Тромба

Конструкция южной стены	Слой	Название материала	Толщина, м	Теплопроводность, Вт/м <sup>2</sup> К	Термическое сопротивление, м <sup>2</sup> К/Вт
Вентилируемая стена Тромба	1	Двойное стекло	-	0.76	0.42
	2	Вентилируемая прослойка	0.15	-	0.4
	3	Теплоизоляционный слой (пеноплекс)	0.04	0.032	1.25
	4	Штукатурка	0.01	0.58	0.017
	5	Кирпичная стена	0.38	0.52	0.731
Невентилируемая стена Тромба	1	Двойное стекло	-	0.76	0.42
	2	Закрытая воздушная прослойка	0.15	-	0.165
	3	Теплоизоляционный слой (пеноплекс)	0.04	0.032	1.25
	4	Штукатурка	0.01	0.58	0.017
	5	Кирпичная стена	0.38	0.52	0.731

Таблица №2. Климатические данные[19-21].

Климатическая зона	Типичный город	Градусо-сутки	Падающая суммарная солнечная радиация на горизонтальной поверхности земли в отопительном периоде (I) (юг), кВт·ч·м <sup>-2</sup>
Север Республики	Нукус	3549	660
Ферганская долина	Фергана	2604	591
Ташкент	Ташкент	2571	583
Зеравшанская долина	Самарканд	2560	624
Юг Республики	Сурхандарья	1905	722

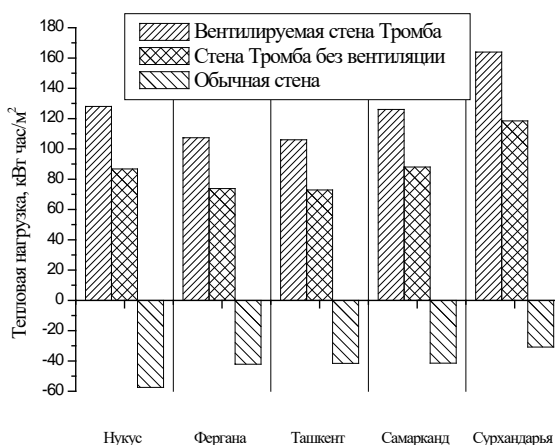


Рис.2. Тепловые нагрузки рассматриваемых стен в течение отопительного периода

В таблице №3 приведены результаты расчетов по определению энергетических, экономических и экологических характеристик рассматриваемых типов стены Тромба. Как показывают результаты, с экономической точки зрения вентилируемая стена Тромба эффективнее, чем стена Тромба без вентиляции.

Таблица №3. Энергетические, экономические и экологические характеристики рассматриваемых типов стены Тромба

Тип стены		Север Республики (Нукус)	Ферганская долина (Фергана)	Ташкент	Зеравшанская долина (Самарканд)	Юг Республики (Сурхандарья)
Вентилируемая стена Тромба	Экономия энергии (кВт·час/м <sup>2</sup> )	185.45	149.5	147.7	167.5	194.8
	Экономия капитала в жизненном цикле (доллар США)	12348.3	9251.7	9092.3	10798.5	13151.4
	Срок окупаемости (год)	4	5.1	5.2	4.5	3.8
	Сокращение CO <sub>2</sub> (кг/м <sup>2</sup> ), уголь	5204.6	4196	4144.1	4699.8	5466.2
	Сокращение CO <sub>2</sub> (кг/м <sup>2</sup> ), электричество	17843.9	14386.1	14208.1	16113.4	18740.8
	Сокращение CO <sub>2</sub> (кг/м <sup>2</sup> ), природный газ	708.9	571.5	564.5	640.2	744.5
Стена Тромба без вентиляции	Экономия энергии (кВт·час/м <sup>2</sup> )	144.2	115.9	114.5	129.5	149.3
	Экономия капитала в жизненном цикле (доллар США)	8794.9	6360.9	6237.2	7524.6	9235.2
	Срок окупаемости (год)	5.3	6.9	7	6	5.1
	Сокращение CO <sub>2</sub> (кг/м <sup>2</sup> ), уголь	4047.3	3254.5	3214.2	3633.5	4190.7
	Сокращение CO <sub>2</sub> (кг/м <sup>2</sup> ), электричество	13876.05	11158.1	11019.9	12457.5	14367.7
	Сокращение CO <sub>2</sub> (кг/м <sup>2</sup> ), природный газ	551.3	443.3	437.8	494.9	570.8

Выбросы CO<sub>2</sub> зависят от уровня энергосбережения, поэтому в Сурхандарье выбросы CO<sub>2</sub> относительно больше, чем в остальных климатических зонах. Самый низкий показатель выбросов CO<sub>2</sub> в соответствии с (15) в природном газе.

### **Выводы**

При использовании системы стена Тромба в жилых зданиях, за счет использования солнечной энергии, можно снизить потребление энергии, а также имеется эффект сокращения выбросов CO<sub>2</sub>. При 30-летнем жизненном цикле срок окупаемости, в зависимости от стоимости рассматриваемой стены, равен от шести месяцев до 5-7 лет. Наиболее хорошие результаты наблюдались в городе Нукус и Сурхандарье. Это объясняется тем, что в этих климатических зонах хорошие климатические показатели, т.е. градусо-сутки и падающая суммарная солнечная радиация больше, чем в остальных городах. Как показывают результаты расчетов, вентилируемая стена Тромба (вариант а) на 55-65% эффективнее стены Тромба без вентиляции(вариант б).

### **Литература**

1. Третье национальное сообщение Республики Узбекистан по рамочной конвенции ООН об изменении климата. Центр гидрометеорологической службы при Кабинете Министров Республики Узбекистан. – Ташкент, 2016, -220с.
2. Liu YW, Feng W. Integrating passive cooling and solar techniques into the existing building in South China. *AdvMaterRes: TransTechPubl* 2012:3717–20.
3. Аvezов P.P., Орлов A.Ю. Солнечные системы отопления и горячего водоснабжения. -Ташкент.: Фан, 1988. -288с.
4. Hu Z., He W., Ji J., Zhang Sh. A review on the application of Trombe wall system in buildings / *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, V-70, pp. 976-987.
5. Gupta N., Tiwari G.N. Review of passive heating/cooling systems of buildings / *Energy Science and Engineering*, 2016, V-4, №5. pp. 305-333.
6. E. Morse, "Warming and Ventilating Apartments by Sun's Rays" US Patent No. 246,626, 1881.
7. Duffie J., Beckman W. "Solar engineering of thermal processes", New York, Wiley, p. 928, 2013.
8. Zhang H., Shu H. A Comprehensive Evaluation on Energy, Economic and Environmental Performance of the Trombe Wall during the Heating Season / *Journal of Thermal Science* 28, pages1141–1149(2019)
9. Dabaieh M., Elbably A. Ventilated Trombe wall as a passive solar heating and cooling retrofitting approach; a low-tech design for off-grid settlements in semi-arid climates / *Solar Energy*, 2015, V-122, pp.820-833.
10. Bojic M., Johannes K., Kuznik F. Optimizing energy and environmental performance of passive trombe wall, *Energy and Buildings*, 2013, V-70, pp.279-286.
11. Jaber S., Ajib S. Optimum, technical and energy efficiency design of residential building in Mediterranean region / *Energy and Buildings*, 2011, V-43, pp.1829-1834.
12. Jaber S., Ajib S. Optimum design of Trombe wall system in mediterranean region / *Solar Energy*, 2011, V-85, pp.1891-1898.
13. Saadatian O., Sopian K., Lim C.H., Asim N., Sulaiman M.Y. Trombe walls: A review of opportunities and challenges in research and development / *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, V-16, pp.6340-6351.
14. ISO/FDIS 13790:2006(E): Energy performance of buildings — Calculation of energy use for space heating and cooling International standard, Switzerland, 2006.
15. Ruiz-Pardo A., Domínguez S. A., Fernández J.A.S. Revision of the Trombe wall calculation method proposed by UNE-EN ISO 13790 / *Energy and Buildings*, 2010, V-42, pp.763–773.
16. КМК 2.01.04-97, Строительная теплотехника, Ташкент: 2011.
17. <http://uzex.uz/uz/pages/weekly-quotes>
18. <https://cbu.uz/ru/arkhiv-kursov-valyut/>
19. Avezova N.R., Frid S.E., Lisitskaya N.V. and Rakhimov E.Yu. Resource Indicators of Solar Photovoltaic Plants in the Republic of Uzbekistan. Part 2. Verifying Satellite Actinometric and Reanalysis Data for Conditions in Uzbekistan// *Applied Solar Energy*, 2019, Vol. 55, No. 5, pp. 347–354.
20. Аvezова Н.Р., Фрид С.Е., Лисицкая Н.В., Рахимов Э.Ю. «База актинометрических и климатических данных для регионов Республики Узбекистан, основанная на долгосрочных спутниковых и наземных наблюдениях и реанализе» Авторское свидетельство об официальной регистрации базы данных № ВГУ 00374// Агентство по интеллектуальной собственности РУз 11.04.2019.
21. M. Kenisarina and K. Kenisarina, "Energy saving potential in the residential sector of Uzbekistan", *Energy*, vol. 32, pp. 1319-1325, 2007.

## РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ И ЕЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Матчанов Н.А., Григорова Е.А

Международный институт солнечной энергии

Ташкент, 100084, Узбекистан, ул. Чингиз Айтматова, 2 Б – дом, корпус 2. e-mail: info@isei.uz

### Аннотация

В данной работе, выполнен расчет экономической эффективности строительства фотоэлектрической станции и ее технических параметров на примере фотоэлектрической станции мощностью 9 кВт (промышленного назначения,) подключенной к локальной сети. Произведен сравнительный анализ технико-экономических показателей ФЭС мощностью 9 кВт и автономной дизельной(бензиновой) электростанции мощностью 9 кВт с использованием традиционных источников энергии.

**Ключевые слова:** экономическая эффективность, строительства фотоэлектрической станции, сравнительный анализ, технико-экономические показатели ФЭС.

### 1. Введение

В связи с непрерывным ростом стоимости на традиционные энергоносители, увеличивающимся дефицитом органического топлива, и отрицательным влиянием его на окружающую среду и здоровье человека при использовании традиционных электростанций, в последние годы значительно возрос интерес к возобновляемым источникам энергии. В Узбекистане вопросы развития электроэнергетики стоят очень остро. Это объясняется отсутствием достаточного количества собственных ресурсов традиционных источников энергии. В связи с этим для Узбекистана развитие энергетики страны только на традиционных источниках энергии становятся нецелесообразным, и возникает необходимость вовлечения в энергетический баланс страны других источников, прежде всего возобновляемых источников энергии[1].

Учитывая современное состояние экономики и энергосистемы Узбекистана, а также его климатические и географические особенности, в данной работе делается попытка оценить с точки зрения технико-экономического и социально-экологического аспектов возможности использования энергopotенциала ВИЭ, и в том числе энергии солнца.

Для обработки реалистичной оценки инвестиций, нам необходимо создать экономическую модель. Для экономической оценки проекта, мы будем использовать чистую приведенную стоимость (ЧПС). Для сравнения проектов, мы будем использовать значения минимальных цен на электроэнергию, произведенную с помощью различных технологий (ВИЭ и дизель генератор). Эта методика хороша тем, что мы можем сравнить цены на электроэнергию с существующими в регионе.

### 2. Методика расчета

Рассмотрим расчет экономической эффективности строительства фотоэлектрической станции и расчет ее технических параметров на примере фотоэлектрической станции, установленной в главном здании МИСЭ, с установленной мощностью  $N=9$  кВт. Определим экономические показатели, необходимые для определения экономической эффективности строительства станции, а именно стоимость используемого при строительстве станции оборудования, затраты на монтаж установки и т.д. Для определения стоимости строительства станции определяем потребное количество фотоэлектрических модулей, их общую стоимость, исходя из их первоначальных параметров:

Характеристики ФЭМ измеряются при стандартных условиях испытаний (СУИ) облученность  $1000 \text{ Вт/м}^2$ ,  $A_M=1.5G$ , при температуре окружающей среды  $25^\circ\text{C}$ . Значения номинальной мощности, напряжения и силы тока соответствуют точке максимальной мощности на вольтамперной характеристике ФЭМ при СТУ. В реальных условиях характеристики модулей могут оказаться выше, чем представлено в таблице 1. При различных погодных условиях (например, при солнечной погоде, отражении солнечной радиации от снега или воды) могут увеличиться значения тока и напряжения. Таким образом, значения  $I_{kz}$  и  $U_{xx}$ , указанные для ФЭМ, следует применять с коэффициентом запаса 1,25 при определении уровней напряжения и силы тока при выборе предохранителей и других компонентов ФЭС [2].

Для создания ФЭС выбраны фотоэлектрические модули, параметры которых приведены ниже.

Таб. 1: Параметры ФЭМ, выбранных для строительства ФЭС мощностью 9 кВт.

№	Параметры	Спецификация
1.	Тип модулей	LXP-3J250WA
2.	Максимальная мощность	250 Вт
3.	Рабочий ток	8.28 А
4.	Номинальное напряжение	30,2 В
5.	Ток короткого замыкания	8.73 А
6.	Напряжение холостого хода	1000 В
7.	Рабочая температура	45°C

Каждый из используемых модулей имеет мощность 250 Вт. Для строительства ФЭС с определенной мощностью при первичных исходных параметрах, монтируемых ФЭМ, необходимо 36 таких модулей.

Для определения потребного количества модулей использовалась формула:

$$n = \frac{N}{P_n} \cdot 1000,$$

где, N-общая мощность фотоэлектрической станции в кВт, P<sub>n</sub>- номинальная мощность ФЭМ в Вт.

Потребное количество модулей составляет:

$$n = \frac{9}{250} \cdot 1000 = 36 \text{ шт.},$$

Определим общие затраты на строительство фотоэлектрической станции с учетом использованного оборудования:

Для удобства расчета, количество и стоимость используемого оборудования сведены в таблицу 2.

Таб.2: Количественные и стоимостные показатели оборудования, выбранного для строительства ФЭС мощностью 9 кВт.

№	Наименование оборудования	Количество	Цена \$	Общая стоимость \$
1.	ФЭМ (250Вт)	36	95	3 420
2.	Инвертор (10.5 кВт)	1	3400	3 400
3.	Кабель		100	100
4.	Прочие затраты(доставка, стоимость металлоконструкции, монтаж )	-	1000	1 000
	Итого			7 920

Стоимость 36 модулей для станции определим по следующей формуле:

$$Э_{\text{у.модул}} = \sum Э_{250\text{Вт модуль}} * n,$$

где, n – количество модулей, Э<sub>250 Вт модуль</sub> – цена одного 250 Вт модуля, (примем, 1 Вт стоит 0,38 долл. США, тогда ФЭМ 250 Вт – 0,38·250=95 долл. США) Э<sub>у.модул</sub> – общая стоимость модулей.

Для подключения установленной солнечной фотоэлектрической станции к общей электрической сети использован инвертор.

Мощность инвертора солнечной фотоэлектрической станции выбирается исходя из мощности ФЭС. Для солнечной фотоэлектрической станции мощностью 9 кВт выбран инвертор мощностью 10,5 кВт. Его цена составляет 3 400 долл. США. Общая стоимость солнечной фотоэлектрической станции мощностью 9 кВт может быть определена по следующей формуле[3]:

$$K = K_{\text{модуль}} + K_{\text{инв}} + K_{\text{к}} + K_{\text{б.х}},$$

где,  $K$  – общие затраты на инвентарь и оборудование для ФЭС мощностью 9 кВт;

$K_{\text{модул}}$  – затраты на приобретение солнечных модулей;

$K_{\text{инв}}$  – затраты на приобретение инвертора;

$K_{\text{к}}$  – затраты на приобретение кабеля;

$K_{\text{б.х}}$  – прочие дополнительные затраты.

Показатели энергоэффективности ФЭС. Основными показателями оценки эффективности работы ФЭС являются:

- годовая выработка электроэнергии;

- коэффициент использования номинальной мощности для принятых типов ФЭМ (средний по ФЭС);

- себестоимость отпущенной электроэнергии.

Потенциальная выработка электроэнергии на ФЭС определяется как сумма выработки всеми отдельно стоящими ФЭМ.

Проектный отпуск электроэнергии от ФЭС определяется как полная выработка, уменьшенная на величину потерь из-за эффектов затенения в силу взаимного влияния ФЭМ, потребления энергии на собственные нужды и плановые потери, принятыми в проекте техническими решениями, организационно-техническим уровнем эксплуатации и надежностью систем и оборудования ФЭС.

Рассматриваемая нами солнечная ФЭС была введена в эксплуатацию 17 апреля 2017 года. Средняя выработка электроэнергии составила на дату запуска 21 кВт/час. Количество выработанной станцией электроэнергии по годам показано в таблице 3.

Таб. 3: Количество и общая стоимость выработанной электроэнергии по годам СФЭС мощностью 9 кВт, расположенной на территории МИСЭ.

№	Года	Произведенная энергия, кВт	1кВт цена, \$	Общая стоимость, \$
1.	За 1 год	10 500	0,03	315
2.	За 5 лет	52 500	0,04	2 100
3.	За 10 лет	105 000	0,06	6 300
4.	За 15 лет	157 500	0,09	14 175

Количество выработанной электроэнергии за первый год эксплуатации составило 10500 кВт. Стоимость отпускаемой потребителям электроэнергии в Республике Узбекистан по состоянию на 16 ноября 2018 года составляла 250 сум (или 0,03 долл.США). По данным «Минэнерго», среднегодовой рост стоимости, отпускаемой потребителям электроэнергии с 1 января 2019 года составит 32,4%, т.е стоимость 1 кВт/ч электроэнергии будет увеличена до 331 сум (или 0,04 долл.). Если принять, что среднегодовой рост отпускаемой потребителю электроэнергии сохранит тенденцию роста и будет равен среднегодовому проценту инфляции, то стоимость производимой по годам электроэнергии от 9 кВт ФЭС распределится как показано в таблице 3. Исходя из этих известных данных, рассчитаем стоимость количества электрической энергии, вырабатываемой исследуемой СФЭС в год, по следующей формуле:

$$Э_{\text{у.цена}} = \sum T_{\text{сум/1кВт/час}} * Э_{\text{год}}$$

где,  $Э_{\text{у.цена}}$  – стоимость количества электрической энергии, вырабатываемой исследуемой СФЭС в год,  $Э_{\text{год}}$  – электроэнергия, произведенная за один год,  $T_{\text{сум/1кВт/час}}$  – Цена 1 кВт/час электроэнергии.

Для наглядности восприятия рассчитанных экономических параметров, и определения сроков окупаемости станции покажем на рис. 1, зависимость увеличения стоимости вырабатываемой станцией электроэнергии в разрезе ее использования по годам с момента пуска в эксплуатацию [4].



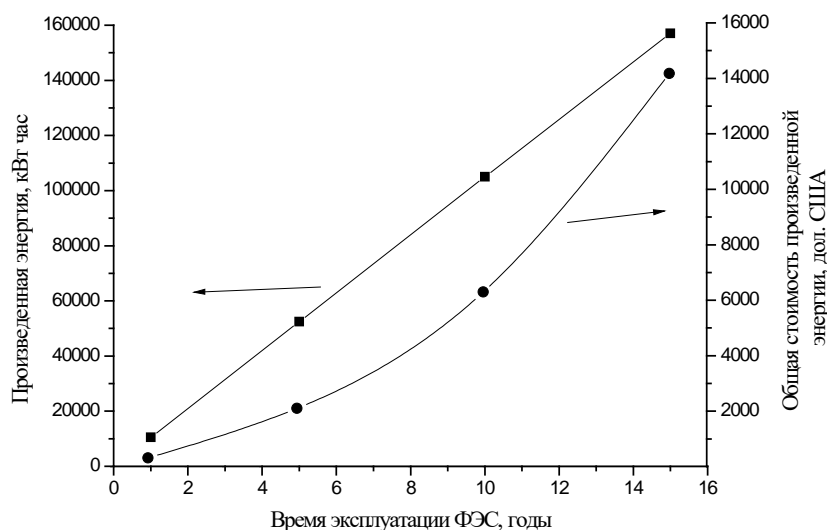


Рис.1 Зависимость увеличения стоимости, вырабатываемой ФЭС электроэнергии в разрезе ее использования по годам с момента пуска в эксплуатацию.

### 3. Анализ результатов

Как видно из рис. 1, при определении экономической эффективности работы станции было установлено, что фотоэлектрическая станция с мощностью 9 кВт окупит затраты на ее строительство через 12.5 лет, а затем начнет работать в режиме прибыли.

При определении срока окупаемости солнечной фотоэлектрической станции было принято, что солнечные батареи не требуют обслуживания и могут работать более 20 лет и основные капиталовложения производятся одновременно при строительстве станции.

Для сравнения экономических параметров произведем расчет аналогичных затрат для производства электроэнергии, полученной с использованием бензогенератора.

Для строительства автономной мобильной электрической станции китайского образца с номинальной мощностью силового агрегата 9кВт с применением бензинового генератора потребуются капитальные вложения на приобретение его составляющих [5]. Минимальные составляющие, их средняя стоимость, а также прочие расходы, учитываемые при эксплуатации бензо-станции приведены в таблице 4.

Таб.4: Капитальные вложения для бензогенератора китайского производства.

№	Наименование оборудование	Количество	Цена \$	Общая стоимость \$
1	Комплект автономной мобильной электрической станции китайского образца с номинальной мощностью силового агрегата 9кВт	1	1545	1545
2	Прочие затраты (транспортировка)	-	150	150
3	Затраты на техобслуживание и амортизационные отчисления за каждый год эксплуатации станции		216	216
4	Итого вложения за 1 год эксплуатации			1911
5	Итого вложения за 5 лет эксплуатации			2775
6	Итого вложения за 10 лет эксплуатации			3855
7	Итого вложения за 15 лет эксплуатации			4935

Кроме того, при расчете общих капитальных вложений на выпуск электроэнергии, производимой бензогенератором китайского производства, необходимо учесть расходы на топливо.

Согласно паспортным данным бензогенератора для выработки 1 кВт электрической энергии ей потребуется 0,2 л бензина. Стоимость 1 литра бензина марки АИ-80 за учитываемый период (с 2017 года по 2020 год) с учетом доставки варьировалась в пределах 3800-4500 сумов за литр (примем равной 4000 или 0,39 \$). Если принять равные условия по времени работы в сутки для ФЭС и для автономной мобильной электрической станции китайского производства, равные 8 часов, то для выработки генератором аналогичного количества электроэнергии за указанные в таблице 3 сроки, потребуется закупка определенного количества бензина. Затраты на его приобретение с учетом выработанной электроэнергии приведены в таблице 5.

Таб. 5: Количество произведенной электроэнергии и общие затраты по годам на топливо для ее производства с использованием бензогенератора.

№	Года	Произведенная энергия (кВт)	Общие затраты на топливо \$
1	За 1 год	10 500	4095
2	За 5 лет	52 500	20475
3	За 10 лет	105 000	40950
4	За 15 лет	157 500	61425

Как видно из таблицы 5, затраты на топливо для производства электроэнергии, выработанной электростанцией с использованием бензогенератора относительно велики.

Для определения полной стоимости энергии, выработанной электростанцией с использованием традиционных источников энергии (бензогенератор), с учетом затрат на ее приобретение и обслуживание по годам обратимся к таблице 6.

Таб.6: Общие затраты по годам на станцию и топливо для производства электроэнергии с использованием бензогенератора.

№	Года	Затраты на приобретение с учетом обслуживания \$	Затраты на топливо при известном количестве вырабатываемой энергии \$	Общие затраты на станцию, полная стоимость выработанной энергии \$
1	За 1 год	1911	4095	6006
2	За 5 лет	2775	20475	23250
3	За 10 лет	3855	40950	44805
4	За 15 лет	4935	61425	66360

Из таблицы 6 видно, что несмотря на относительно недорогую стоимость самой электростанции с использованием традиционных источников энергии, общие затраты для выработки аналогичного ФЭС количества электроэнергии превышают ее стоимость практически в 2,14 раза за первый год ее эксплуатации, а за последующие годы эта цифра увеличивается практически в 9 раз. Как следствие, при таких затратах на обслуживание и топливные ресурсы для электрических дизель(бензо)-станций, себестоимость вырабатываемой ими электроэнергии выше себестоимости электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрической станцией [6]. Сравнение себестоимости вырабатываемой электроэнергии фотоэлектрической станцией и электростанцией с использованием традиционных источников энергии (бензогенератор) по годам показано в таблице 7.

Данные, представленные в таблице 7, показывают, что себестоимость электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрической станцией, практически в десятки раз меньше себестоимости электроэнергии, вырабатываемой электростанцией с использованием традиционных источников энергии.

Таблица 7. Сравнение себестоимости вырабатываемой электроэнергии фотоэлектрической станцией и электростанцией с использованием традиционных источников энергии.

№ п/п	Годы	Фотоэлектрическая станция			Безогенератор (станция)		
		Стоимость выработанной электроэнергии, \$	Кол-во выработанной электроэнергии, кВт	Себестоимость 1 кВт выпускаемой электроэнергии, \$	Стоимость выработанной электроэнергии, \$	Кол-во выработанной электроэнергии, кВт	Себестоимость 1 кВт выпускаемой электроэнергии, \$
1	За 1 год	315	10500	0,03	6006	10500	0,57
2	За 5 лет	2100	52500	0,04	23250	52500	0,44
3	За 10 лет	6300	105000	0,06	44805	105000	0,85
4	За 15 лет	14175	157500	0,09	66360	157500	0,42

### Заключение

Проанализировав представленные данные исследования технико-экономических показателей СФЭС мощностью 9 кВт и автономной дизельной электростанции с использованием традиционных источников энергии, можно сделать следующие заключения:

- несмотря на низкую первоначальную стоимость дизельной (бензиновой) автономной станции с использованием традиционных источников энергии, дальнейшие капиталовложения при ее эксплуатации для выработки одинакового количества электроэнергии значительно выше, чем при использовании СФЭС за счет высокой цены на используемое топливо;
- себестоимость электроэнергии, выработанной СФЭС в десятки раз ниже себестоимости электроэнергии, выработанной автономной дизельной (бензиновой) электростанцией с использованием традиционных источников энергии.

### Литература

1. Денисов В.И. Технико-экономические расчеты в энергетике: Методы экономического сравнения вариантов. - М.: Энергоатомиздат, 1985.-216с.
2. Малевский Ю.Н., Колтун М.М. Солнечная энергетика. М.: Мир, 1979.- 392с.
3. Малевский Ю.Н. Солнечная энергетика. – М.: Мир, 2001.- С.
4. СанПиН № 0350-17. – «Санитарные нормы и правила по охране атмосферного воздуха населенных мест Республики Узбекистан».
5. ПУЭ -2011. – «Правила устройства электроустановок».
6. O’zDSt/IEC 3182. - «Системы фотоэлектрические автономные. Контроль работоспособности. Методы контроля».

## ПОСОБИЕ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ НОВЫХ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ РЕШЕНИЙ УСТАНОВОК СОЛНЕЧНОГО ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Рашидов Ю.К.<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Ташкентский архитектурно-строительный институт,  
г. Ташкент, 100011, Республика Узбекистан, e-mail: rashidov\_yus@mail.ru

<sup>2</sup>Физико-технический институт НПО «Физика-Солнце» АН РУз,  
г. Ташкент, 100084, Республика Узбекистан

### Аннотация

Приведено описание разработанного Пособия по проектированию новых энергосберегающих решений по установкам солнечного горячего водоснабжения к КМК 2.04.16-96\*. Описаны энергосберегающие решения установок солнечного горячего водоснабжения, приведены рекомендации по выбору типа установок в зависимости от назначения зданий и сооружений, а также режима потребления горячей воды. Даны рекомендации по правильному выбору способа защиты солнечных коллекторов от замерзания воды в зимний период, а также перегрева и вскипания теплоносителя в летний период года. Приведены примеры расчёта нестандартного оборудования и новых энергосберегающих решений по установкам солнечного горячего водоснабжения.

**Ключевые слова:** установка солнечного горячего водоснабжения, энергосберегающее решение, гелиотехническое оборудование, солнечный коллектор, плоский и трубчатый коллектор, аккумулятор теплоты.

### 1. Введение

В 2018 году была осуществлена переработка строительных норм и правил КМК 2.04.16-96\* "Установки солнечного горячего водоснабжения" (УСГВ) в целях повышения энергоэффективности проектируемых гелиоустановок на 30%, сооружаемых в Республике Узбекистан [1]. Для этого в КМК 2.04.16-96 было введено значительное количество новых нормоположений по применению в проектах прогрессивных энергосберегающих технических решений.

### 2. Актуальность

В развитие строительных норм и правил и для успешной реализации в проектах отдельных усложнённых нормативных требований было разработано "Пособие по проектированию новых энергосберегающих решений по установкам солнечного горячего водоснабжения (к КМК 2.04.16-96\*)". Его цель - изложить наиболее эффективные энергосберегающие решения и способы их воплощения в проекты, привести необходимые для проектирования технические данные, схемы, рисунки, методики и примеры расчётов.

#### 3. Основное содержание Пособия

При разработке Пособия использовались результаты научных исследований и последних технических достижений разных стран в рассматриваемой области техники [2-7].

Использование Пособия окажет содействие внедрению передовых энергосберегающих технологий в практику отопления, вентиляции и кондиционирования зданий. Пособие содержит методические рекомендации по выбору и расчёту наиболее энергетически эффективных технических решений установок солнечного горячего водоснабжения.

В Пособии описаны энергосберегающие решения УСГВ, приведены рекомендации по выбору типа установок в зависимости от назначения зданий и сооружений, а также режима потребления горячей воды. Приведены принципиальные схемы установок, основные характеристики гелиотехнического оборудования: солнечных коллекторов (СК), аккумуляторов теплоты, циркуляционных насосов, приборов автоматизации. Даны рекомендации по правильному выбору способа защиты СК от замерзания воды в зимний период, а также перегрева и вскипания теплоносителя в летний период года. Приведены примеры расчёта нестандартного оборудования и новых энергосберегающих решений по УСГВ.

При проектировании УСГВ рекомендованы общие принципы и способы сокращения энергопотребления. Важнейшие из них следующие:

- проектирование и сооружение высокотехнологичных безопасных и эксплуатационно-надёжных современных гелиоустановок, учитывающих последние достижения научно-технического прогресса при соблюдении всех требований по сбережению энергии;

- использование в проектах гелиоустановок наиболее энергоэффективных энергосберегающих решений и современного автоматизированного оборудования с высокими коэффициентами полезного действия;

- правильный выбор типа гелиоустановки (автономной сезонного действия без дублера и стабилизатора температуры, сезонные и круглогодичные с дублированием от автономного источника тепла и т.д.) в зависимости от назначения здания и сооружения, а также режима потребления горячей воды;

- правильный выбор принципиальной схемы и температурных режимов, а также кратности циркуляции теплоносителя через СК для обеспечения его максимально эффективной работы

- правильный выбор основного гелиотехнического оборудования гелиоустановок: солнечных коллекторов, аккумуляторов теплоты, циркуляционных насосов, приборов автоматизации;

- правильный выбор способа защиты СК от замерзания воды в зимний период, а также перегрева и вскипания теплоносителя в летний период года;

- использование в гелиоустановках теплоносителя с невысокими энергетически оптимальными средними температурами в гелиоконтуре, не более  $50\div 60$  оС.

В Пособии подробно рассмотрены различные виды солнечных коллекторов, которые принципиально отличаются между собой по конструктивному устройству. Различают три типа солнечных коллекторов: пластиковые, плоские и вакуумные. Пластиковые используются главным образом для нагрева воды в бассейнах. Плоские коллекторы используются для систем горячего водоснабжения и реже для отопления. Вакуумные коллекторы являются новейшей технологией и используются как для горячего водоснабжения, так и для систем отопления.

По форме лучепоглощающей поверхности СК подразделены на плоские и трубчатые коллекторы (рис.1.).

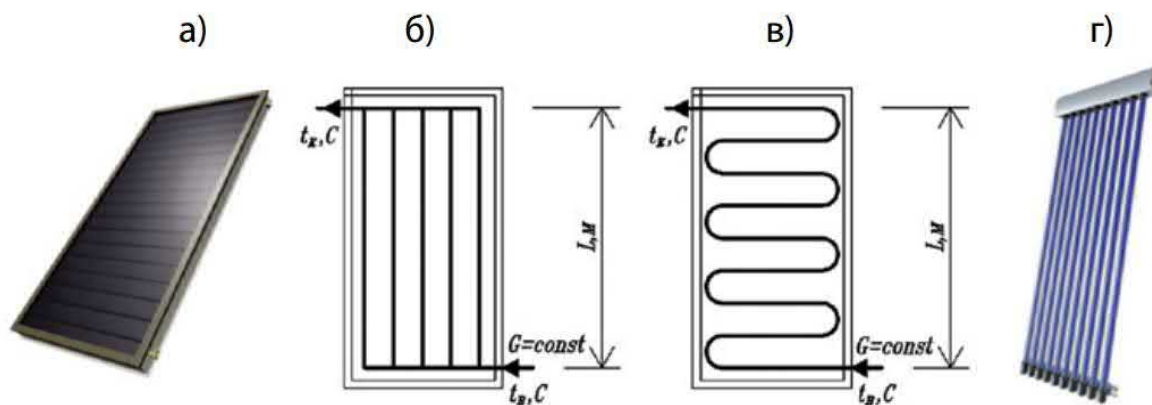


Рис.1. Плоский и трубчатый солнечные коллекторы:

а) общий вид плоского солнечного коллектора; б) схема плоского коллектора для систем с естественной циркуляцией; в) схема плоского коллектора для систем с насосной циркуляцией; г) общий вид трубчатого вакуумированного коллектора.

Плоский СК состоит из последовательных плоских слоёв «соляного» стекла, абсорбера коллектора для поглощения солнечной энергии и слоя теплоизоляции, помещённых в достаточно герметичный корпус (рис.1, а). Для систем с естественной циркуляцией теплопоглощающий коллектор изготавливают в виде вертикально расположенных параллельно соединённых элементов (рис.1, б), а для систем с насосной циркуляцией теплопоглощающий коллектор собирается из горизонтально расположенных последовательно соединённых элементов (рис.1, в).

Трубчатый вакуумированный СК имеет множество конструктивных вариантов исполнения, в основу которых заложено значительное снижение тепловых потерь между тепловым элементом и наружным воздухом за счёт создания вакуума между ними (рис.1, г).

Решающим фактором для выбора типа коллектора является – наряду с наличием места для монтажа – ожидаемая разность  $\Delta T$  между температурой коллектора и температурой наружного воздуха. Средняя температура коллектора определяется как среднее арифметическое между температурой подающего и обратного трубопроводов, оказывает значительное влияние на коэффициент полезного действия коллектора, а следовательно, на его производительность. На рис.2. видно, что средняя разность температур  $\Delta T$ , например, в солнечных системах горячего водоснабжения с низкой долей замещения тепловой нагрузки заметно меньше, чем в солнечных

системах с высокой долей замещения или в установках, покрывающих часть нагрузки на отопление. Однако при выборе коллектора важно также знать соотношение цена/производительность. Если производить выбор по графику КПД коллектора, то решение всегда будет в пользу вакуумированного трубчатого коллектора. Однако плоские коллекторы привлекательнее вакуумированных трубчатых по цене и дают хорошее соотношение цена/производительность.

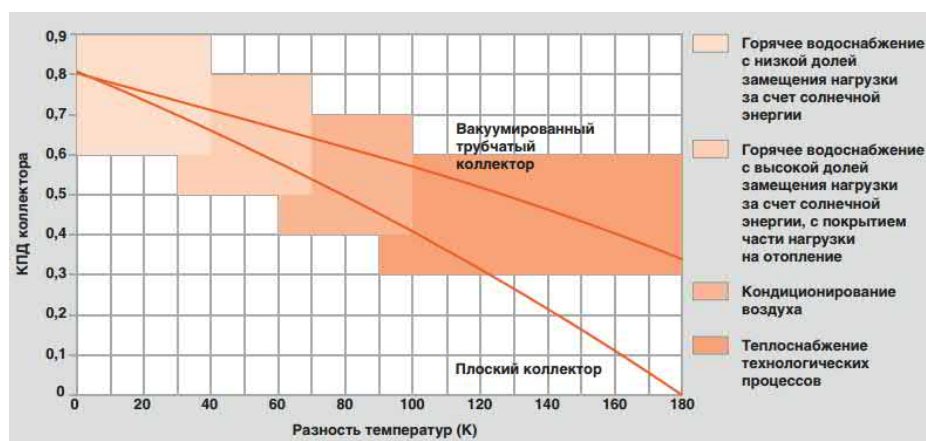


Рис.2. Зависимость КПД солнечных коллекторов от разности  $\Delta T$  между температурой коллектора и температурой наружного воздуха

В Пособии приведены подробные сведения о циркуляционных насосах, теплообменниках, баках-аккумуляторах с теплообменниками и без них, элементах автоматики, а также методы расчёта нестандартного оборудования в виде активных элементов.

В Пособии даны подробные рекомендации по выбору принципиальной схемы УСГВ. Выбор следует производить в зависимости от типа и назначения здания и сооружения, типа СК, сезона действия установки, метода защиты СК от замораживания в зимний период и перегрева в режиме стагнации в летний период года.

Одноконтурную схему с естественной циркуляцией и одноконтурную проточную следует применять в автономных установках солнечного горячего водоснабжения сезонного действия.

Одноконтурную самодренируемую схему с насосной циркуляцией следует применять в УСГВ круглогодичного действия с повышенной мощностью для защиты от замораживания и перегрева теплоприёмного контура и плоских СК, общая площадь которых превышает 30 м<sup>2</sup>.

Двухконтурную и трёхконтурную самодренируемую схему с насосной циркуляцией следует применять в УСГВ круглогодичного действия с плоскими и трубчатыми вакуумированными СК, в теплоприёмном контуре которых применена незамерзающая жидкость (антифриз) для защиты от перегрева в летний период в режиме стагнации».

Сезонные установки без дублирующего источника (установки, работающие в летний период) могут быть с естественной или принудительной циркуляцией теплоносителя.

Установки с естественной циркуляцией работают в режиме саморегулирования в зависимости от интенсивности солнечной радиации. Они не оборудуются приборами автоматического регулирования.

Установки с принудительной циркуляцией должны обеспечиваться автоматическими регуляторами температуры. Регуляторы настраиваются на температуру, с которой потребителю должна подаваться горячая вода.

УСГВ без дублёра могут выполняться с естественной и принудительной циркуляцией. УСГВ с естественной циркуляцией могут быть одноконтурные и двухконтурные.

Особенностью установки солнечного горячего водоснабжения с естественной циркуляцией, показанной на рис.3 является то, что она имеет постоянную температуру воды на выходе из солнечного коллектора 3. Для этого прямооточный саморегулирующийся гелиоконтур разомкнут и патрубков подачи 1 горячей воды в баке-аккумуляторе 2 установлен выше уровня воды на критическую высоту  $h$ . Так как гидравлическое сопротивление гелиоконтура повышено за счет гидростатического столба высотой  $h$ , вода при наличии солнечной радиации сможет поступить в бак, только нагревшись в солнечном коллекторе 3 до требуемой температуры, которую можно



регулировать, поднимая или опуская патрубок излива 1, служащим воздушным гидравлическим затвором. Он является активным элементом саморегулирующегося термосифонного гелиоконтура.

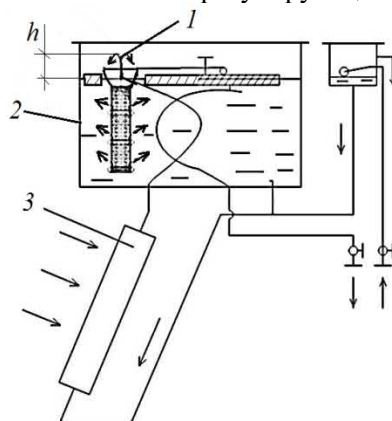


Рис. 3. Одноконтурная установка солнечного горячего водоснабжения с естественной циркуляцией и с саморегулируемым активным элементом для регулирования температуры горячей воды

Крупные гелиосистемы применяют для теплоснабжения и горячего водоснабжения многоквартирных жилых домов, для систем централизованного теплоснабжения небольшого посёлка, для теплоснабжения промпредприятий.

Для крупных гелиосистем применяют скоростные пластинчатые теплообменники, отделяющие контур гелиоколлектора от контура горячего водоснабжения с помощью промежуточного между ними контура с буферным баком-аккумулятором ёмкостью более 4 м<sup>3</sup>. Крупные гелиосистемы применяют также в сочетании другими возобновляемыми источниками тепловой энергии, что позволяет значительно повысить энергоэффективность систем здания в течение всего года.

Расчёт УСГВ следует производить в зависимости от типа установок (автономные или с дублёром), периода работы в течение года (сезонные или круглогодичные), способа циркуляции теплоносителя в теплоприёмном контуре (естественная или насосная), типа СК и способа их защиты от замораживания и перегрева в режиме стагнации.

Расчёт сезонных УСГВ следует производить по упрощённой методике с применением графиков и номограмм, а круглогодичного действия – в два этапа: предварительным, в котором в расчётах принимаются базовые характеристики СК и аккумулятора теплоты, и окончательным расчётом, уточняющим тепловой расчёт установки с учётом действительных характеристик СК и аккумулятора теплоты.

Расчёт УСГВ с помощью компьютерного моделирования следует производить для установок повышенной мощности с площадью СК более 30 м<sup>2</sup> при соответствующем обосновании целесообразности применения таких расчётов.

Для повышения экономичности и надёжности работы, автоматизацию в УСГВ следует предусматривать, основываясь на простейших возможных решениях и схемах, применяя активные элементы для саморегулирования температуры нагрева воды и минимальное число приборов автоматизации.

В УСГВ с насосной циркуляцией для управления процессом нагрева теплоносителя в СК и контроля состояния следует применять электронные контроллеры с датчиками температуры.

С помощью интеллектуального регулятора управления в сочетании с СК обеспечивается особенно эффективное использование солнечной энергии.

Регуляторы предназначены для использования в одно- и многоконтурных гелиоустановках. Контроллер обеспечивает максимально возможную эффективность использования солнечной энергии для приготовления горячей воды или поддержания системы отопления.

Контроллер - обязательный элемент гелиосистем с принудительной циркуляцией теплоносителя (рис.4). Он предназначен для управления процессом нагрева от солнца и контроля состояния гелиосистемы, а также, в зависимости от контроллера, может управлять и другими теплотехническими процессами в общей системе. Контроллер получает информацию от датчиков температуры (один из которых обязательно находится в солнечном коллекторе) и выбирает необходимый режим работы. Требуемая разность (перепад) температур настраивается в диапазоне

между 4 °С и 20 °С (заводская настройка 10 °С). При превышении настроенной разности температур между гелиоколлектором и нижней частью бойлера включается насос. При понижении заданной разности температур регулятор выключает насос. Дополнительно обеспечивается возможность настраивать максимальную температуру бойлера между 20°С и 90°С (заводская настройка 60°С). Когда бойлер достигает заданной максимальной температуры, регулятор выключает насос.

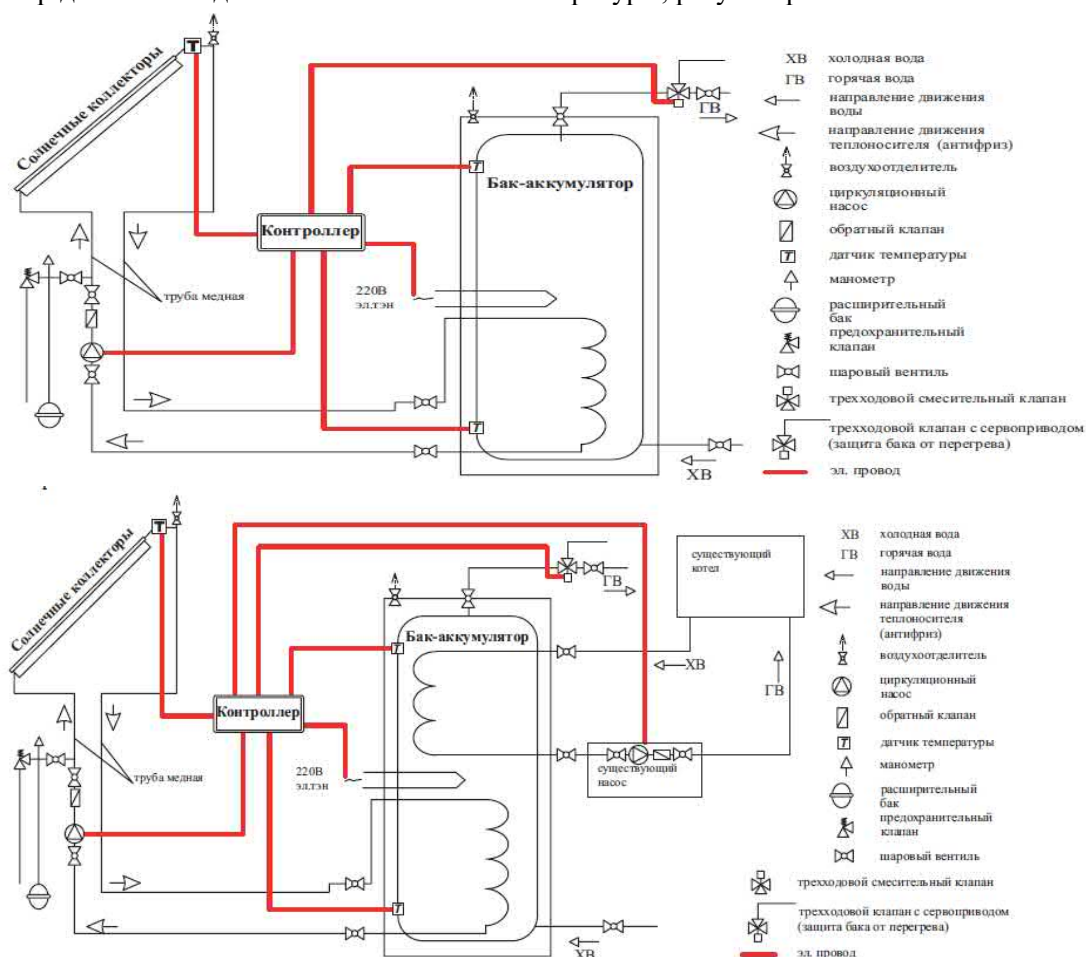


Рис.4. Схема расположения датчиков контроллера при регулировании по разности температур:

а) - с моновалентным тепловым аккумулятором и электрическим нагревателем; б) - с бивалентным тепловым аккумулятором, электрическим нагревателем и существующим котлом

#### 4. Выводы

Использование Пособия по проектированию новых энергосберегающих решений по установкам солнечного горячего водоснабжения к КМК 2.04.16-96\* окажет содействие широкому внедрению передовых энергосберегающих технологий в практику использования солнечной энергии в системах горячего водоснабжения различных потребителей.

Эта работа была выполнена при поддержке Министерства по инновационным технологиям Республики Узбекистан в рамках фундаментального гранта БВ-М-ФЗ-003 и прикладного гранта ФА-Атех-2018-421.

#### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Рашидов Ю.К. Переработанные строительные нормы и правила «Установки солнечного горячего водоснабжения»// Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность – 2019: сборник статей по материалам международной научно-практической конференции. – Севастополь: СевГУ, 2019. – с.1357-1360.
- [2] Документация по проектированию: гелиотехника Logasol для горячего водоснабжения и поддержки отопления. Издание 03/2013. www.buderus.ru. Книга о «Солнце».
- [3] Руководство по проектированию систем солнечного теплоснабжения. Издание 06/2010. www.viessmann.ua.
- [4] Рекомендации по проектированию установок солнечного горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий (к ВСН 52-86, Госгражданстрой). Киев, КиевЗНИИЭП, 1987.- 119 с.



[5] Рашидов Ю.К. Инновационный метод повышения эффективности и надёжности систем солнечного теплоснабжения на основе применения саморегулируемых активных элементов: Монография. Toshkent: Iqtisod-Moliya, 2019.- 224 с.

[6] Ruself-пособие по проектированию и расчету гелиосистем - Geo ...geo-comfort.ru» PDF › Solnishko › проектирование гелиосистем.

[7] Использование солнечной энергии для повышения энергоэффективности жилых зданий: справочное пособие/ исп.: В. В. Покотилов, М. А. Рутковский. – Минск: 2015. – 64 с.

## МЕТОДЫ ТЕРМОФИЗИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ФАЗОПЕРЕХОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Жураев Э.Т.<sup>1</sup>, Жураев Т.Д.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Физико-технический институт НПО «Физика-Солнце» АН РУз

Ташкент, 100084, Узбекистан, ejuraev@gmail.com (100084, ул.Чингиза Айтматова 2Б, Ташкент, Узбекистан)

<sup>2</sup>Институт инженеров ирригации и механизации сельского хозяйства

Бухарская область, 105009, г.Бухара ул Газли шох, 32

### Аннотация

Приведены методы для определения температуры плавления, теплоты плавления, удельной теплоемкости и теплопроводности фазопереходных материалов (ФПМ) и метод T-History выбран как один из оптимальных вариантов по сравнению с другими методами, такими как дифференциально-термический анализ и дифференциально-сканирующая калориметрия для проведения экспериментов с ФПМ.

**Ключевые слова:** фазопереходные материалы, тепло аккумуляторы, дифференциально-термический анализ, дифференциально-сканирующая калориметрия, T-History

### 1. Введение

Системы аккумуляции тепловой энергии (АТЭ) являются одной из наиболее мощных альтернатив для повышения энергоэффективности зданий. Материалы, позволяющие накапливать тепловую энергию, широко изучаются международным научным сообществом [1-3]. АТЭ представляет фазопереходные материалы (ФПМ) как вариант увеличения тепловой массы ограждающих конструкций зданий и строительных систем за счет скрытого тепла, выделяемого при фазовом переходе [4-6]. Кроме того, ФПМ были признаны одним из наиболее передовых энергетических материалов/технологий в повышении энергоэффективности и устойчивости зданий [7] и других областях применения в качестве стабилизации температуры человека при работе в экстремальных условиях [8], в космической промышленности [9], электронной промышленности, автомобилестроении [10], а также для холодного хранения [11], солнечного охлаждения и концентрации солнечной энергии на электростанциях [12,13], сезонного хранения и др.

Среди всех материалов ФПМ считаются те, которые имеют высокую плотность хранения при малом диапазоне температур [14]. ФПМ подразделяются на различные группы в зависимости от материальной природы. Кабеза и др. [15] предложили классификацию, разделенную на несколько групп по природе ФПМ: гидраты солей, парафины, жирные кислоты и др. В последние годы было замечено, что тепловая характеристика ФПМ является ключевым фактором при проектировании правильных конечных конструктивных систем. Традиционно термическую характеристику материалов проводят с использованием методов термического анализа [16,17]. В рамках этих методов наиболее широко используется дифференциальная сканирующая калориметрия (ДСК) [18-20]. Это один из самых мощных методов термофизического анализа ФПМ, поскольку он обеспечивает энтальпии плавления/затвердевания, температуры плавления/затвердевания и удельную теплоту исследуемых материалов. Однако она имеет некоторые ограничения: малое количество образца (менее 90 мг), влияние массы образца [18], зависимость от используемой скорости нагрева [21] и др. Именно по этой причине разрабатываются и другие методы анализа ФПМ с целью определения теплоты плавления и удельной теплоемкости.

При выборе ФПМ для системы теплового хранения следует учитывать соответствующие теплофизические, кинетические и химические свойства, не упуская из виду экономику и безопасность. Здесь цель состоит в том, чтобы сосредоточиться на теплофизических свойствах, которые в основном необходимы для выбора подходящего ФПМ для моделирования оборудования хранения и его проектирования. Определенные условия должны выполняться материалами фазового перехода [23,24]:

- температура плавления в нужной диапозоне рабочих температур.
- высокая скрытая теплота плавления на единицу объема.
- высокая удельная теплоемкость для обеспечения дополнительного значительного физического накопления тепла.
- высокая теплопроводность как твердой, так и жидкой фазы для содействия зарядке и разрядке энергии накопительной системы.

- малое изменение объема при преобразовании фазового перехода и малое давление пара при рабочей температуре для уменьшения проблемы герметизации.
- конгруэнтное плавление материала с фазовым переходом для обеспечения постоянной ёмкости хранения материала с каждым циклом замораживания/плавления.

**Таблица 1. Общие методы ТА с их схожими методами, аббревиатурой и измеряемым свойством**

Методика измерения ТА	Метод	Аббревиатура	Измеряемые свойства
Дифференциальная термометрия	Дифференциальный термический анализ	DT/DTA	Разница в температуре
Дифференциальная сканирующая калориметрия	-	DSC	Разница в тепловом потоке
Термогравиметрия	Термогравиметрический анализ	TG/TGA	Массообмен
Термомеханометрия	Термомеханический анализ	TM/TMA	Деформация
Термоакустиметрия	Термоптометрический анализ	TO/TOA	Оптические свойства
Измерение обменного / выделившегося газа	Анализ Обменного / выделяющихся газов	EGM/EGA	Газообмен
Термоэлектрометрия	Термоэлектрический анализ	TE/TEA	Электрические свойства
Термоакустиметрия	Термоакустиметрический анализ	TO/TOA	Акустические свойства
Термоманометрия	Термоманометрический анализ		Давление
Термомагнетометрия	Термомагнитный анализ		Магнетические свойства

Как методы термического анализа (ТА), так и методы калориметрии дают данные, которые могут быть дополнительно оценены для получения желаемых теплофизических свойств: температуры фазового перехода (Тм) и энтальпии (НМ), а также удельного теплота жидкости и твердого тела (Ср). ТА отличается от калориметрии тем, что первая исследует поведение образца в зависимости от температуры или времени, в то время как калориметрия основана на регистрации температуры или тепла образца при нагревании/охлаждении в зависимости от времени. DSC находится в пределах этих двух понятий, поскольку выходным свойством является тепловой поток как функция времени и температуры.

## 2. Дифференциальная сканирующая калориметрия

Дифференциальная сканирующая калориметрия или DSC, является термоаналитическим методом, в котором разница в количестве тепла, необходимое для повышения температуры образца и эталонной измеряются как функция температуры. Оба образец и опорный выдерживают при почти той же самой температуре в течение всего эксперимента. Как правило, температурная программа для анализа DSC сконструирована таким образом, что температура повышается держатель образца линейно в зависимости от времени. Эталонный образец должен иметь четко определенную теплоемкость в интервале температур для сканирования.

Эта методика была разработана Э. С. Уотсоном и М. Дж. О'Нилом в 1962 году и была представлена на Питтсбургской конференции по аналитической химии и прикладной спектроскопии в 1963 году. Первый адиабатический дифференциальный сканирующий калориметр, который может быть использован в области биохимии, был разработан П. Л. Приваловой и доктором Монаселидзе в 1964 году в Институте физики в Тбилиси. Термин DSC был придуман для описания этого инструмента, который непосредственно измеряет энергию и позволяет точно измерять теплоемкость. Основной принцип, лежащий в основе этого метода, заключается в том, что, когда образец подвергается физическому преобразованию, такому как фазовые переходы, он должен получать больше или меньше тепла, чем эталон, чтобы поддерживать и поддерживать ту же температуру. Должен ли образец получать меньше или больше тепла, зависит от того, является ли процесс экзотермическим или эндотермическим. Так, например, как твердое тело, образец плавится в жидкость, это потребует большего количества тепла, поступающего к образцу, чтобы увеличить его температуру с той же скоростью, что и эталон. Это связано с поглощением тепла образцом, так как он претерпевает эндотермический фазовый переход из твердого состояния в жидкое. Точно так

же, как образец подвергается экзотермическим процессам (таким как кристаллизация), требуется меньше тепла для повышения температуры образца. Наблюдая разницу в тепловом потоке между образцом и эталоном, дифференциальные сканирующие калориметры могут измерять количество тепла, поглощенного или выделенного во время таких переходов. Он широко используется в промышленных установках в качестве инструмента контроля качества благодаря своей применимости при оценке чистоты образцов и для изучения отверждения полимеров [29].

Метод дифференциального сканирующего калориметра (ДСК) используется для термической характеристики ФПМ. Метод ДСК полезен для определения нескольких термодинамических свойств материала, таких как температуры плавления и замерзания, удельная теплоемкость, энтальпии фазового перехода и т. д. В своём исследовании Sarga Drissi и другие эксперименты проводили с использованием DSC 204 F1 Phoenix фирмы Netzsch (Рис.1) в атмосфере азота с учетом различных масс и динамических скоростей нагрева/охлаждение. Типичные скорости нагрева около 5-10 К/мин часто используются в стандартных калориметрических методах. Однако следует отметить, что эти показатели не могут быть совместимы с ФПМ из-за их низкой теплопроводности.

Соответственно, для оптимизации экспериментальных параметров, определяющих ДСК-тест, было проведено множество исследований с использованием различных динамических скоростей и масс образцов. Для первой серии экспериментов массу поддерживали постоянной (12 мг) и испытывали несколько динамических скоростей нагрева в диапазоне от 0,5 до 20 К/мин. В то время как во второй серии экспериментов динамическая скорость поддерживалась постоянной (0,5 К/мин) и испытывались три различных массы образца (8 мг, 10 мг и 12 мг). Для двух экспериментальных конфигураций были проведены три испытания и рассмотрен средний результат. Температурные диапазоны, рассматриваемые для данного исследования, были выбраны таким образом, чтобы быть близкими к естественным климатическим температурам, ожидаемым в строительных сферах.



Рис.1. Оборудование DSC 204 F1 Phoenix фирмы Netzsch

Метод ДСК позволяет непосредственно знать тепловые потоки на единицу массы материала, управляемые машиной ДСК, чтобы поддерживать одинаковую температуру между эталоном и образцом:

$$\Phi = \Phi_r - \Phi_s = k \cdot (T_r - T_s) \quad (1)$$

[ $\Phi$  -тепловой поток, r-эталон, s-образец, T-температура (К), k-коэффициент калибрации]

Из-за тепловой инерции испытываемого образца  $T_s$  отклонился от  $T_r$ . Последнее предписывается тепловой программой следующим образом:

$$T_r = T(t=0) + \beta t \quad (2)$$

Уравнение (1) может быть выражено в терминах удельных нагревов следующим образом:

$$\Phi = \beta \cdot (C_{pr} - C_{ps}) \quad (3)$$

Где  $C_{pr}$  и  $C_{ps}$  обозначим соответственно удельных теплоемкостей общая ссылка на ячейку и общей пробе.

Надо брать в заметку, что уравнение (3) доступно, когда во время испытания не происходит теплового события, то есть, когда в образце достигнуто термодинамическое равновесие. В противоположном случае, когда происходит фазовый переход, тепловой поток больше не является постоянным, так как более высокий тепловой поток должен подаваться или вычитаться в ячейку образца, чтобы поддерживать ее при той же температуре, что и эталонная.

Для измерения удельной теплоты ( $C_p$ ) были проведены три испытания ДСК: измерение базовой линии, эталона (сапфира) и образца. Затем метод соотношения был использован для того, чтобы вывести удельную теплоту.

Термическими методами называется группа методов физико-химического анализа, в которых измеряется какой-либо физический параметр системы в зависимости от температуры. Калориметрия и термогравиметрия относятся к термическим методам анализа. В термогравиметрии измеряемым параметром является масса вещества, в калориметрии – теплота.

### 3. Дифференциальный термический анализ (ДТА)

Дифференциальный термический анализ (ДТА) основан на регистрации разности температур между исследуемым веществом и инертным образцом сравнения при их одновременном нагревании или охлаждении. При изменении температуры в образце могут происходить процессы с изменением энтальпии, такие как плавление, перестройка кристаллической структуры, испарение, дегидратация, реакции диссоциации или разложения, окисление или восстановление. Такие превращения сопровождаются поглощением или выделением тепла, так что температура образца и эталона начинает различаться. Этот метод способен регистрировать даже небольшие изменения температуры образца, обусловленные конструкцией устройства, а именно тем, что регистрирующие термопары от образца и эталона соединены между собой. Повышенная чувствительность дифференциального метода позволяет исследовать образцы малой массы (до нескольких мг) [30].

А.Солэ и другие [22] предоставляли таблицу с наиболее распространенными методами ТА (таблица 1). Ориентируясь на коммерческие методы, наиболее часто используемыми методами в исследовательском сообществе ФПМ являются DSC, DTA и, в меньшей степени, TGA. Однако другие методы существуют и находятся в стадии разработки, хотя они и не являются коммерчески доступными, как T-History. T-History впервые началась как метод калориметрии [25], но Марин и др. [26] предложили новую оценку данных, которая перенесла этот метод в группу ТА.

### 4. Методика T-History

Метод основан на модели сосредоточенного сопротивления, где внутренний температурный градиент измеряемого образца считается очень малым. Другими словами, безразмерное число Био, что это отношение теплового сопротивления на общего внешнего теплового сопротивления должно быть мало.

$$Bi = \frac{Ul}{k} \ll 1 \quad (4)$$

где  $U$  общий коэффициент теплопередачи с учетом контейнера и изоляции,  $l$  характерная длина образца, а  $k$  теплопроводность образца. Подробное описание данного метода приведено в [25, 26, 27].

По сравнению с другими методами, такие как обычные калориметрические методы, методы дифференциального термического анализа и дифференциальной сканирующей калориметрии, данная методика имеет следующие основные особенности: экспериментальная установка простая, способная измерять температуру плавления, удельную теплоемкость и теплопроводность нескольких образцов ФПМ, одновременно и позволяет наблюдать за процессом изменения фазы каждого образца ФПМ. С помощью данного метода, нами были измерены теплофизические свойства глауберовой соли ( $Na_2SO_4 + 10H_2O$  – десятиводный кристаллогидрат сульфата натрия).

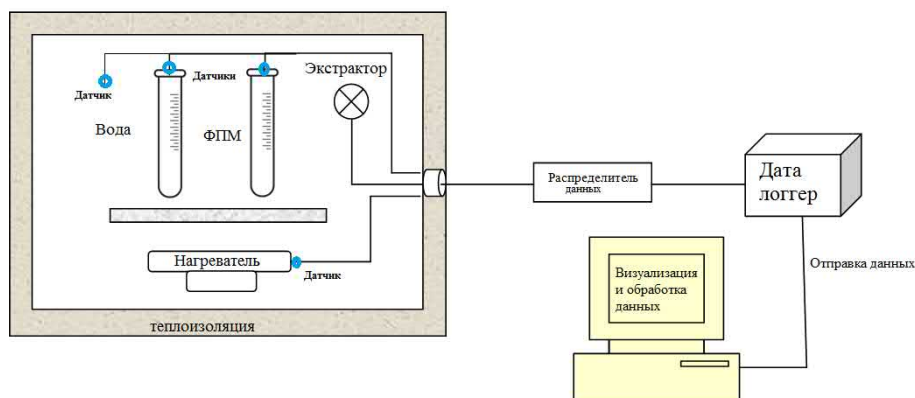


Рис. 2. Схема экспериментального стенда, и образцы ФПМ в процессе тестирования фазовых переходов.

Для исследования теплотехнических показателей тепловых аккумуляторов из ФПМ нами разработан экспериментальный стенд, схема которого приведена в рис. 2. Стенд состоит из камеры (с теплоизолированными стенками и с возможностью наблюдения за процессами, т.е. одна стенка сделана из двухслойного стеклянного ограждения), где проводятся тесты аккумуляторов с различными объемами. Блок автоматического управления внутренней температуры камеры с 6-и сенсорами для измерения температуры, а также блока передачи данных от сенсоров температуры к компьютеру. Системы нагрева и охлаждения камеры с автоматическим управлением.

На рис. 2, представлена схема экспериментального стенда для исследования теплотехнических характеристик тепловых аккумуляторов из фазопереходных материалов, и кристаллогидрат натрия сульфата в процессе тестирования циклов фазовых переходов, соответственно. Стенд оснащен системой автоматического управления температуры в камере, нагрева и охлаждения, сенсоров температуры, и регистратор для сбора и обработки данных [28].

## **5. Заключение**

Выбор подходящего метода термического анализа для сбора экспериментальных данных зависит от выходных данных прибора, точности измеряемых величин, требований к экспериментальной установке, таких как размер выборки, техническое обслуживание, реализация и т.д [22].

Метод T-History имеет ряд преимуществ по сравнению с коммерчески доступными методами термического анализа (DSC, DTA) для определения теплофизических свойств ФПМ. Наиболее значимыми являются большой объем выборки, оптимизированное время измерения и простое и экономичное построение.

## **6. Ссылки**

- [1] Agyenim F, Hewitt N, Eames P, Smyth M. A review of materials, heat transfer and phase change problem formulation for latent heat thermal energy storage systems (LHTESS). *Renewable and Sustainable Energy* 2010; 14:615–28.
- [2] Su JF, Wang XY, Wang SB, Zhao YH, Huang Z. Fabrication and properties of microencapsulated-paraffin/gypsum-matrix building materials for thermal energy storage. *Energy Conversion and Management* 2012; 55:101–7.
- [3] Regin AF, Solanki SC, Saini JS. Heat transfer characteristics of thermal energy storage system using PCM capsules: a review. *Renewable and Sustainable Energy* 2008; 12:2438–51.
- [4] Baetens R, Jelle BP, Gustavsen A. Phase change materials for building applications: a state-of-the-art review. *Energy and Buildings* 2010; 42:1361–8.
- [5] Khudhair AM, Farid MM. A review on energy conservation in building applications with thermal storage by latent heat using phase change materials. *Energy Conversion and Management* 2004; 45:263–75.
- [6] Zalba B, Marín JM, Cabeza LF, Mehling H. Review on thermal energy storage with phase change: materials, heat transfer analysis and applications. *Applied Thermal Engineering* 2003; 23:251–83.
- [7] Tyagi VV, Kaushik SC, Tyagi SK, Akiyama T. Development of phase change materials based microencapsulated technology for buildings: a review. *Renewable and Sustainable Energy* 2011;15:1373–91.
- [8] Pause B. Nonwoven protective garment with thermo-regulating properties. *Journal of Industrial Textiles* 2003;33:93–9
- [9] Telkes M. Development of high capacity heat storage materials, cryo therm, Foelsville; 1962.
- [10] Citherlet S. A brief history of PCMs for heat storage (Chap. 8). In: Hadorn JC, editor. *Thermal energy storage for solar and low temperature buildings – State of the art by IEA Solar Heating and Cooling Task 32. Servei de publicaciones (UdL); 2005. ISBN: 84-8409-877-X.*
- [11] Oró E, de Gracia A, Castell A, Farid MM, Cabeza LF. Review on phase change materials (PCMs) for cold thermal energy storage applications. *Applied Energy* 2010;99:513–33.
- [12] Gil A, Medrano M, Martorell I, Lázaro A, Dolado P, Zalba B, Cabeza LF. State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1—Concepts, materials and modellization. *Renewable and Sustainable Energy* 2010;14:31–55.
- [13] Medrano M, Gil A, Martorell I, Potau X, Cabeza LF. Contents State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part 2—Case studies. *Renewable and Sustainable Energy* 2010;14:56–72.
- [14] Günther E, Hiebler S, Mehling H. Determination of the heat storage capacity of PCM and PCM-objects as a function of temperature. In: *Proceedings of the 10th International Conference on Thermal Energy Storage (ECOSTOCK)*. Stockton, USA; 2006.
- [15] Cabeza LF, Castell A, Barreneche C, de Gracia A, Fernández AI. Materials used as PCM in thermal energy storage in buildings: a review. *Renewable and Sustainable Energy* 2011;15:1675–95.

- [16] Höhne GWH, Hemminger WF, Flammersheim H-J. Differential scanning calorimetry. 2nd ed. Berlin: Springer; 2003.
- [17] Mehling H, Cabeza LF. Heat and cold storage with PCM. Berlin: SpringerVerlag; 2008.
- [18] Günther E, Hiebler S, Mehling H, Redlich R. Enthalpy of phase change materials as a function of temperature: required accuracy and suitable measurement methods. *International Journal of Thermophysics* 2009;30:1257–69.
- [19] Alkan C, Sari A, Karaipekli A. Preparation, thermal properties and thermal reliability of microencapsulated n-eicosane as novel phase change material for thermal energy storage. *Energy Conversion and Management* 2011;52:687–92.
- [20] Borreguero AM, Sánchez ML, Valverde JL, Carmona M, Rodríguez JF. Thermal testing and numerical simulation of gypsum wallboards incorporated with different PCMs content. *Applied Energy* 2011;88:930–7.
- [21] Castellón C, Günther E, Mehling H, Hiebler S, Cabeza LF. Determination of the enthalpy of PCM as a function of temperature using a heat-flux DSC-A study of different measurement procedures and their accuracy. *International Journal of Energy Research* 2008;32:1258–65.
- [22] A. Solé et al. / *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 26 (2013) 425–436.
- [23] Tyagi VV, Buddhi D. PCM thermal storage in buildings: a state of the art. *Renewable and Sustainable Energy* 2007;11:1146–66.
- [24] Sharma A, Tyagi VV, Chen CR, Buddhi D. Review on thermal energy storage with phase change materials and applications. *Renewable and Sustainable Energy* 2009;13:318–45.
- [25] Yinping Z, Yi J, Yi J. A simple method, the T-history method, of determining the heat of fusion, specific heat and thermal conductivity of phase-change materials. *Measurement Science and Technology* 1999;10:201–205.
- [26] Marín JM, Zalba B, Cabeza LF, Mehling H. Determination of enthalpy-temperature curves of phase change materials with the temperature-history method: improvement to temperature dependent properties. *Measurement Science and Technology* 2003;14:184–189.
- [27] Justin Ning-Wei Chiu, Doctoral Thesis 2013. KTH School of Industrial Engineering and Management Division of Heat and Power Technology SE-100 44 STOCKHOLM.
- [28] Халимов А.С., Жураев Э.Т. Заключительный отчет о научно-исследовательской работе по теме: «Исследование теплотехнических характеристик фазопереходных тепловых аккумуляторов в низкотемпературных солнечных установках». 2017, 47-48 стр.
- [29] [https://ru.qwe.wiki/wiki/Differential\\_scanning\\_calorimetry](https://ru.qwe.wiki/wiki/Differential_scanning_calorimetry)
- [30] Т.Б. Шаталова, О.А. Шляхтин, Е. Веряева. Методическая разработка. Методы термического анализа. Москва 2011.
- [31] Sarra Drissi, Anissa Eddhahak, Sabine Caré, Jamel Neji. Thermal analysis by DSC of phase change Materials, study of the damage effect. *Journal of Building Engineering*. PII: S2352-7102(15)00003-0 DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jobe.2015.01.001>.

## **МИНИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ: ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ УЗБЕКИСТАНА**

**Имамов Э.З.<sup>1</sup>, Муминов Р.А.<sup>2</sup>, Рахимов Р.<sup>2</sup>, Джалалов Т.А.<sup>1</sup>, Имамов А.Э.<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>*Ташкентский университет информационных технологий - ТУИТ*  
erkinimamov@mail.ru

<sup>2</sup>*Физико-технический институт НПО «Физика-Солнце»*

<sup>3</sup>*Академия МВД РУз*

### **Приоритетная солнечная энергетика**

Энергия Солнца, поступающая на Землю за 40 минут эквивалентна глобальному потреблению энергии в течении года.

При эксплуатации солнечных станций Солнце – источник энергии, которая достается бесплатно. Не требуются ежегодные расходы на покупку топлива или на борьбу с загрязнениями окружающей среды, что является характерной процедурой при эксплуатации углеводородных и атомных электростанций.

Глобальный переход на солнечную энергетику уменьшит потребление энергии в мире, поскольку отпадет необходимость траты энергии на добычу, обработку и сжигания ископаемого топлива, а также на борьбу с вредными выбросами.

Создание инфраструктуры солнечной энергетики избавит страны от нефтяной зависимости, сократит выбросы парниковых газов. Эта масштабная работа, но не надо ею пугаться. Это не фантастика, а реальность, основанная на существующие и развивающиеся в дальнейшем возможно гораздо более совершенные технологии.

Солнечные системы устанавливаются гораздо быстрее, чем обычные электростанции. Они экологически чистые, практически не потребляют воду и не наносят ущерба окружающей среде.

Производству солнечной энергии требует меньше территорий, чем для электростанции, работающей на угле (его добывают на огромных по территории угольных карьерах).

Существующая система линий передачи энергии потребителю недостаточно мощна и непригодна для электропередачи переменного тока.

Солнечная энергетика единственный вид энергетики, где электричество получают в процессе прямого преобразования энергии излучения в электричество в виде постоянного тока. Для транспортировки к потребителю на большие расстояния постоянного тока необходимы иные, чем для переменного тока методы передачи энергии. Эту функцию выполняют магистральные высоковольтные системы постоянного тока (HVDC-линии).

HVDC-линии дешевле и нуждаются в меньших площадях, чем аналогичные линии переменного тока. На HVDC-линиях гораздо меньше энергии теряется, чем на линиях переменного тока на тех же расстояниях. При функционировании HVDC-линий доказано их высокая надежность и эффективность.

В конце маршрута HVDC-линии размещаются конвертерные станции для преобразования постоянного тока в переменный и трансформатор, понижающий напряжение.

При глобальном переходе на солнечную энергетику порядка 10% солнечного электричества будет выработано солнечными панелями на крышах домов и офисных зданий [1].

Большинство компонент солнечных конструкций из дорогостоящих и редких материалов и подвержены свойству многократной рециркуляции, что позволяет материалы обновить и вновь повторно их использовать, что может снять трудности солнечной энергетики, связанные с обеспечением её устройств дорогостоящими и редкими материалами.

В производственных структурах по обеспечению бесперебойного функционирования всех участков солнечной энергетики будут созданы огромное количество дополнительных рабочих мест.

Зависимость солнечной энергетики от светового потока, географической среды местности, времени года и суток требуют решения огромной проблемы аккумуляции электричества. Эффективным методом её решения является использование технологии хранения энергии в виде

---

<sup>1</sup> в США по программе «1000000 крыш» апробирована подобная выработка солнечного электричества и доказана высокая её эффективность.



энергии сжатого воздуха, затраты которого в 2 раза меньше, чем при использовании аккумуляторных свинцовых батарей.

С помощью солнечного электричества генераторы прямо на месте производят сжатие воздуха и закачивание его под давлением 50-75 атмосфер в пустые карстовые полости заброшенных шахт, водоносных горизонтов, а также в подземные геологические пустоты или истощившиеся газовые пласты<sup>2</sup>.

Сжатый воздух по мере необходимости нормировано используется на турбинах тепловых электростанций. Они производят электричество круглый год за много километров вдали от солнечных станций без расхода средств на транспортировку.

Найти подземные участки хранения энергии сжатого воздуха могут помочь уже давно составленные карты геологических формаций практически на территории всех стран мира, которые составлены много лет назад для определения мест хранения природного газа. Система подобного хранения энергии сжатого воздуха и соответствующая ей технология похожа на ту, что используется уже давно при хранении природного газа.

Роль ученых, технологов и интеллигенции довести до сознания общественности, политических и финансово-экономических структур об огромном потенциале и возможности солнечной энергетики по обеспечению в будущем человечества комфортной и беззаботной жизнью.

### **Актуальность минимизации энергетических потерь в солнечной энергетике**

Разработка научно обоснованных методов снижения зависимости Узбекистана от углеводородных источников энергии и увеличения использования возобновляемых источников энергии является приоритетным направлением научных исследований и инновационных разработок. Ратификация в 2018 году Узбекистаном Парижского соглашения (Париж, 12 декабря 2015 года) о сокращении в национальном масштабе к 2030 году выбросов парниковых газов на единицу ВВП на 10% относительно уровня 2010 года, а также последовавшим за ним принятием национальной программы «Стратегия перехода Республики Узбекистан на «зеленую» экономику в период 2019-2030 годы» выявили своевременность и актуальность выдвинутых задач.

Согласно этим документам к 2030 году предусмотрено доведение доли возобновляемых источников энергии до 25% от общего объема генерации электрической энергии в стране (при этом доля солнечной энергии к 2025 году составит 2,3% от общего энергетического баланса страны).

Уверенность в реализуемости этой госпрограммы связана с большим техническим потенциалом солнечной энергии (почти в четыре раза выше, чем общий объем потребления энергии Узбекистана в 2018 году), а также наличием мощного интеллектуального потенциала в научных центрах Академии наук и ведущих университетах страны. Весомые результаты исследований ученых могут значительно ускорить выполнение (а возможно и перевыполнение) грандиозных задач принятых «Стратегией перехода Республики Узбекистан на «зеленую» экономику в период 2019-2030 годы».

Актуальность проблемы минимизации энергетических потерь продемонстрируем на примере самых последних государственных энергетических проектов. Совместно с крупной мировой энергетической строительной кампанией «Masdar» в сильно электроемкой свободно-экономической промышленной зоне страны (в Навоийской области) начнется строительство солнечной электростанции мощностью 100 МВт. Есть договоренность (июнь 2020 года) с этой же кампанией также о строительстве и эксплуатации ветряной электростанции мощностью 500 МВт. Запланировано, что завершение строительства повысит выработку доступной электроэнергии на 2,3 ГВт\*ч в год. Странно, при суммарной мощности в 0,6 ГВт (0,1 ГВт - солнечная и 0,5-ветровая) в идеале, без потерь эти электростанции должны были выработать 5,2 ГВт\*ч электроэнергии в год, а планируют 46,1% этой величины. Больше половины - 53,9% потери и, к сожалению, все объективные, практически неизбежные.

Но можно их уменьшить! При гигантских масштабах производства электроэнергии даже небольшое сокращение цифр потерь может привести к большим выгодам и региону, и стране. Естественно, что характер потерь и технологии их сокращения будут разными в производстве

---

<sup>2</sup> Каверны – пустоты в горных породах неправильной или округлой формы, образующие в результате карстовых процессов или явлений. Карстовый процесс - растворение природными водами горных пород. Карстовый процесс - характеризуется комплексом подземных и поверхностных форм рельефа, своеобразием циркуляции и режима течения подземных вод, речной сети и озер

электричества, в его транспортировке, хранении, реализации электричества потребителям, а также по видам энергетики. Например, в солнечной энергетике осуществляется прямое преобразование энергии Солнца в электричество, при котором энергия оптического излучения непосредственно преобразуется в электрическую, минуя стадии тепловой и механической форм энергии. Ни в одном из других видов энергетики подобного нет и о такой специфике солнечной энергетики мало кто знает даже среди многих специалистов других энергетических отраслей.

Подобное отличие механизмов преобразования требует совершенно иных технологий производства, эксплуатации, транспортировки, хранения электрической энергии, совершенно новых конструкций приборов и устройств, питающихся солнечным электричеством. Требуются разработки принципиально новых технологических подходов сокращения энергетических потерь, учитывающие своеобразие и отличительные особенности процессов, условий и объемов использования солнечного электричества.

В ранг энергетических потерь можно отнести также такие параметры солнечной энергии как стоимость потерь потребляемой электроэнергии, срок службы приборов солнечной энергетики и т.д. Например, сравнительно слабое развитие солнечной энергетики в Узбекистане до настоящего времени в некоторой степени связано также его стоимостью по сравнению с традиционными энергоресурсами. По данным научно-исследовательского центра «Научные основы и проблемы развития экономики Узбекистана» [1] средняя стоимость кВт-часа электроэнергии в 2018 году практически во всех странах была достаточно высокой: в Казахстане - 3,2 евроцента; России – 4,4; Китае – 11,8; Германии – 30,8; Великобритании – 16,6; Дании – 30,3; Бельгии – 28,8 евроцента. А в нашей стране стоимость кВт-часа электроэнергии составила в 2018 году всего 2,2 евроцента, в то время как стоимость солнечного электричества в лучших научных центрах мира еле-еле достигла пока 10-12 евроцента. Видимо поэтому только последнее время стали рассматривать солнечную энергетику в нашей стране как возможную реальную альтернативу к традиционной углеводородной энергетике, когда наступила эпоха медленного роста стоимости традиционной потребляемой углеводородной электроэнергии на фоне медленного снижения стоимости солнечной электричества, что в состоянии превратить солнечную энергетику вполне рентабельное производство.

2019 году выработка электроэнергии в Узбекистане составила 71 млрд. кВт\*ч. При цене 2,2 евроцента за один кВт\*ч сокращение потерь хотя бы на 1млрд. кВт\*ч даст экономию средств в размере 22 млн. евро! Полноценное внедрение именно солнечной энергетики таит в себе, в силу ряда своей специфики, большие возможные объемы сокращения энергетических потерь.

## **ЛИТЕРАТУРА**

[1] Шухрат Зокиров // Возобновляемая энергия для устойчивого развития // НИЦ «Научные основы и проблемы развития экономики Узбекистана»/ [https://static.review.uz/crop/31400...100\\_3460982932.png](https://static.review.uz/crop/31400...100_3460982932.png)

## НАНОСУЮҚЛИКЛИ ИССИҚЛИК ТАШУВЧИГА ЭГА КУЁШ КОЛЛЕКТОРЛАРИНИНГ ИССИҚЛИК КУРСАТГИЧЛАРИНИ ТАДКИК ЭТИШГА МУЎЖАЛЛАНГАН АВТОМАТЛАШТИРИЛГАН ТИЗИМ

Ахатов Ж.С.<sup>1</sup>, Жураев Т.И.<sup>1</sup>, Сайфиева Х.Ф.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Уз РФА "Физика-Куёш" ИИЧБси Физика-техника институти  
E-mail: jahatov@uzsci.net. Ч.Айтматов куч. 2-Б. 100084-Тошкент, Узбекистон.

<sup>2</sup>Тошкент Давлат Техника Университети.

### Аннотация

Мазкур ишда наносуюқликларнинг иссиқлик физикавий хусусиятларини тадқиқ этиш қилиш учун таклиф қилинаётган тажриба қурилмаси, унинг техник тузилмаси ва имкониятлари баён этилган. Мазкур қурилма ёки автоматлаштирилган тизим воситасида турли материаллар асосидаги наносуюқликларнинг иссиқлик-физикавий хусусиятларини ҳамда улардан иссиқлик ташувчи сифатида фойдаланиш куёш иссиқлик қурилмалари иссиқлик техникавий курсатгичларига таъсирини баҳолаш ишлари амалга оширилади.

**Калит сузлар:** Куёш нурланиши, ясси куёш коллектори, иссиқлик ташувчи, наносуюқлик, автоматлаштирилган тизимлар.

Сунги йилларда муҳандисликнинг купгина йуналишларида, жумладан иссиқлик энергиясидан самарали фойдаланишга қаратилган соҳаларда, иссиқлик узатишни яхшилаш (интенсификация қилишга) қаратилган тадқиқотлар жадал олиб борилмоқда. Мазкур вазифанинг устивор ечимларидан бири сифатида турли таркибга эга наносуюқликлардан фойдаланиш бир қатор ижобий натижалар бермоқда.

Бошқа соҳалар сингари куёш энергиясини иссиқликка айлантирувчи куёш сув иситкичларида иссиқлик ташувчи сифатида наносуюқликлардан фойдаланиш борасида биз ҳам сунги йилларда тадқиқотлар олиб бориш натижасида бир қатор металл оксидлари нанозаррачалари асосидаги наносуюқликлар тайёрлаш ҳамда уларнинг иссиқлик-физикавий хусусиятларини тадқиқ этиш буйича натижалар олишга муваффақ булдик. Ушбу наносуюқликлардан фойдаланган ҳолда, янги ишлаб чиқилган полимер материаллар асосидаги куёш сув иситиш коллекторларининг иссиқлик курсатгичларини аниқлаш мақсадида, динамик жараёнда иссиқлик алмашинув жараёнларини бошқариш ва назорат қилиш мақсадида автоматлаштирилган тизим ишлаб чиқилди [1-4].

Наносуюқликли иссиқлик ташувчига эга куёш сув иситиш тизимининг асосий техник талабларидан бири, тизим албатта икки контурли булиши лозим. Чунки наносуюқликли иссиқлик ташувчи ёпик контурда куёш нурланишини иссиқликка айлантиришда ва иссиқликно иккинчи контурда ҳаракатланувчи сувга беради. Мазкур икки суюқлик аралашмаслиги лозим. Шундай мисоллардан бири тариқасида [5] ишда келтирилган тизимно курсатиш мумкин. Бундай тизимда асосий бошқарилувчи катталиқ сифатида иссиқлик ташувчи (наносуюқлик)нинг сарфи яъни оқим тезлиги қаралади ва тизимнинг самарадорлиги оқим тезлигининг оптимал киймати билан белгиланади. Жараёндаги иссиқлик алмашилиш мажбурий конвекция жараёни ҳосбланади.

Бундан ташқари наносуюқликларни турли конструкцияга эга куёш иссиқлик ўзгарткичли системалардаги ишлатилиши ҳам [6] да келтирилган. Унга кўра икки хилдаги (Ясси ва U-симон трубкали) куёш коллекторли автоматик назорат қилиб турилувчи тизим барпо қилинган ҳамда тажрибалар олиб борилган. Олиб борилган тажрибаларга кўра тизимдаги оқим тезлигининг оптимал киймати, нанозаррачалар ўлчами турлича (20нм, 50нм, ва 100нм) бўлганда коллекторларнинг самарадорлиги 70-80% орасида ўзгариши курсатиб утилган.

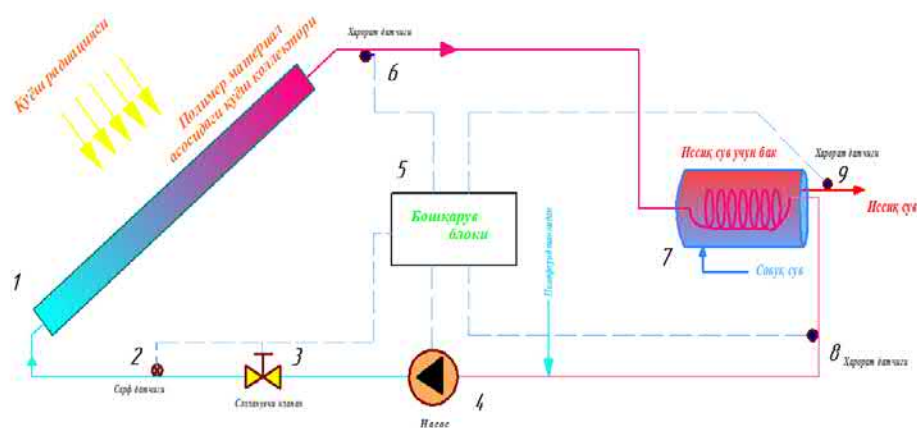
Наносуюқликларнинг иссиқлик хоссаларини аниқлаш учун автоматик системаларда жараёни бошқариш вазифаси ҳам муҳим саналади. Бошқариш тамойилларига асосан система турлича бўлиши мумкин.

### Автоматлаштирилган тажриба қурилмаси

Қўйилган вазифадан ҳамда юқоридаги таҳлиллардан келиб чиқиб шуни такидлаш мумкинки, автоматик системалар асосан икки контурдан ҳамда бир параметр ёрдамида иккинчиси ростланиши ҳисобидан каскадли бошқариш тамойилига асосан бошқарилади.

Олиб борилган таҳлиллардан келиб чиққан ҳолда наносуюқликларнинг иссиқлик физикавий хоссаларини аниқлаш учун автоматлаштиришни тамойилларига асосан автоматлаштирилган икки контурли тизим ишлаб чиқилди. Тизимда бошқарилувчи объект сифатида созланувчи клапан ҳамда

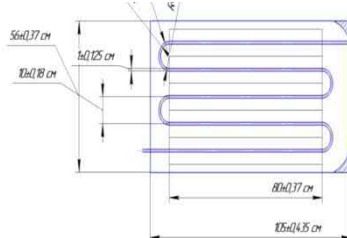
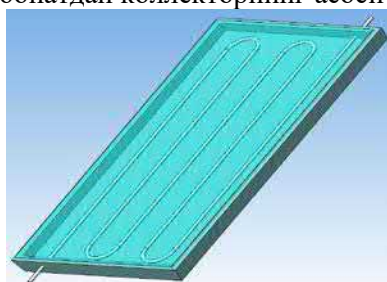
бошқарилувчи катталиклар сифатида оқим тезлиги ва бакдаги сув температураси белгилаб олинди (1-расм).



1-расм. Тажриба қурилмасининг структурали схемаси.

1-полимер материал асосидаги қуёш коллектори; 2-сарф датчиги; 3-созланувчи клапан; 4-циркуляцион насос; 5-бошқарув блоки; 6,8,9-ҳарорат датчиклари; 7-иссиқ сув учун бак аккумулятори.

Тажриба қурилмасида келтирилганидек ташкил этувчилар жараённинг бориши учун таъсир этувчи омиллар ҳисобланади. Бунда наносуюқлик иссиқлик самарадорлигини баҳолаш учун асосий ташкил этувчи ҳисобланган қуёш коллектори полимер материаллар асосида ясалган. Бу коллекторларни яратишдаги сарф харажатларни камайтиради яъни металл конструкция учун талаб қилинадиган материаллар ўрнига полимер материаллардан фойдаланилади. Бу эса қуёш коллекторларини экологик ҳамда иқтисодий жиҳатдан талабгир қилади. 2-расмда полимер материаллар асосидаги коллекторнинг CAD модели ва фронтал кўриниши келтирилган. Бунда коллектор тузилиши ананавий турдагилардан фарқ қилиб устки қатлам икки қатламли поликарбонатдан коллекторнинг асоси эса полиамид материалдан ясалган.

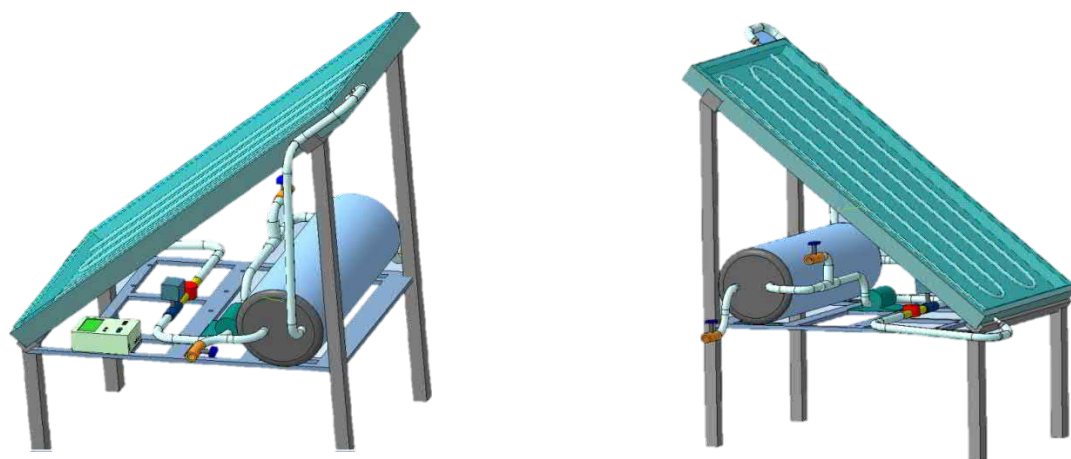


2-расм. Коллекторнинг CAD модели ва ўлчамлари

Системада яна бир асосий ташкил этувчилардан бири икки контур орасидаги ўзаро иссиқлик алмашинишни таъминловчи қурилма бак аккумулятори булиб, унинг ўлчамлари тажриба қурилмаси ўлчамларига мутаносиб равишдадир: Бак: ташқи диаметри  $D_o=22\text{см}$ , ички диаметри  $D_i=20\text{см}$ , узунлиги  $L=60\text{см}$ , ҳажми  $V = \pi \frac{D_i^2}{4} L = 3.14 \times \frac{0.2^2}{4} \times 0.6 = 0.01884 \times \text{м}^3 = 18.84 \text{ л}$ : иссиқлик узатгич узунлиги  $l=40\text{см}$ , қадами  $h=2\text{см}$ , ўрамлар сони  $n=20$ ; диаметри  $d=14\text{см}$ .

Автоматлаштирилган тизимни бошқариш учун "бошқарув блоки" мавжуд. Бошқарув блоки: микроконтроллер (Arduino UNO-ATmega328P), LCD1602-экран, PBS11-тугмалар, светодиод (2-4В), ҳамда уловчи симлардан ташкил топган. Унинг ўлчамлари қуйидагича:  $10\text{см} \times 20\text{см} \times 5\text{см}$ .

Наносуюқликли иссиқлик ташувчига эга қуёш коллекторлари иссиқлик хусусиятларини аниқлаш учун барпо этилган автоматлаштирилган тизимни лойиҳалашда CAD- «Computer aided design» дастлабки босқич бўлиб лойиҳалашнинг тизимли комплекси ҳисобланади. Автоматик тизимларни лойиҳалаш учун яратилган AutoCad, Compass 3D, Solidworks ва шу каби компютер дастурлари CAD программаларига мисол бўлади. Каралаётган тизимнинг CAD модели қуйидагича (3-расм), Компасс 3D-16 программасида лойиҳаланган, бунда системани ташкил этувчилари ягона технологик тизимда йиғилган. Унга кўра автоматлаштирилган тизим мобил ҳолатда ясалган ва (indoor) лаборатория шароитида ҳам тажриба ўтказиш имконияти мавжуд.



3-расм. Автоматлаштирилган системанинг CAD модели

Технологик жараёнлар бошқарилувчи катталиклар сонига кўра яъни қийинлик даражасига кўра 3 та турга ажратиш мумкин: содда, ўрта қийинликдаги ва мураккаб тизимлар. Таклиф қилинаётган тизим бошқариладиган катталиклар камлиги ва система соддалиги нуқтаи назаридан содда технологик жараён ҳисобланади. Бунда системадаги иссиқлик алмашиниш жараёни мажбурий ва бошқарилувчи катталик сифатида наносуюқликнинг трубалардаги сарфи ҳамда иссиқлик бак аккумуляторидаги иссиқ сув температурасидир.

Ишлаб чиқариш ҳамда энергетиканинг турли соҳаларида иссиқлик алмашиниш жараёни бошқарилиши муҳим бўлган жараёнлардан бири саналади. Иссиқлик алмашиниш жараёнлари турлича бўлади: конвекция, нурланиш, иссиқлик ўзатиш. Кўпинча иссиқлик жараёнларида конвектив иссиқлик алмашиниш муҳим аҳамият касб этади. Шунга кўра юқорида таклиф қилинаётган системада наносуюқликларни иссиқлик хоссаларини тадқиқ қилиш асосан конвектив иссиқлик алмашиниш жараёнига кўра амалга оширилади.

Термодинамика ҳамда иссиқлик техникаси қонунларига кўра куёш коллекторидаги иссиқлик ташувчи муҳит иссиқлик таъсирида исиши натижасида ҳаракатга келади яъни бир қатламдан иккинчи қатламга иссиқлик конвектив йўл билан узатилади. Таклиф қилинаётган системада иссиқлик бир нуқтадан иккинчи нуқтага яъни коллектор трубаларида конвектив йўл орқали узатилади. Агар системада ўрнатилган циркуляцион насос доимий ўчирилган (пассив) бўлса жараёнда табиий конвекция усулида аксинча бўлса мажбурий конвекция усулида иссиқлик узатилади. Мажбурий конвекция усулида иссиқлик узатишда трубалардаги наносуюқлик оқими бошқарилиб турилади ва шу орқали иссиқ сув ҳарорати доимий равишда берилган қийматга мос ҳолда ушлаб турилади. Табиий конвекция усулида иссиқлик узатилганда коллектордаги ҳамда тизимдаги самарадорлик иссиқлик ташувчи сифатида сув ва наносуюқлик ишлатилганда таққосланади.

### **Автоматлаштирилган тизимдаги ўлчов асбоблари ва ижро механизмлари**

Технологик жараёнларни автоматлаштиришда жараён турига ҳамда жараённи автоматлаштириш тамойилларига асосан технологик жараёндаги ўлчов асбоблари ҳам турлича бўлади. Наносуюқликларнинг иссиқлик физикавий хусусиятларини аниқлаш учун яратилган автоматлаштирилган системадаги ўлчов асбоблари бошқа мураккаб технологик жараёнлардагидан фарқли ўлароқ содда ва кичик диапазонларга мосланган. Қаралаётган технологик жараён содда бўлганлиги учун жараённи назорат қилиб бошқаришда ананавий турдаги Siemens, Honeywell каби йирик ишлаб чиқарувчилар конторллерларидан эмас кичик лоборатор тажрибаларда ишлатишга мосланган Arduino Uno микроконтроллеридан фойдаланилган. Бу турдаги микроконтроллердан фойдаланиш автоматлаштирилган системани содда ва иқтисодий жиҳатдан оптимал бўлишига олиб келади. Шунга кўра жараёндаги микроконтроллер, ўлчов асбоблари ҳамда ижро механизмлари ҳам анча содда структурага эга.

Ҳарорат датчиги: таклиф қилинаётган система Arduino Uno микроконтроллери ёрдамида бошқарилаётганлиги учун ҳароратни ўлчаш учун ардуино оиласига мансуб рақамли ҳарорат датчикларидан фойдаланилган. DS18B20 - ардуино тизимидаги ҳароратни ўлчашга мўлжалланган сенсор бўлиб чикувчи сигнал тури рақамли ва узлуксиз ҳисобланади). DS18B20-датчик кўпгина фойдали хусусиятларнга эга бўлаган рақамли датчик ҳисобланиб, ўлчанган қийматни сақлай

оладиган ва сигнализация учун топшириқ қийматини киритиш мумкин бўлган микроконтроллер сифатида қаралади. DS18B20-ҳарорат датчиги ташқи қобиғи чидамлилиги турига қараб 3 турга бўлинади: 8-Pin SO (150 mils), 8-Pin  $\mu$ SOP, и 3-Pin TO-92. Охириги турдаги қобиққа эга датчик бошқаларига нисбатан кўп ишлатиладиган ҳамда намликка чидамли ҳисобланади ва бу турдаги датчикларни сув остида ҳам ишлатиш мақсадга мувофиқ. DS18B20- ҳарорат датчигининг авфзалликлари: ўлчаш хатолиги (-10°C дан 80 °C оралиқда) 0.5 °C дан ошмайди; қўшимча калибровка талаб қилинмайди; ўлчаш диапазони -55 °C дан 120 °C гача; ишчи диапазони 3.3 В дан 5 В гача; мумкин бўлган топшириқ қиймати 0.0625 °C ва 12 бит; сигнализация сигнали мавжудлиги; бир вақтнинг ўзда 127 та датчикни битта линияга улаш мумкин; маълумот узатиш протоколи 1-Wire.

Сарф датчиги: таклиф қилинаётган автоматлаштирилган системадаги наносуюқлик оқимини назорат қилиш учун жойида ўрнатиладиган Arduino платформасидаги Холл эффектига асосан ишловчи YF-S201 (1-30л/мин) сарфни ўлчовчи датчикдан фойдаланилган. Бу турдаги сарф датчиги Ардуино платформасида ишловчи датчик бўлиб қуйидагича характеристикаларга эга. Ишчи кучланиши: 5 В дан 18 В гача (DC); максимал ток кучи: 5В 15мА; чиқиш сигнали: 5В TTL; ишчи диапазони: 1-30л/мин; ишчи температураси: -25°C дан 80 °C гача; аниқлиги:  $\pm 10\%$ ; суюқликнинг максимал босими: 2,0 МПа; 1 литрдаги импульси: 450; ҳаёт цикли: мин 300000 цикл; уловчи сим узунлиги: 15см; диаметри: 15см.

### **Жараёни бошқариш учун контроллер ва ижро механизмлари**

Иссиқлик жараёнларини автоматлаштиришда кўпинча ишончилиги юқори ҳамда ўзини-ўзи сазовчи контроллердан фойдаланилади. Аммо, лаборатория шароитида тадқиқотлар олиб бориш учун яратилган автоматик системаларда назорат қилинувчи ҳамда бошқарилувчи катталар сановатдагидек кўп бўлмаганлиги боисдан мураккаб турдаги контроллердан эмас электроника соҳасида ишлатиладиган микроконтроллер-лардан фойдаланиш ҳам кўзланган мақсадга етиш имконини беради. Наносуюқликларнинг иссиқлик физикавий хусусиятларини аниқлаш учун яратиладиган автоматик системада бошқарилувчи катталар ҳарорат ва оқим тезлиги бўлганлиги учун микроконтроллер Arduino Uno- Atmega328 дан фойдаланилган.

Микроконтроллер Arduino Uno: Arduino Uno- ATmega328 микропроцессор базасига қурилган микроконтроллер палата бўлиб, 14 та рақамли кириш ва чиқиш портлари мавжуд. Шулардан 6 тасини чиқишда ШИМ вазифасида ишлатса бўлади. Бундан ташқари 6 та аналог сигналлар учун кириш портлари мавжуд. 16 МГц керамик резонатор. USB- уловчи порт. Кучланиш учун разём. ICSР разём ҳамда қайта ишга тушириш учун кнопка. Микроконтроллер компьютерга USB, RS232 кабел ёки Bluetooth ёрдамида уланади ва маълумотлар алмашилади.

Характеристикаси: Ардуино Уно платасидаги асосий микроконтроллер - ATmega328; ишчи кучланиши - 5В; кириш сигнали – 7-12В тавсия қилинади; кириш / чиқиш сигналлари -14 та рақамли (6 таси PWM турдаги чиқиш сигналлари учун); аналог кириш сигналлари- 6 та; ҳар бир кирувчи ва чиқувчи Пин учун ўзгармас ток -40мА; 3.3В Пин учун – 50 мА; Хотира -32 кВ (ATmega328); SRAM – 2 кВ (ATmega328); EEPROM - 1 КВ (ATmega328).

Ижро механизмлари: насос, бошқарилувчи клапан. Таклиф қилинаётган автоматлаштирилган системада мажбурий конвекцияни амалга ошириш учун ишлатиладиган нанос «Wilo Star-RS 25/6».

Характеристикаси: ишчи кучланиши -220~230 В, 50 Гц; қуввати: 1-позицияда 0.2А, 43 Вт; 2-позицияда 0.28 А, 61 Вт; 3-позицияда 0.36 А, 84 Вт; ишчи босими – 0-10 Бар, -10°C дан +100°C гача; босим баландлиги мак 6 м, мин 4 м; оғирлиги -3.16 кг.

Бошқарилувчи клапан: Автоматик системада ростланувчи объект сифатида оқим тезлигини ростлаб турувчи автоматик ростланувчи клапан иккита қисмдан иборат; Ижро механизми- SPA 52/60-5683 (L293D драйверли) ва шарикли кран - D15N.

Характеристикаси: ишчи кучланиши 3-6 В; клапанни тўлиқ очилиш вақти 3/5/8с; ишчи ҳарорат 0-120 °C; истеъмол қуввати 2 Вт; қадамли двигателнинг очилиш бурчаги 1.6 °/қадам.

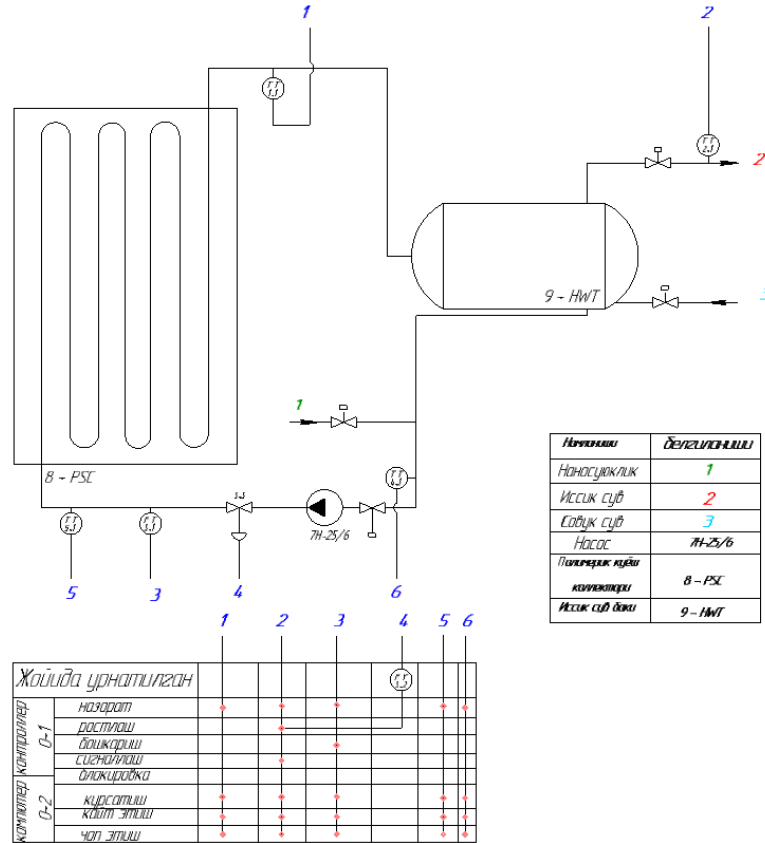
### **Қаралаётган наносуюқликларда конвектив иссиқлик алмашилиш режимларини автоматик назорат қилиш ва бошқариш**

Конвектив иссиқлик алмашилиш жараёнлари суюқ ва газсимон моддаларда юзага келади: ҳаво, сув, газлар. Бу турдаги иссиқлик алмашилиш жараёни икки хил яъни табиий ва мажбурий конвекция; табиий конвекция атмосферада ёки суюқлик оқимларида иссиқлик натижасида юзага келса, мажбурий конвекция суюқлик ёки газларни насос, вентилятор, аралаштиргич ёрдамида ҳаракатга келтирганда юзага келади. Наносуюқликларнинг иссиқлик физикавий хоссаларини тадқиқ

қилишда таклиф қилинаётган системада барча турдаги иссиқлик алмашиниш жараёни вужудга келади.

Юқорида принципиал схемаси келтирилган автоматлаштирилган ситемада наносуюқликнинг (иссиқлик ташувчи) коллекторга куёшдан нурланиш йўли орқали тушаётган иссиқлик энергияси ҳисобига ички энергияси ошади. Натижада суюқликнинг кинетик энергияси ошади ва суюқлик ҳаракатга келади. Бунда суюқлик оқимида конвектив иссиқлик алмашиниш вужудга келади ва бу табиий конвекция ҳисобланади. Табиий конвекция жараёни туфайли тизимда циркуляция вужудга келади. Аммо автоматлаштирилган тизимда наносуюқликларни иссиқлик физикавий хусусиятларини тадқиқ қилишда асосан мажбурий конвекция (насос ёрдамида циркуляцион оқим ҳосил қилиш) жараёни юзага келади.

Куйида наносуюқликларнинг иссиқлик физикавий хусусиятларини аниқлаш учун мўлжалланган автоматлаштирилган тизим функционал схемаси келтирилган (4-расм).



4-расм. Автоматлаштирилган тизимнинг функционал схемаси

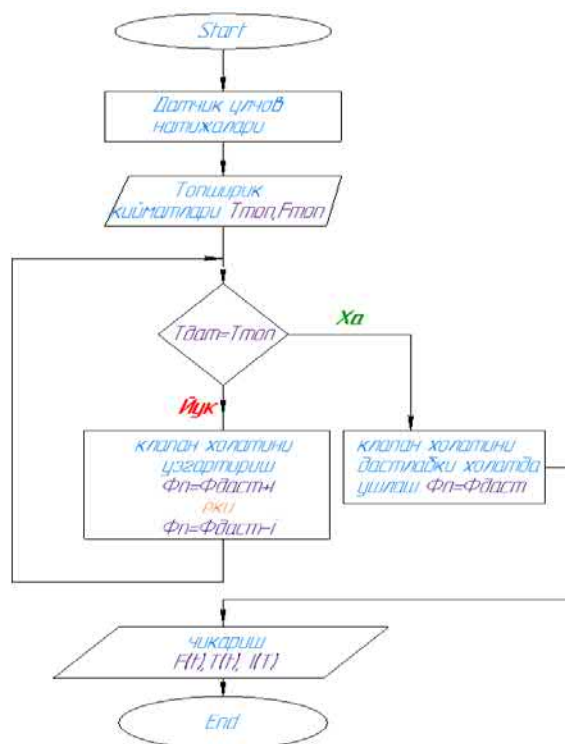
Юқорида келтирилган функционал схеманинг таснифи куйидагича: Даствлаб системани ишга туширишдан олдин системада иссиқлик ташувчи сифатида ишлатиладиган наносуюқлик ва бак аккумуляторга сув юкланади. Система ишга тушгандан кейин 1 дан келаётган наносуюқлик ҳарорати назорат қилиниб турилади ва ҳарорат даствлаб атроф муҳит ҳарорати билан деярли бир хил бўлади; 20-22°C. Системага юкланган наносуюқлик 7H-25/6 насос (Wilo Star-RS 25/6) ёрдамида ҳаракатга келтирилади, бунда насосдан олдин жойлаштирилган кран нормал очик ҳолатда. Наносуюқлик насосдан ўтиб (3-3) позицияда жойлаштирилган (SPA 52/60-5683 (L293D драйвер) ижро механизми шарикли кран - D15N ) крандан ўтади, бунда кран ҳолати 100% очик яъни 90°. Крандан ўтган наносуюқлик (3-1) позицияда жойлаштирилган сарфни назорат қилувчи сарф датчиги (YF-S201 (1-30 л/мин)) орқали назорат қилинади ва ўлчанган қиймат контроллерга рақамли, узлуксиз сигнал кўринишида юборилади ва ўлчанган қиймат системани бошқариш учун даствлабни катталиқ сифатида қайд этиб борилади. Сарф миқдори ўлчанган наносуюқлик оқими 8-PSC (Polymeric Solar Collector) полимерик куёш коллекторига келади ва куёш коллекторига тик тушаётган куёш нурлари натижасида бунда куёш радиацияси кун давомида 90-1100 W/m2 ни ташкил қилади. Куёш коллекторига тушаётган куёш нурлари устки шаффоф қатламдан ўтиб тўғридан-тўғри наносуюқликка тушади ва наносуюқлик қизиши натижасида конвекция жараёни юзага келади. Бунда наносуюқликнинг ҳарорати коллектор трубкаларида градиент бўйича ошиб боради ва



коллектордан чикувчи наносуюқлик ҳарорати (1-1) позицияда жойлаштирилган (DS18B20-ардуино) рақамли ҳарорат датчиги ёрдамида ўлчанади ва ўлчанган қиймат контроллерга юборилади. Коллекторда қизиб чиққан наносуюқлик 9-HWT ( Hot Water Tank – 18.84л ) иссиқ сув бак аккумуляторига тушади. Иссиқ сув учун мўлжалланган бак ичида наносуюқлик иссиқлигини сувга кўпроқ беришини таъминлаш мақсадида узунлиги 40 см бўлган мисдан тайёрланган спирал (40 см,  $n=20, h=2$  см) жойлаштирилган. Спиралдан ўтиш натижасида қизиган наносуюқлик иссиқлик балансига кўра ўз иссиқлигини сувга беради натижада сув қизийди. Қизиган сув 2 ҳарорати чиқишига ўрнатилган (2-3) позицияда жойида жойлаштирилган (DS18B20-ардуино) рақамли ҳарорат датчиги ёрдамида ўлчанади ва контроллерга юборилади. Контроллерга киритилган мантикий дастур ёрдамида дастлабки киритилган топшириқ қиймати билан ўлчанган қиймат ўзаро таққосланади ва топшириқ қийматига (3-3) позицияда жойлаштирилган клапан ёрдамида ростланади ва қайд этиб борилади.

Автоматлаштирилган тизимда табиий ва мажбурий конвектив иссиқлик алмашилиш жараёнларини назорат қилиш ва бошқариш вазифаси келиб чиқади. Унга кўра системадаги насос ишламаган ҳолда коллекторга қуёш нурлари тушиши натижасида системада ҳосил бўладиган табиий ёки аксинча табиий конвекция жараёнига қўшимча равишда насос ёрдамида мажбурий конвекция жараёнини ҳосил қилиш ва уни бошқариш учун алгоритм ишлаб чиқилган. Системада мавжуд иссиқ сув учун ўрнатилган бак аккумулятори (иккинчи контур) дан чиқаётган иссиқ сув ҳароратини топшириқ қийматига мос ҳолда ростлаш учун оқим тезлигини бошқариш талаб этилади ёки аксинча.

Бошқариш алгоритмига кўра автоматик система дастлаб ишга туширилганда системада жойида ўрнатилган датчиклардан дастлабки қийматлар  $T_{nf1}, T_{hw}, F_{nf}, T_{nf2}$  контроллерга юборилади. Бундан ташқари контроллерга бошқарув блокида мавжуд тугмалар ёрдамида топшириқ қийматлари  $T_{hw\ given}$  ва  $F_{nf\ given}$  контроллерга кирувчи сигнал тарзида юборилади ёки компютер орқали. Контроллерга бошқариш учун мантикий операторлар ёрдамида дастур ёзилади. Бу мантикий дастур ёрдамида топшириқ қиймати ва датчиклардан келатган сигнал ўзаро таққосланади ҳамда дастурга асосий қисм сифатида киритилган математик амалларкетма-кетлиги амалга оширилиб экранга ёки компютерга жорий  $F_{nf\ real}, T_{nf\ real}, T_{hw\ real}$  қийматлар чиқарилади ва вақтга боғлиқлик графиклари қурилади.



5 -расм. Автоматлаштирилган системада оқим сарфини ижро механизми ростланувчи клапан ёрдамида бошқариш алгоритмининг блок схемаси



## Хулоса

Барпо этилган тажриба қурилмаси таркибидаги барча звенолар характеристикалари келтирилган. Унга кўра ўлчов асбоблари ҳаммаси рақамли ва ўлчов асбоблари 0-5В да ишлашга мўлжалланган ҳамда контроллер – Arduino Uno микроконтроллеридан фойдаланилган, бу эса жараёни назорат қилиш ҳамда маълумот алмашиниш жараёнини осонлаштиради. Бундан ташқари автоматлаштирилган системанинг функциол схемаси ишлаб чиқилган ва таснифи келтирилган. Келтирилган таснифга кўра автоматлаштирилган система қўйилган муаммони ечиш учун тўла жавоб беради. Яратилган автоматлаштирилган системада ўтказилган тадқиқотлар натижасига кўра системадаги коллектордан чиқувчи наносуюклик ҳарорати наносуюклик турига қараб (оптик хоссаларига ҳамда оқим тезлигига боғлиқ) кун давомида қуёш радиацияси  $1015 \text{ W/m}^2$  бўлганда  $68^\circ\text{C}$  дан  $95^\circ\text{C}$  оралиқда ўзгарди. Бундан шуни хулоса қилиш мумкинки ананавий суюкликка (сув) нисбатан наносуюликларда иссиқлик узатиш коэффициентлари юқори бўлгани боисдан чиқувчи ҳарорат ҳам сезиларли даражада юқори бўлади.

## Фойдаланилган адабиётлар рўйхати

1. Minakov A.V., Lobasov A.S., Guzei D.V., Pryazhnikov M.I., Rudyak V.Ya. The experimental and theoretical study of laminar forced convection of nanofluids in the round channel // Appl. Therm. Eng. – 2014. – doi:10.1016/j.applthermaleng.2014.11.041.
2. Choi S. U. S., Estman J. A. Enhancing thermal conductivity of fluids with nanoparticles // ASME-Publications Fed. – 1995. – Т. 231. – С. 99-106.
3. Yu W., Xie H. A review on nanofluids: preparation, stability mechanisms, and applications // Journal of nanomaterials. – 2012. – Т. 2012. – С. 1.
4. Timofeeva E. V. et al. Thermal conductivity and particle agglomeration in alumina nanofluids: experiment and theory // Physical Review E. – 2007. – Т. 76. – №. 6. – С. 061203.
5. Samuel Sami., Enhancement of Performance of Thermal Solar Collectors Using Nanofluids // International Journal of Energy and Power Engineering., vol 7(1-1), 2018. Pp 1-8.
6. W. Kang, Y. Shin, H. Cho., Economic analysis of Flat-Plate and U-Tube solar collectors using an Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> nanofluid // Energies., vol 10. (2017). Pp 1911-1926.
7. Жураев Т.И., Жураев Э.Т., Турапова Д.У., Саидов Х.Х. "SiO<sub>2</sub> нанозаррачалари асосидаги наносуюкликнинг динамикаси ва турли концентрацияларда седиментация жараёнини кузатиш". "XXI asr-intellektualyoshlarasri" mavzusidagi Respublika ilmiy va ilmiy-amaliy konferensiyasi // б. 67-68. 2018й. ("Энгяхши инновацион голя" номинацияси буйича голиб - Жураев Т.И).
8. Ахатов Ж.С., Жураев Т.И., Жураев Э.Т., Авдиевич В.Н. " SiO<sub>2</sub> ва Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> нанозаррачалари асосидаги наносуюкликларнинг турли концентрацияларда седиментация жараёнини кузатиш". "Использование возобновляемых источников энергии: новые исследования, технологии и инновационные подходы" мавзусидаги Республика илмий-амалий конференция // б. 240-244. 25-26 сентябрь 2018й.
9. Akhatov J.S., Mirzaev S.Z., Zhiyong Wu, Telyaev S.S., Juraev E.T., Juraev T.I. Research on thermophysical properties of nanofluids based on SiO<sub>2</sub> nanoparticles for use as a heat-transfer medium in solar-thermal converters // Applied Solar Energy, (Allerton Press Inc./New York). Vol.54. №1. 50-60pp. 2018. www.springerlink.com

## **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАД СОЛНЕЧНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ НА ОСНОВЕ CIGSB РЕАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ**

**Комилов А.Г.<sup>1</sup>, Давронов Ш.Р.<sup>2</sup>, Насруллаев Ю.З.<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>*Физико-технический институт Академии Наук Республики Узбекистан.*

100084, г. Ташкент, ул. Чингиза Айтматова 26, e-mail: asliddin@rambler.ru

<sup>2</sup>*Каршинский государственный университет*

180100, г. Карши, ул. Кучабег 17

<sup>3</sup>*Каршинский инженерно-экономический институт.*

180100, г. Карши, пр-т Мустакиллик 225

Для определения влияния окружающей среды на параметры солнечного элемента была создана экспериментальная установка из двух солнечных панелей CIGS, один из которых был внедрен в фототеплопреобразователь (ФТП). Установка является полноценной системой позволяющая автономно изучать ресурсные показатели определенной местности для фотопреобразователей различных типов и фототеплопреобразователей на их основе и состоит из рамы, и встроенные в нее фотопреобразователь (солнечную панель), фототеплопреобразователь, пиранометр, анемометр, датчики измерения температуры и влажности окружающей среды и автономное многоканальное измерительно-вычислительное устройство (АМИВУ) [1].

Экспериментальные исследования с использованием установки проводились на Гелиополигоне ФТИ АН РУз. На рис.1 показано фото разработанной установки. Технические параметры установки описаны в [2]. Эксперименты проводились без циркуляции воды в ФТП.



*Рис.1. Фото экспериментальной установки для измерения фотоэлектрических и фото-тепло-преобразовательных параметров CIGS в естественных условиях*

Установка проводит измерения ВАХ автоматически с заданным интервалом времени, и на данный день были сделаны 280 измерений для каждой панели (ФП и ФТП). Для анализа выходных параметров сделана выборка данных исходя из параметров окружающей среды рис.2. Таким образом, выбраны ВАХ при начальном, конечном и максимальном значении солнечного излучения; а также одна ВАХ при максимальном, одна при среднем и одна при минимальном значении скорости ветра.

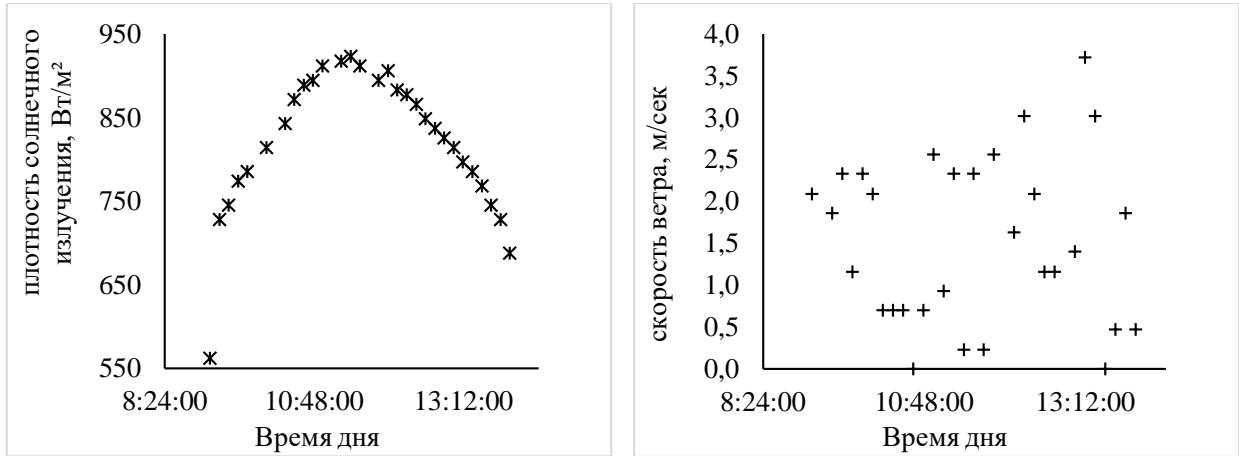


Рис.2. Измеренная динамика плотности солнечного излучения (слева) и скорости ветра (справа) в течении дня (25.02.2020 г.)

Так же влияющими параметрами на ВАХ СЭ являются температуры, показанные на Рис.3.

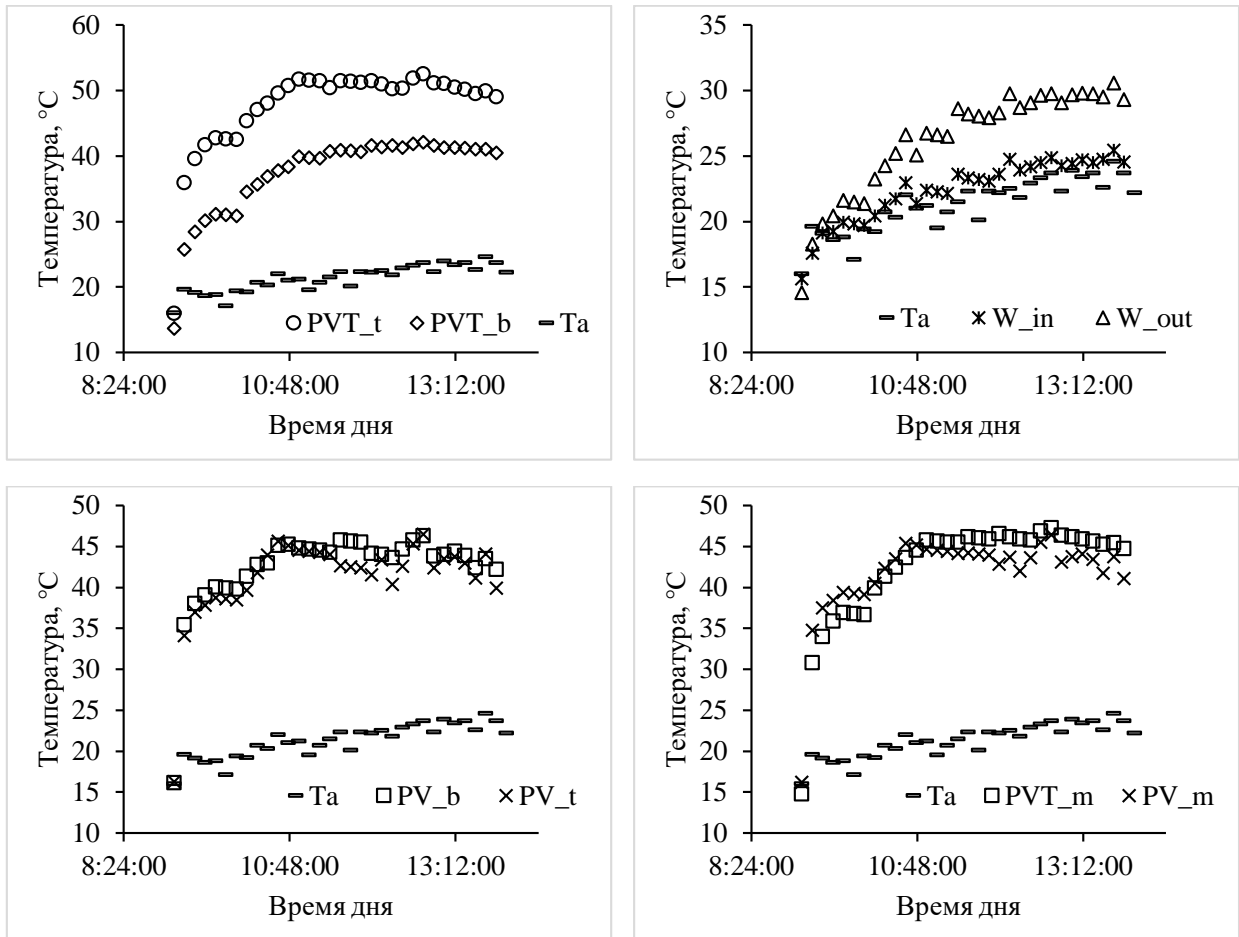


Рис.3. Измеренная динамика температур в течении дня (25.02.2020 г.):

$PV_b$ -нижняя точка ФП,  $PV_t$ -верхняя точка ФП,  $PVT_b$ -нижняя точка ФТП,  $PVT_t$ -верхняя точка ФТП,  $W_{in}$ -вход воды,  $W_{out}$ -выход воды,  $T_a$ -окружающая среда (в тени установки)

На рис.3 видно, что температурный градиент по высоте ФП всего несколько градусов, а в ФТП более 10 °С. При этом средние температуры тоже отличаются всего на несколько градусов. Температурный градиент между входом (с нижней части) и выходом (с верхней части) воды расширяется в течении дня и также достигает более 10 °С, хотя температура в нижней части коллектора остаётся очень близкой к температуре воздуха.

Таким образом, выбираем данные при минимальной, максимальной и средней температуре окружающей среды. Также, выбираем два набора ВАХ при максимальной и минимальной разнице средних температур ФП и ФТП:

$$dT = PV_m - PVT_m$$

где

$$PV_m = \frac{PV_b + PV_t}{2}$$

$$PVT_m = \frac{PVT_b + PVT_t}{2}$$

Выбранный набор данных пронумерован следующим образом:

	<b>G_pv</b>	<b>W_pv</b>	<b>Ta_pv</b>	<b>dT</b>		<b>G_pvt</b>	<b>W_pvt</b>	<b>Ta_pvt</b>	<b>dT</b>
<b>BAX1</b>	574	1,4	16,0	1,7		562	2,1	16,0	1,7
<b>BAX2</b>	751	0,5	21,8	3,6		746	1,9	22,0	3,6
<b>BAX3</b>	786	2,8	18,9	2,4		786	1,2	18,8	2,4
<b>BAX4</b>	849	0,0	20,6	1,3		843	0,7	20,7	1,3
<b>BAX5</b>	889	0,2	22,0	2,0		889	0,0	22,0	2,0
<b>BAX6</b>	923	3,7	20,7	-3,1		918	2,3	20,7	-3,1
<b>BAX7</b>	918	2,1	22,4	-1,7		912	2,3	22,3	-1,7
<b>BAX8</b>	900	2,3	22,3	-3,0		895	2,6	22,3	-3,0
<b>BAX9</b>	866	1,4	23,0	-2,1		866	2,1	22,9	-2,1
<b>BAX10</b>	837	3,0	23,7	-1,2		837	1,2	23,7	-1,2
<b>BAX11</b>	820	0,7	24,0	-2,8		814	1,4	23,9	-2,8
<b>BAX12</b>	792	1,4	23,7	-2,3		786	3,0	23,7	-2,3

Поочередность ВАХ соответствует времени их измерения, т.е. более высшее значение измерены в более позднее время дня.

Параметры СЭ, соответствующие измеренным ВАХ.

	<b>PV_Im</b>	<b>PV_Vm</b>	<b>PV_Isc</b>	<b>PV_Voc</b>		<b>PVT_Im</b>	<b>PVT_Vm</b>	<b>PVT_Isc</b>	<b>PVT_Voc</b>
<b>BAX1</b>	316,0	19,0	365,0	23,8		186,0	17,1	212,0	23,7
<b>BAX2</b>	454,0	14,9	472,0	22,5		232,0	18,5	305,0	22,3
<b>BAX3</b>	470,0	15,3	494,0	22,4		236,0	18,8	318,0	22,3
<b>BAX4</b>	489,0	16,0	535,0	22,4		265,0	17,7	343,0	22,2
<b>BAX5</b>	497,0	16,2	560,0	22,2		273,0	17,7	359,0	22,1
<b>BAX6</b>	515,0	16,2	575,0	22,4		285,0	17,2	369,0	22,2
<b>BAX7</b>	512,0	16,1	572,0	22,3		279,0	17,4	367,0	22,1
<b>BAX8</b>	496,0	16,2	565,0	22,2		276,0	17,3	359,0	21,5
<b>BAX9</b>	489,0	16,0	536,0	22,4		261,0	17,5	343,0	22,2
<b>BAX10</b>	479,0	15,7	521,0	22,1		256,0	17,2	334,0	21,9
<b>BAX11</b>	473,0	15,5	504,0	22,3		253,0	17,0	323,0	22,1
<b>BAX12</b>	460,0	15,1	485,0	22,3		246,0	16,6	311,0	22,1

Для упрощения сравнения, данные были нормализованы в соотношении с максимумом:

$$\tilde{D} = \frac{D}{D_{max}}$$

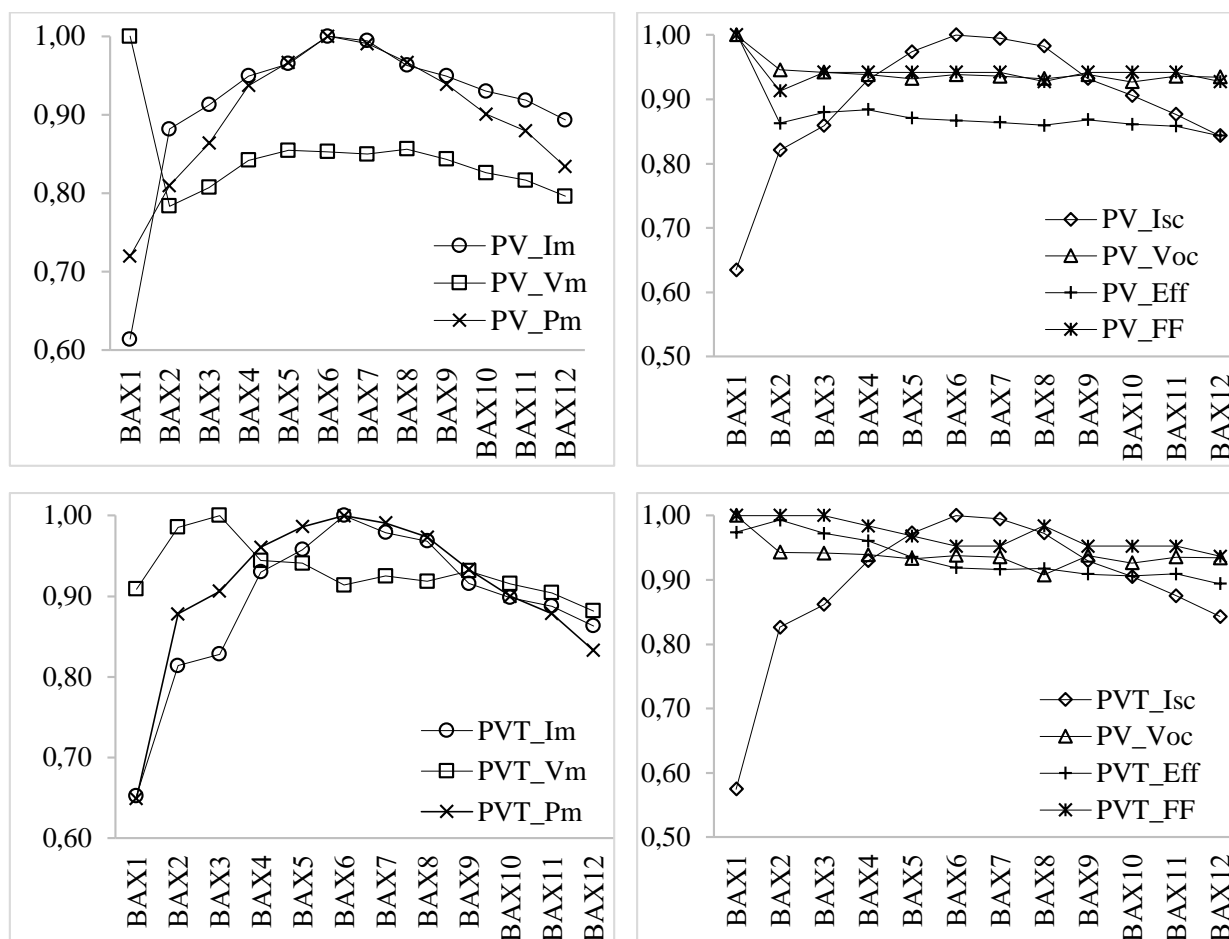


Рис.4. Динамика нормализованы измеренных параметров ФП (сверху) и ФТП (снизу) в течении дня (25.02.2020 г.): PV - ФП, PVT – ФТП; Pm - максимальная мощность, Im- ток в точке Pm, Vm- напряжение в точке Pm, Isc- ток короткого замыкания, Voc- напряжение холостого хода, FF- фактор заполнения, Eff- КПД

На рис.4 видно, что напряжение ФП падает с более резко чем у ФТП, что приводит к резкому снижению КПД, хотя средние температуры ФП и ФТП не очень отличаются. Далее, в течении дня КПД, Voc и FF ФП стабильны, те же параметры ФТП постепенно снижаются.

### Заклучение

Проведенные испытания показали,изменение КПД СЭ на основе CIGSв реальных условиях в течении дня в основном определяются изменением напряжения холостого хода и фактора заполнения. В данном случае, фактор заполнения зависит от напряжения холостого хода, который в свою очередь зависит от температуры ФП. Эксперименты показали, что контакт тыльной поверхности ФП с теплопоглощающей/аккумулирующей средой даже без постоянного теплоотвода приводит к предотвращению снижения КПД до 10% в течении дня даже в прохладное время года.

### Литературы

- [1] Davronov S.R. «Autonomous multifunctional measuring device for monitoring the characteristics of photovoltaic modules». Applied Solar Energy, vol. 56, pp. 118–124,2020. <https://doi.org/10.3103/S0003701X2002005X>
- [2] А. Комилов, Установка для определения энергетических показателей местности, Патент на полезную модель РУз, FAP 01405 от 12.06.2019 г.

## ЛИНЕЙНО ФОКУСНЫЙ КОНЦЕНТРАТОР ИНСТИТУТА МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЯ

Акбаров Р.Ю., Парпиев О.Р., Абдумуминов М., Саидвалиев Т., Норалиев А.

Институт Материаловедения НПО «Физика-Солнце» АН РУз  
e-mail: aryu12@mail.ru

### Аннотация

В работе представлены опыт разработки линейно-фокусных солнечных концентраторов в институте Материаловедения и приведены их оптико-геометрические и энергетические характеристики.

В настоящее время линейно фокусные солнечные концентраторы нашли широкое применение в различных областях науки и техники. Принцип работы таких концентраторов заключается в нагревании теплоносителя до параметров, пригодных к использованию в турбогенераторе. Такие концентраторы собираются из ферменных конструкций на них устанавливается длинное параболоцилиндрические зеркала, а в фокусной линии параболы устанавливается трубка, по которой течет теплоноситель (чаще всего масло или вода). Пройдя весь путь, теплоноситель разогревается и в теплообменных аппаратах отдаёт теплоту воде, которая превращается в пар и поступает на турбогенератор.

Считается, что наиболее простые в изготовлении конструкции таких концентраторов являются перспективными для получения тепла и пара в диапазоне 100 -3000С, а также электроэнергии в солнечных фотоэлектрических установках при концентрациях от 10 до 30 крат.

Изготовление крупного цельного зеркала с технологической, а также с экономической точки зрения - сложная задача, поэтому крупные концентраторы изготавливаются фрагментарно – отдельный элемент, представляет собой вырезку поверхности соответствующей части цельного зеркала, и он имеет свою геометрию, обычно отличающейся от геометрии несущей основы. Часто полоски зеркал устанавливается на параболоидной основе и поверхность каждого фрагмента или facets должна повторять соответствующую зону параболоцилиндра.

Параболоцилиндрические солнечные концентраторы обычно состоит из цельных отражающих зеркал. Однако, ввиду сложности изготовления цельных зеркал, для упрощения технологических процессов изготовления линейно-фокусных концентраторов, их отражающая поверхность на основе конических сечений часто заменяют на набор небольших плоских зеркал, называемых френелевскими отражателями. Часто отдельные рамы френелевских отражателей с механизмами ориентации монтируются на плоское основание (рис.1). Основанием, в принципе, может, служить любая форма, обеспечивающую требуемую форму распределения плотности энергии и степени концентрации, а также имеющей технологическую простоту изготовления. Одной из практических схем является использование поперечного профиля параболы в качестве основания френелевских отражателей. В такой схеме два конца (по ширине) каждого плоского отражателя последовательно упирается на параболическую основу (Рис.2)[1].

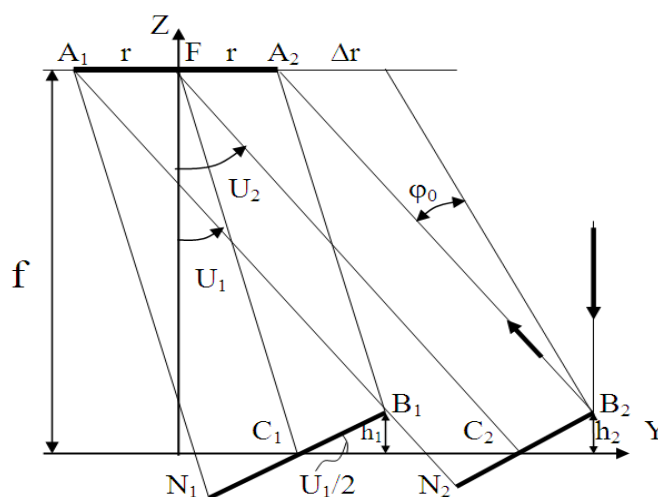


Рис.1. Френелевские зеркала на плоском основании

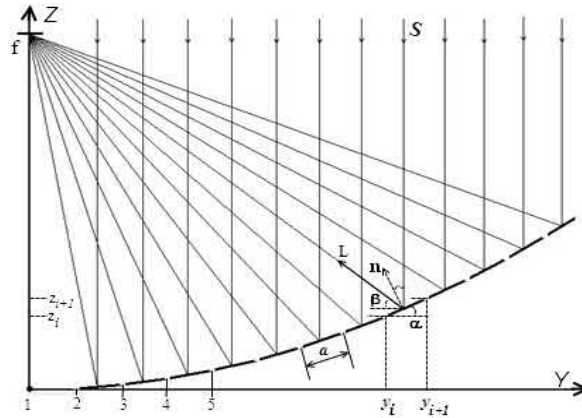


Рис.2. Френеловские зеркала на параболической основе

Концентраторы с линейными отражателями являются наиболее экономичными и технологичными в изготовлении. Недостатком является небольшие значения степени концентрации

В качестве примера крупной системы, использующий технологию Френеловских отражателей, можно привести известную установку в Plataforma Solar de Almería (PSA) в Испании (рис.1.) [2].



Рис.3. Установка с френеловскими отражателями

В институте Материаловедения также разработана линейно-фокусный концентратор с Френеловскими отражателями (рис.4.). Концентратор состоит из двух модулей длиной по 5 метров каждого, т.е. длина системы составляет 10 м. Фокус концентратора составляет 67 см, диаметр 1.62 м, диаметр трубы приемника 40 мм. Отражающая поверхность концентратора сформирована из 3 мм (толщина) зеркал с шириной 3 см. Их числа по диаметру равно 52 штукам. Фокус концентратора составляет 68 см, диаметр 1.6 м. Мощность установки около 10 кВт.

При выборе место монтажа концентраторы учтены возможные тени от концентратора БСП. Расстояние от концентратора до забора около 30 м, расстояние от концентратора до 8 полки примерно 112 метров. Высота концентратора 47м – последний ряд фаяет на концентраторе. 4 м – высота верхней площадки, до крыши. Высота авторефлексионной марки с учетом наклона 13 град, около 10 метров. Итого мы имеем около 60 м высоты и тень от которой не должна закрывать прямых лучей от солнца. С учетом этих данных, установка расположена на полигоне инновационных разработок института, напротив 8 полки гелиостатного поля БСП, на линии последнего ряда гелиостатов (рис.4).

Теоретически, параболические концентраторы может имеет произвольную ориентацию. Но имеются предпочтительные ориентации по эффективности установки. При этом, в основном используются одноосные системы слежения за Солнцем.

Обычно применяются вращения осей ПЦК по направлениям Север-Юг или Восток Запад. Эти схемы показаны на рисунке 5. При этом, предпочтение имеет схема а), а схема б) используется для экспериментальных установок. В зависимости от географической широты местности, различные ориентации дают разные эффекты. Для широты Паркента, в случае не масштабных установок, как показывают оценки, в схеме вращения осей север – юг, годовая энергия немножко больше чем в



случае б). С учетом этого, выбрана схему вращения осей по восток-запад. Отметим, что в обеих схемах изменения высоты Солнце в течении дня не равномерное.



Рис.4. Установка с Френеловскими отражателями.

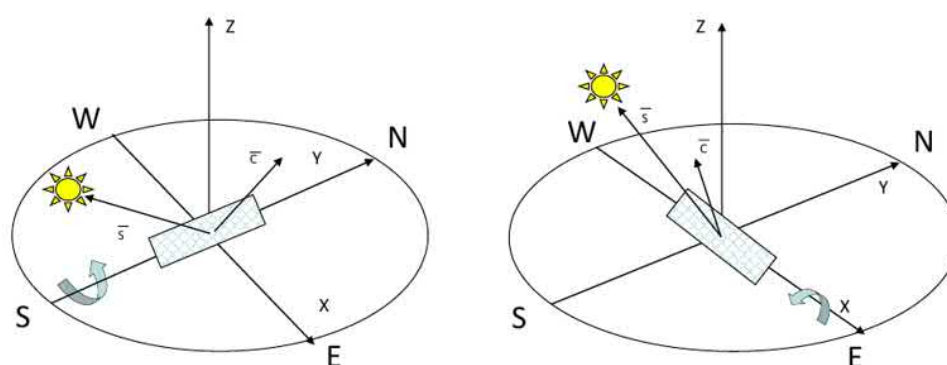


Рис.5. К вопросу ориентации установки

Проведены первые эксперименты по определению оптико-энергетических характеристик установки. Измерения плотности на приемнике проведены с использованием радиометров и тепловизора FLIR-E63900, используемых на БСП (рис.5). Результаты измерений на тепловизоре представлены на рис.6.

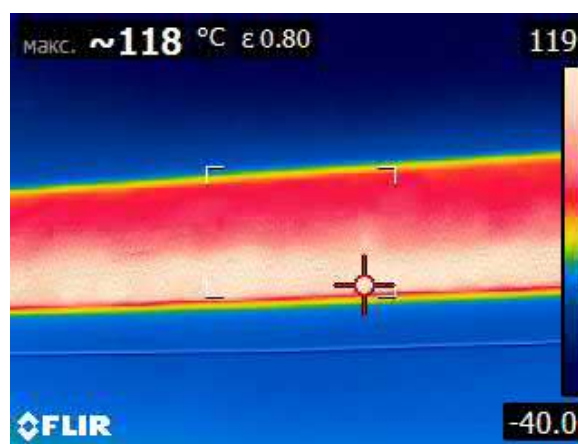


Рис.6. Показания тепловизора

Плотность энергии на приемнике, как нетрудно видеть, можно оценить по коэффициенту отражения зеркал (0.75), числа отражателей (52) и прямой солнечной радиации (800 Вт/м<sup>2</sup>). Таким образом, оценочное значение плотности энергии равно  $\approx 0,75 \cdot 52 \cdot 800 = 3,12$  Вт/см<sup>2</sup>. Радиометрические измерения подтверждают этих данных. Схема радиометрического измерения представлена на рис.6.





*Рис.6. Схема радиометрического измерения*

Также отметим, что первые эксперименты показали, что на этой установке также успешно можно получить паров воды, например, для использования в генерации электроэнергии. В настоящее время на данный концентратор монтируются измерительные приборы – расходомер воды, манометр, термометр и др. После завершения этих работ, будет возможным получение более детальных данных о технических характеристиках данной установки.

### **Литература**

1. Akbarov R. Yu., Kuchkarov A. A. Modeling and Calculation of Optical-Geometric Characteristics of a Solar Concentrator with Flat Fresnel Mirrors // Applied Solar Energy, 2018, Vol. 54, No. 3, pp. 187–192. (№41. SCImago SJR, IF:0.651).
2. Barlev D., Vidu R., Stroeve P. Innovation in concentrated solar power // Solar Energy Materials & Solar Cells. 2011. -Vol.95. -P.2703–2725.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ CIGS СОЛНЕЧНОГО ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ В УСЛОВИЯХ НОРМАЛЬНОГО СОЛНЕЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Кабулов Р., Матчанов Н., Атабоев О., Акбаров Ф.

Международный Институт Солнечной Энергии,  
г. Ташкент, 100084, ул. Ч. Айтматова 2Б, Узбекистан, kgt1982@bk.ru

### Аннотация

Проведены исследования нагрузочных вольтамперных характеристик солнечного фотоэлектрического модуля на основе поликристаллического полупроводникового бинарного соединения  $Cu(In,Ga)Se_2$  в условиях нормального солнечного освещения ( $Prad = 800 \pm 5$  Ватт/м<sup>2</sup>), в температурном интервале 32°C-60°C. Установлено, что с увеличением температуры коэффициент полезного действия солнечного фотоэлектрического модуля сначала уменьшается от 10,77% до 10,65%, а затем увеличивается до 10,97%, а коэффициент температурной зависимости коэффициента полезного действия в этих областях отличается и имеют значения  $KEff1 \approx -0,18 \text{ \%}^\circ K$ , и  $KEff2 \approx +0,13 \text{ \%}^\circ K$ .

**Ключевые слова:** солнечный фотоэлектрический модуль, поликристаллический полупроводник,  $Cu(InGa)Se_2$ , солнечная радиация, коэффициент полезного действия, ток короткого замыкания, напряжения холостого хода.

В настоящее время в солнечной энергетике доля солнечных фотоэлектрических модулей (СФЭМ) на основе кристаллического кремния составляет 92% (Jeyakumar, 2017, Новиков, Гапанович, 2017). Несмотря на это, есть ряд причин, которые ограничивают широкое внедрение кристаллических кремниевых фотоэлектрических панелей. Основными из которых, являются: (а) дороговизна базового материала, который составляет ~50% от общей стоимости солнечного элемента; (б) сложность технологической цепочки производства, (с) большие материальные затраты, из-за непрямозонности полупроводникового материала и жесткие требования к чистоте материала, а также, токсичность технологического процесса изготовления, проблемы связанные с утилизацией токсичных отходов (Miles, et.al., 2007, Kobulov (a), et.al., 2017).

Избавится от вышеперечисленных недостатков возможно созданием тонкопленочных солнечных (СЭ). Одним из перспективных и экологически чистых материалов является полупроводниковые бинарные соединения меди-индия-галлия и селена –  $CuInGaSe_2$  (CIGS) (Kobulov (a), 2017).

Преимуществами CIGS СЭ являются в следующем:

Слои CIGS синтезируются при относительно низких температурах (~450°C). Это дает возможность создавать СЭ и СФЭМ на стеклянных, гибких полиамидных и металлических подложках большой площади (100x120 см<sup>2</sup>), в едином технологическом цикле;

Малый расход материала за счет большого коэффициента поглощения света ( $10^4$ - $10^5$  см<sup>-1</sup>), даёт возможность уменьшить толщину фотоактивной области (<5 мкм);

Энергоемкость, затраты на производства панелей аналогичной мощности в несколько раз меньше чем для производства кристаллических кремниевых панелей.

Исследование нагрузочных вольтамперных характеристик (НВАХ) СФЭМ (Kobulov (b), et.al., 2016, Kobulov R.R.(c), et.al., 2017, Матчанов Н.А., et.al., 2016) при различных температурах и мощностях солнечного излучения даст возможность установить энергетические потери, имеющие место в СФЭМ, а также, установить область температуры и мощности эффективной работы исследуемых СФЭМ. С этой целью были проведены исследования НВАХ СФЭМ на основе тонкопленочного поликристаллического полупроводникового твердого раствора CIGS ( $Cu(InGa)Se_2$ ), который как указывалось выше, является одним из перспективных материалов для солнечной энергетике (Новиков, Гапанович, 2017, Kobulov (a), 2017). Исследования были проведены в нормальных условиях освещенности солнечным светом в июле месяце 2020 г., в городе Ташкенте, т.е., мощность падающего солнечного освещения ( $Prad$ ), на СФЭМ, имело значение 800 Ватт/м<sup>2</sup>. Под действием солнечного освещения температура (Т) ФЭМ изменилась в диапазоне от  $T = 32$  °C до 60°C, при температуре окружающей среды  $T = 32$ °C. Особенностью проведенных исследований заключалось в том, что модуль находился на поверхности газона.

Исследованный СФЭМ состоял из 36 последовательно соединенных СЭ эффективной площадью 27,8x27,8 см<sup>2</sup>. Мощность падающего солнечного излучения измерялась с помощью датчика беспроводного анализатора Solmetric SolSensor. Температура на поверхности ФЭМ

измерялась с помощью инфракрасного термометра Fluke 62 MAX. НВАХ ФЭМ исследовались с помощью Анализатора солнечного модуля PROVA-210 (12A,60V).

На рис. 1 и 2 представлены экспериментальные результаты температурной зависимости тока короткого замыкания ( $J_{кз}$ ) и напряжения холостого хода ( $V_{xx}$ ) CIGS СФЭМ. Из эксперимента следует, что  $J_{sc}$  растет линейно с температурой, от 0.48А до 0.54А, с двумя наклонами. В температурном интервале 305°K – 315°K, температурный коэффициент  $J_{sc}$  CIGS СФЭМ,  $K_{кз1} \approx 0.19\%/K$ , а в интервале 315°K – 335°K, температурный коэффициент  $J_{sc}$  CIGS СФЭМ,  $K_{кз2} \approx 0.77\%/K$ . Напряжение холостого хода СФЭМ  $V_{xx}$  (рис.2) линейно уменьшается с ростом температуры, от 22.6 В до 20.54 В. Из эксперимента следует, что  $V_{xx}$  уменьшается линейно, с одним наклоном, во всем исследованном температурном интервале 305K – 333K и его температурный коэффициент  $V_{xx}$ ,  $K_{xx} \approx - 0.033\%/K$ .

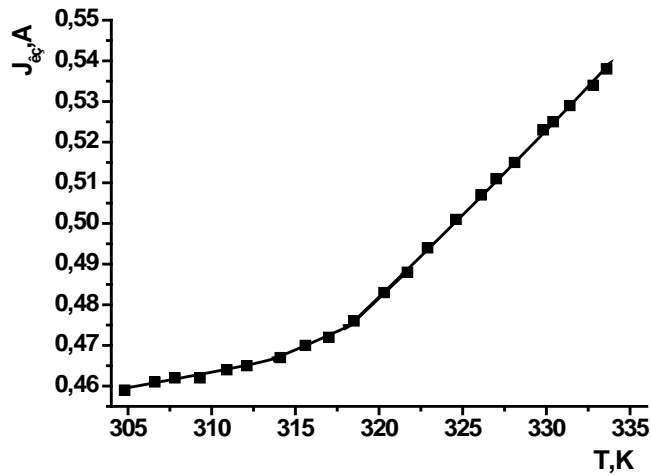


Рис.1. Температурная зависимость  $J_{кз}$  CIGS СФЭМ.

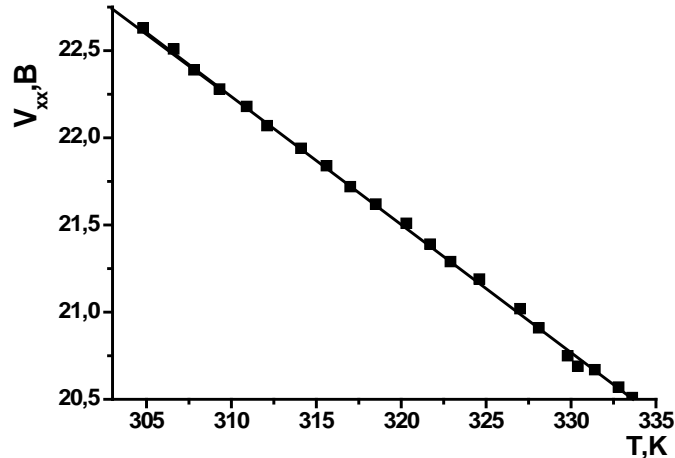


Рис.2. Температурная зависимость  $V_{xx}$  CIGS СФЭМ.

На рис.3 и 4 представлены экспериментальные результаты температурной зависимости фототока на максимуме выходной мощности ( $J_{max}$ ) и фотогенерированного напряжения на максимуме выходной мощности ( $V_{max}$ ) CIGS СФЭМ. Из эксперимента следует, что  $J_{max}$ , так же, как и  $J_{кз}$ , растет линейно с температурой, с двумя наклонами, от 0.39А до 0.48А. В температурном интервале 305K – 315K, температурный коэффициент CIGS СФЭМ  $J_{max}$ ,  $KJ_{max} \approx 0,323\%/K$ . В температурном интервале 315K – 332K, температурный коэффициент CIGS ФЭМ  $J_{max}$ ,  $KJ_{max} \approx 0,653\%/K$ .  $V_{max}$  (рис.4), так же как и  $V_{xx}$ , линейно уменьшается с ростом температуры, от 17,55 В до 14,92 В, с одним наклоном. Из эксперимента следует, что во всем исследованном температурном интервале 305K – 332K, температурный коэффициент  $V_{max}$  CIGS СФЭМ определяется величиной  $KV_{max} \approx - 0,5 \%/K$ .

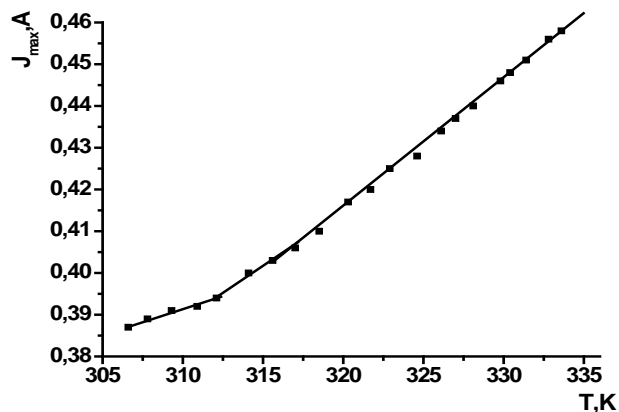


Рис. 3. Температурная зависимость  $J_{max}$  CIGS СФЭМ

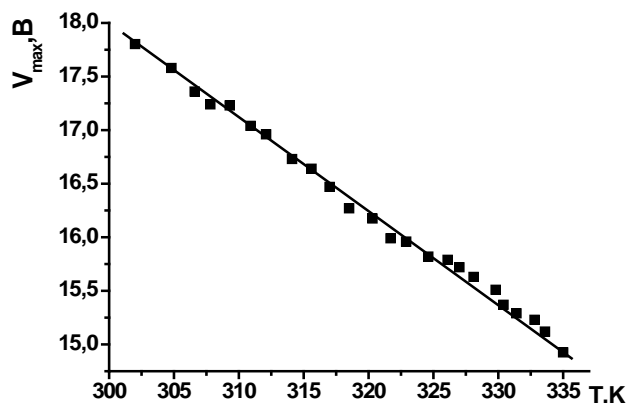


Рис. 4. Температурная зависимость  $V_{max}$  CIGS СФЭМ.

На рис.5 и 6 представлены экспериментальные результаты температурной зависимости максимальной выходной мощности ( $P_{max}$ ) и коэффициента заполнения ВАХ (FF) CIGS СФЭМ. Из эксперимента следует, что  $P_{max}$  в температурном диапазоне 305-311 К уменьшается с температурой, от 6.75 Ватт до 6.68 Ватт, в температурном диапазоне 311-319 К не изменяется, и растет в температурном интервале 319К – 333К, в котором температурный коэффициент  $P_{max}$  CIGS СФЭМ,  $K_{P_{max}} \approx 2,8\%/K$ . FF CIGS СФЭМ в интервале температур 302°К – 314°К растет незначительно, достигая величины 0,652; до  $T=318$  К FF CIGS СФЭМ имеет постоянное значение  $\approx 0,652$ , и в дальнейшем растет до  $T=333$  К, достигая величины 0,651, где имеет температурный коэффициент  $K_{FF} \approx - 0.019\%/K$

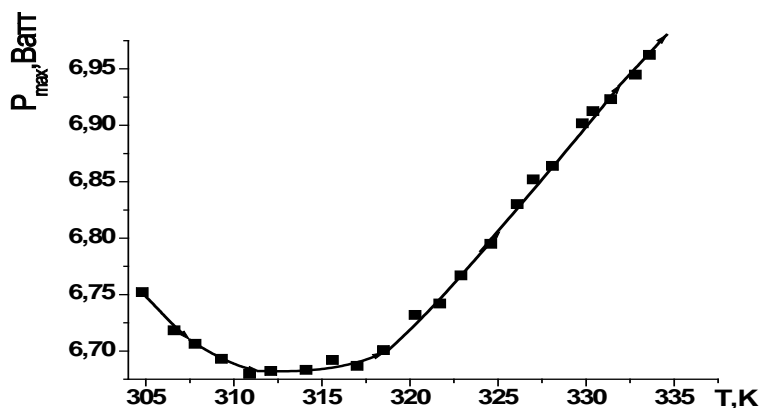


Рис.5. Температурная зависимость  $P_{max}$  CIGS СФЭМ.

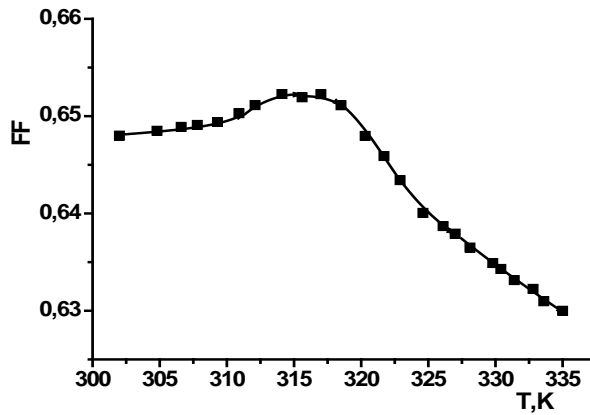


Рис.6. Температурная зависимость FF CIGS СФЭМ

На рис.7 представлены экспериментальные результаты температурной зависимости коэффициента полезного действия (КПД, Efficiency) CIGS СФЭМ. КПД СФЭМ линейно уменьшается с ростом температуры в диапазоне 305 – 311 К, от 10,8% до 10,65%, имеет температурный коэффициент КПД  $K_{Eff2} \approx -0,23 \text{ \%}/^\circ\text{K}$ . В температурном интервале 316К – 333К наблюдается рост КПД СФЭМ с положительным температурным коэффициентом КПД  $K_{Eff1} \approx 0,17\%/^\circ\text{K}$ .

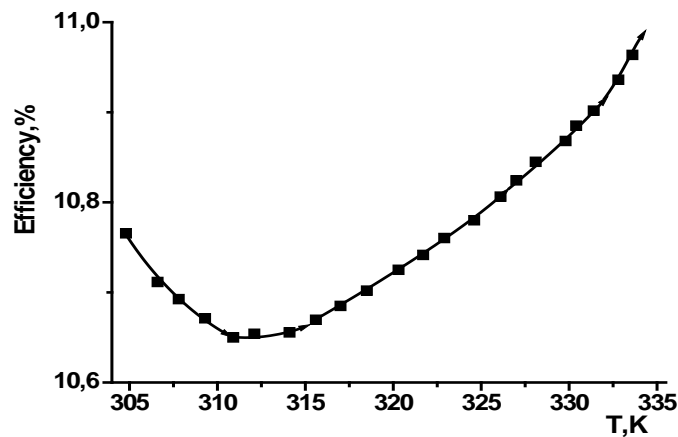


Рис.7. Температурная зависимость КПД CIGS СФЭМ

Проведенные экспериментальные исследования показали, что СФЭМ на основе CIGS слоев в условиях нормального освещения  $P_{rad} \approx 800 \text{ Вт}/\text{м}^2$ , при нахождении на поверхности газона, в температурном диапазоне,  $44^\circ\text{C} - 60^\circ\text{C}$ , имеет положительный температурный коэффициент КПД  $K_{Eff1} \approx 0,17\%/^\circ\text{K}$ . Для кремниевых Si - СЭ этот параметр равен значению  $0,45 \text{ \%}/^\circ\text{K}$ . То есть, в исследованных CIGS СФЭМ этот коэффициент фактически в 2,5 раза меньше, чем в кристаллических кремниевых СЭ. Наблюдаемая на рис.1 температурная зависимость тока короткого замыкания ( $J_{sc}$ ), с двумя наклонами, во втором участке ток резко возрастает с температурой, что связано с уменьшением рекомбинации неравновесных фотогенерированных носителей заряда в области относительно высоких температур, которая наблюдается при перезарядке дефектных состояний (Leyderman, 1985). Температурная зависимость напряжения холостого хода  $V_{oc}$  CIGS ФЭМ, по аналогии со стандартными кремниевыми и другими СЭ, уменьшается с повышением температуры, за счет уменьшения высоты потенциального барьера перехода.

Оптимизация структурных и рекомбинационных параметров CIGS СФЭМ, даст возможность для дальнейшего улучшения выходных параметров СФЭМ в условиях повышения температуры СФЭМ.

Работа выполнена в рамках гранта фундаментальных исследований БАМВ-ФЗ-004 Министерства Инновационного Развития РУз.

## **Ссылки**

- Jeyakumar R., et.al., 2017, CIGS based solar cells - a review, *Ener. Envir. Sci.* , V. 10, pp. 1306-1319.
- Новиков Г.Ф., Гапанович М.В., 2017, Солнечные преобразователи третьего поколения на основе Cu-In-Ga-(S,Se), *Успехи физических наук*, т.187,№2, стр.173-194.
- Miles R.W., Zoppi G., Forbes I., 2007, *Mater Today*, 10, pp.11- 20.
- Kobulov R.R.(a), Matchanov N.A. , Ataboev O.K., 2017, Morphology and Photoelectric Characteristics of the Thin-Films Polycrystalline Structure SnO<sub>2</sub>-CdS/Cu(InGa)Se<sub>2</sub>-Ag, *Applied Solar Energy*, Vol.54, No 2, pp.91-94.
- Kabulov R.R.(б), Makhmudov M.A., Khajiev M.U., Ataboev O.K., 2016, The Study of Factors that Influence on the Effectiveness of the Photoconversion of n-CdS/p-CdTe Heterostructures, *Applied Solar Energy*, Vol. 52, No. 1, pp. 61–67.
- Kobulov R.R.(c), Matchanov N.A., Umarov B.R., 2017, Features of Load Current-Voltage Characteristics of a Monocrystalline Silicon Solar Cell at Various Levels of Solar Illuminations, *Apply Solar Energy*, Vol.53, N4, pp.297-298.
- Матчанов Н.А., Мирзабаев А.А., Умаров, М.А.Маликов Б.Р., Камолиддинов А.У., Бобожонов К.А. 2016, Влияние внешних факторов на выходные характеристики фотоэлектрических модулей в условиях Ташкента, *Гелиотехника*, N4, стр.20-27.
- Leyderman A.Yu., 1985, *phys.stat.sol.(a)* 87, 363

## COMPARATIVE ANALYSIS OF DIFFERENT METHODS TO CALCULATE THE POSITION OF THE SUN

Akbarov R.Yu.<sup>1</sup>, Nurmatov Sh.R.<sup>1</sup>, Nicolas Beraud<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Institute of Material Sciences of SPA “Physics-Sun”, Academy of Science of Uzbekistan

<sup>2</sup>Graduate school of engineering, Sceaux, France.

e-mail: aryu12@mail.ru

### Abstract

In this paper seven different methods are presented to determine the declination of the Sun for a given time in order to calculate the position of the Sun (i.e. azimuth and elevation angle) for a precise place on Earth. The accuracy of these methods were also given and they compared with each other.

**Keywords:** declination, position of the Sun, azimuth angle, elevation angle, precise, latitude, altitude, zenith.

In the domain of solar energies, for numerous applications, it is necessary to track the Sun and two methods are commonly used for this purpose. One of them uses solar sensors and the second uses the calculation of the position of the Sun. Tracking the Sun with high accuracy is especially necessary for a big solar furnace (BSF, Parkent, Uzbekistan) to orient heliostats as precisely as possible to obtain the best yield as possible in the focal spot. For a terrestrial observer the Sun is identified by two angles: azimuth and elevation angle (often named height too). However, to calculate these two angles, it is necessary, first, to calculate the declination of the Sun.

In this work, on the one hand, seven different methods are presented to determine the declination of the Sun for a given time in order to calculate, thereafter, the position of the Sun (i.e. azimuth and elevation angle) for a precise place on Earth. The accuracy of these methods will be also given and they will be compared with each other. On the other hand, the azimuth and the elevation angle will also be determined during one day and different methods to calculate these angles will be compared.

The declination of the Sun is the angle between the rays of the Sun and the plane of the Earth's equator. The Earth's axial tilt (called the obliquity of the ecliptic by astronomers) is the angle between the Earth's axis and a line perpendicular to the Earth's orbit (Fig.1).

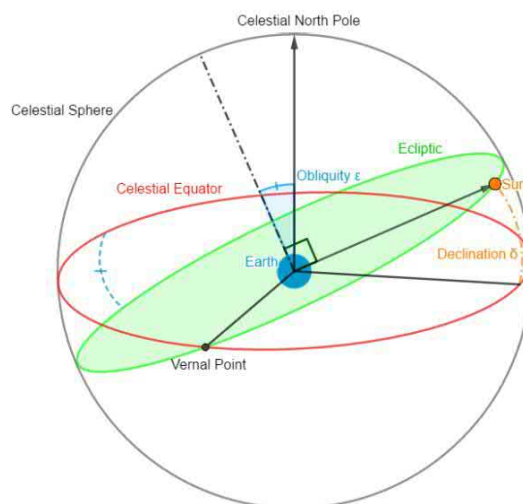


Figure 1: Sun declination and other astronomical characteristics

The Earth axial tilt is named obliquity ( $\epsilon$ ). It is the angle between the Earth rotation axis and a perpendicular to the Earth's orbital plane (ecliptic). According to *Connaissance des temps* (an official yearly publication of astronomical ephemerides provided by IMCCE and being considered as a reference in the field of astronomy), on 1<sup>st</sup> of January 2000 its value was about  $23^{\circ}26'21'' \approx 23.44^{\circ}$  [1] and as it varies very slowly over the time, in 2019 it is still about  $23.44^{\circ}$ . The diagram above (Figure 1) represents the trajectory of the Sun for a terrestrial observer. Due to the obliquity, there is an angle which varies every instant between the celestial equator and the direction of the centre of the Sun. This angle is named the declination ( $\delta$ ). At both solstices,  $\delta$  reaches a peak (maximum for the summer solstice for which the declination equals the obliquity ( $\delta = \epsilon$ )) and a minimum for the winter solstice ( $\delta = -\epsilon$ )).

The declination is zero at the equinoxes: the Sun is at the intersection between the ecliptic and the celestial equator on the celestial sphere. One of these two point is the vernal point reaches at the spring equinox. Consequently,  $\delta \in [-\varepsilon ; \varepsilon]$ .

This angle is necessary to determine the Sun position (i.e. determining the azimuth and the elevation angle or height).

Figure 2 highlights the solar declination (due to the obliquity). This picture shows the trajectory of the Sun during one year. Indeed, the photographer took 47 photos from 7<sup>th</sup> of January 2003 to 20<sup>th</sup> of December at 10:00:00 (UT+2). This trajectory of the Sun is called an analemma. Actually, this phenomenon is also due to the eccentricity of the Earth's orbit (which is not circular but elliptic).



Figure 2: Analemma photographed by Anthony Ayiomamitis in Athens during the year 2003 [2].

## 1. Method using the Kepler equation

In orbital mechanics, Kepler's equation relates various geometric properties of the orbit of a body subject to a central force. Johannes Kepler first derived it in 1609 and proposed an iterative solution to the equation. The equation has played an important role in the history of both physics and mathematics, particularly classical celestial mechanics. This method uses accurate and complete astronomical data [3]. Consequently, it is very accurate and it involves to solve the Kepler equation. Main steps of this method were explained in [3].

We have developed a python program for calculating the declination of the sun based on the solution of the Kepler equation. This program can calculate the declination of the Sun for any day since the 1<sup>st</sup> of January of year and has only one parameter d (day number).

## 2. Formula of J.W. Spencer

In 1971, J.W Spencer proposed a formula to determine the Sun declination as a function of the number of days since the beginning of the year. This formula is based on the principle of Fourier series. Thereafter, this formula will be called Spencer's formula. This formula is presented in the reference [4] and is transferred below. The result is in radians.

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cos(\gamma) + 0.070257 \sin(\gamma) + 0.006758 \cos(2\gamma) \\ + 0.000907 \sin(2\gamma) + 0.002697 \cos(3\gamma) + 0.00148 \sin(3\gamma) \\ \text{with } \gamma = \frac{2\pi(n-1)}{365}$$

$\gamma$  represents the day angle in radians (i.e. the angle travelled by the Earth after n days since the beginning of the year in its motion around the Sun: n = 1 for 1<sup>st</sup> of January).

According to [5], the maximum error of the Spencer's formula is less than 3 minutes.



### **3. Formula of Peter I. Cooper**

Peter I. Cooper is member of the Department of Mechanical Engineering of the University of Western Australia. In 1969, he determined the following formula to get the Sun declination. This formula appears in the reference [6]. Thereafter, this formula will be called Cooper's formula. The result is in degrees.

$$\delta = 23,45^\circ \sin\left(\frac{2\pi n + 284}{365}\right)$$

n is the number of days counting from the beginning of the year. According to [6], the error for  $\delta$  is included in the interval  $[-1.4^\circ ; 0.5^\circ]$ .

### **4. Formula of Christian Perrin de Brichambaut**

Christian Perrin de Brichambaut (1928 – 1995) was a French meteorology Engineer [7]. The reference [6] mentions the formula developed by Christian Perrin de Brichambaut which is transferred below. Thereafter, this formula will be called Perrin's formula.

$$\delta = \arcsin\left(0.4 \sin\left(\frac{2\pi(n - 80)}{365}\right)\right)$$

n is the number of days counting from the beginning of the year. According to [6], the error for  $\delta$  is included in  $[-1.9^\circ ; 0.8^\circ]$ .

### **5. Formula of Julian Chen**

Julian Chen is an American scientist who worked in particular in the Department of Applied Physics and Applied Mathematics at Columbia University. Some of his research focused on the utilisation of solar energy. In 2011, he published a book entitled Physics of Solar Energy whose one of its chapter is about Tracking Sunlight [8]. In this chapter, the author is based on the fact that the longitude from the vernal to the Sun is:

$$l = \frac{2\pi(n - 80)}{365.2422}$$

n is the number of days counting from the beginning of the year.

80 is due to the fact that the Sun reaches the vernal point at the spring equinox, i.e. 20 th of March being the 80 th days of the year.

### **6. Declination calculated by SPA algorithm provided by the NREL**

Ibrahim Reda and Afshin Andreas of the National Renewable Energy Laboratory (NREL) located in USA, developed an algorithm named Solar Position Algorithm (SPA). Currently, this algorithm is considered as a reference in the field of solar energy and it appears in numerous scientific publications. The procedure used in this algorithm is detail in the publication [9]. Although final outputs of this algorithm are the azimuth and the elevation angle, it can also provide the declination as an intermediate output.

In addition, the Python computer language community, developed the library Pysolar.solar which aims at calculating the Sun's position and in particular the Sun's declination. Moreover this library uses the SPA of NREL. The documentation of this library is available in [10]. Consequently, this library has been used to calculate the declination. Thereafter, this method will be called NREL's method.

### **7. Declination provided by the IMCCE**

The Institut de Mécanique Céleste et de Calcul des Ephémérides (IMCCE) provides ephemerides of numerous celestial bodies online and in particular of the Sun. Therefore, one can consult on its official website [11] the Sun declination for every instant with a very high accuracy. Indeed, according to the documentation available on its official website [11], the accuracy of the data provided is in the order of 1 millisecond of degree (mas). More specifically,  $1 \text{ mas} = 1.10^{-3} \text{ }^\circ \approx 2.778.10^{-7} \text{ }^\circ$ .

Consequently, these data will be used as reference to compare the different methods to calculate the declination during one year.

On the Solar System Portal [11] of the IMCCE’s website, one can choose the page “Observation des planètes” and fill it with the desired parameters as shown on the Figure 3 below for the case of the BSF of Parkent:



Figure 3 : Screen shot of the Solar System Portal of IMCCE (fragment).

## 8. Comparison

Declinations obtained with the six first methods described above have been calculated thanks to Python for the year 2019. Data calculated by the Solar System Portal of IMCCE [11] including declinations have been imported then processed thanks to Python. After a data processing, results presented on Figure 4 have been obtained.

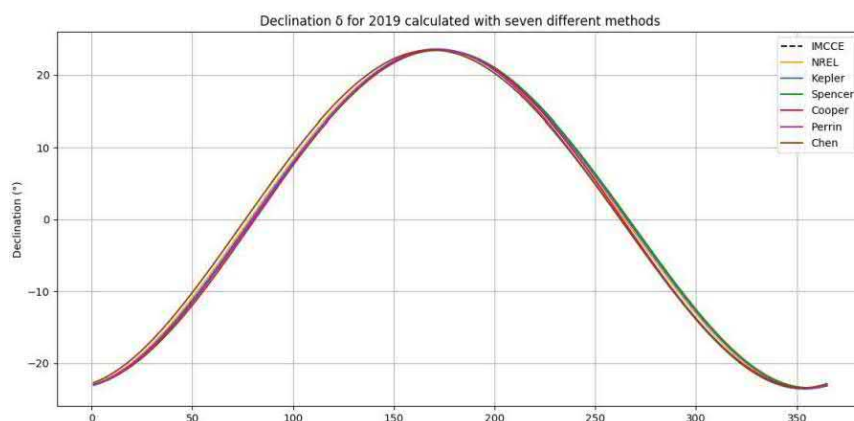


Figure.4. declinations calculated by seven algorithms

This diagram shows that the seven curves follow the same pace and they are almost superimposed. That is especially the case for the bending points. However, declinations calculated by Perrine’s Formula and in Physics of Solar Energy by Julian Chen are the furthest from the declination of IMCCE during ascending and descending phases. Figure 5 is a zoom on the descending phase to show the difference. Two groups appear: one with sophisticated formulas (Spencer, Kepler and NREL) which provide a result close to IMCCE and one with simple formulas (Cooper, Perrin and Chen) which provide a result with a lower precision.

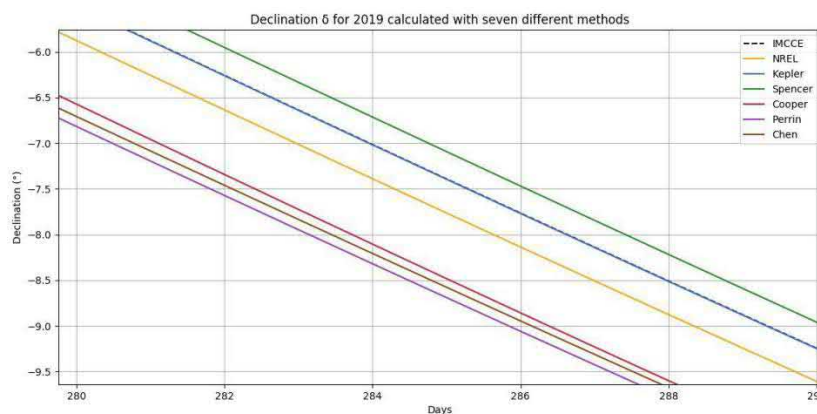


Figure 5. Zoom of diagrams

Furthermore, for greater clarity, the difference between IMCCE and every methods has also been plotted. Results are presented on Figure 6.

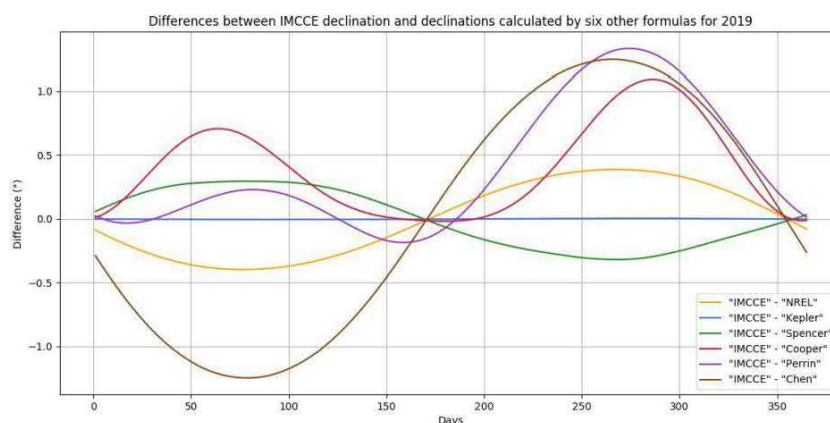


Figure 6. Difference between IMCCE declination and declinations calculated by six other formulas

## Conclusion

This work intended to compare some methods of calculation of declination, however it is not exhaustive and presents only six methods plus IMCCE's data compared to numerous methods present in the literature. NREL's algorithm, Spencer's formula and the method using Kepler equation are the most accurate and can be used in applications requiring a quite high accuracy while the three other methods are to be preferred for applications requiring a lower accuracy. Nevertheless, they are sufficient for the majority of application about solar energy. However, against all odds, SPA from NREL comes in third place whereas according to [9] it uses a very sophisticated theory. Nevertheless, this algorithm has been created specifically to calculate the sun position (azimuth and elevation angle). Consequently, declination is only an intermediate output of this algorithm and not the final output. Therefore, to know his real accuracy, the azimuth and the elevation angle thanks to this algorithm must also be calculated.

## References

- [1]. IMCCE, *Connaissance des temps 2019 – Éphémérides astronomiques*, IMCCE/ CNRS Umr 8028 (2019), ISBN : 9782910015800, 376 pages
- [2]. Anthony Ayiomamitis, *Solar Image Gallery – Analemma*, (2003).  
Link : <http://www.perseus.gr/Astro-Solar-Analemma.htm> (visited on 17.11.19)
- [3]. Benoit Beckers & Pierre Beckers, "Les anomalies, l'équation de Kepler, la position du soleil", Research team AVENUE, Department GSU, Université de Technologie de Compiègne, (2010), 12 pages.
- [4]. Muhammad Iqbal, *An Introduction to Solar Radiation*, Chapter 1 – Sun – Earth astronomical relationships (pages 1-28), Elsevier, Academic Press (1983), 408 pages
- [5]. Roberto Grena, *An algorithm for the computation of the solar position*, *Solar Energy* (2008), Volume 82, Issue 5, Pages 462-470, ISSN : 0038-092X
- [6]. Vincent Bourdin, *Calculs astronomiques simplifiés*, Université Paris-Sud Orsay – Master PAM 2ème année – Energies renouvelables – Energies solaire thermique, (2014), 10 pages
- [7]. Philippe Garnier, *Hommage à Christian Perrin de Brichambaut*, *La vie de la SMF* (1995), *La météorologie 8 e série – n° 11*, pages 8-9 [8] : C. Julian Chen, *Physics of solar energy*, Chapter 4 – Tracking Sunlight (pages 77 -94), John Wiley & Sons (2011), ISBN : 9781118044599, 352 pages
- [9]. Ibrahim Reda and Afshin Andreas, "Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications", NREL/TP-560-34302, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado 80401, Revised January 2008, 40 pages.
- [10]. Brandon Stafford, *Pysolar Documentation*, 17 th of October 2019.
- [11]. *Formulaire de calcul d'éphémérides*, Observation des planètes, Paris Observatory, IMCCE, (2019). Calculation of ephemerides of position was carried out thanks to the service of calculation of ephemerides of IMCCE through its homepage (<https://ssp.imcce.fr>)
- [12]. Bretagnon P. & Francou G., *Planetary theories in rectangular and spherical variables - VSOP 87 solutions*, *Astronomy and Astrophysics* (ISSN 0004-6361) (August 1988), vol. 202, n° 1-2, pages 309-315, Bibliographic Code: 1988A&A...202..309B
- [13]. Meeus, J. "Astronomical Algorithms". Second edition 1998, Willmann-Bell, Inc., Richmond, Virginia, USA.
- [14]. Rasul Yuldashevich Akbarov (Institute of Material Sciences, SPA "Physics-Sun" of Uzbek Academy of Sciences, Uzbekistan), *On Determination of the Optimum Tilt of Solar Installations*, *Innovative Energy & Research* (ISSN: 2576-1463) (February 2019), 5 pages
- [15]. Alexandre Vial, *Quelques idées reçues sur la position du Soleil*, Université de Technologie de Troyes, Pôle Physique, Matériaux et Nanotechnologies, 12, rue Marie Curie - BP 2060 10010 Troyes, (October 2007), 19 pages.

## РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ГЕЛИОТЕПЛИЦ С ТРАНСФОРМИРУЕМЫМ (РЕГУЛИРУЕМЫМ) КОРПУСОМ

Расходжаев Б.<sup>1</sup>, Райымбаев Ж.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Международный институт солнечной энергии

Узбекистан, 100084, Ташкент, ул. Ч. Айтматова 2Б, корпус 2, e-mail: rashodjaev@mail.ru

<sup>2</sup>Кыргызско-Узбекский университет,

г.Ош, улица Г. Айтиева 27, Кыргызская Республика, Тел: (+99655) 7422311;

e-mail: zrayymbaev@beeline.kg

### Аннотация

В работе представлена новая конструкция энергоэффективных теплиц с трансформируемым (регулируемым) корпусом. К основному элементу регулирующей части теплицы относятся винтовые механизмы, установленные на стойках корпуса энергоэффективной теплицы. Особенностью теплицы является то, что в зависимости от температуры воздуха внутри теплицы с помощью регулирующих механизмов можно изменять (регулировать) высоту корпуса. Верхнюю часть теплицы (крыша, купала) можно опускать вниз, в случае если температура низкая, если температура воздуха внутри теплицы повышенная, верхнюю часть теплицы (крыша, купала) можно поднимать вверх. Теплица позволяет использовать солнечное излучение, как для обогрева помещения, так и для освещения растений. При этом за счет исключения ряда сложных деталей, конструкция теплицы упрощается, ее материалоемкость снижается. Теплица с регулирующей высотой корпуса, имеет следующие преимущества: простота конструкции; относительно меньшие потери тепла; высокая эффективность; относительно низкая себестоимость; неметаллоемкая.

**Ключевые слова:** гелиотеплица, энергоэффективность, трансформация, температура воздуха, регулирующие механизмы, теплопотери.

Благодаря своему географическому расположению Узбекистан обладает значительными ресурсами возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

В настоящее время гелиотеплицы широко используются во многих странах для выращивания овощей, плодов, тропических растений, зелени, цветов и т.д., при этом во многих случаях в теплицах применяются аккумуляторы тепловой энергии, для их обогрева в ночное время. [1].

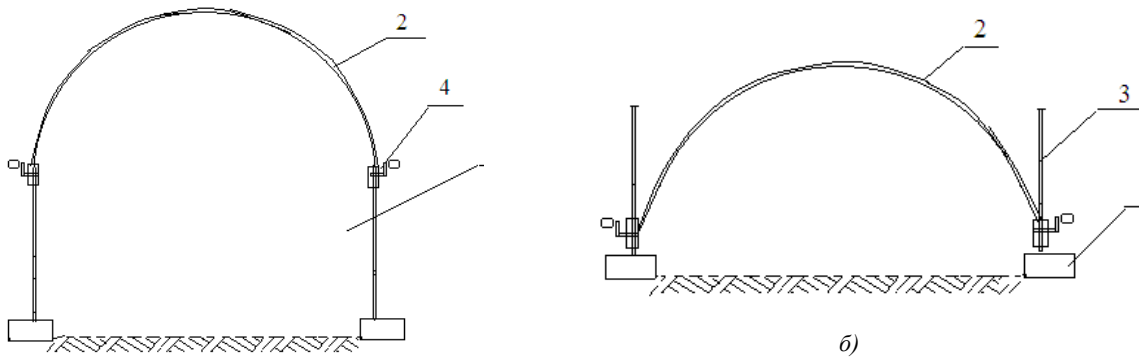
Со стороны правительства страны предпринят ряд мер по расширению использования ВИЭ в народном хозяйстве страны. Исследование в определенной степени служит выполнению задач, предусмотренных в Постановлениях Президента Республики Узбекистан: №ПП-4422 от 22.08.2019г. «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии», №ПП-4477 от 04.10.2019г. «Об утверждении стратегии по переходу Республики Узбекистан на «зеленую» экономику на период 2019 - 2030 годов», и в Законе Республики Узбекистан №ЗРУ-539 от 21.05.2019 г. «Об использовании возобновляемых источников энергии», а также в других нормативно-правовых документах, принятых в этой сфере, задачей которых является способствование расширению использования ВИЭ.

В то же время вне поля зрения остается один из перспективных аспектов использования одного из наиболее доступного и имеющего огромные ресурсы источника – солнечной энергии. Это – использование гелиотеплиц [2].

С целью снижения теплопотерь и повышения энергоэффективности в теплицах нами разработана теплица с трансформируемым (регулируемым) корпусом.

Цель достигается следующим путем: на корпусах теплицы, в стойках установлены регулирующие механизмы, при изменении температуры воздуха внутри теплицы с помощью регулирующих механизмов трансформируется высота корпуса теплицы.

Теплица с регулируемыми механизмами корпуса показана на рис.1,2 и 3. На рис.1. показана теплица с тыльной стороны, в случае, когда температура воздуха внутри теплицы повышена, купала (или крыша) теплицы находятся в верхней части при понижении температуры купала (или крыша) теплицы находятся в нижней части [3].

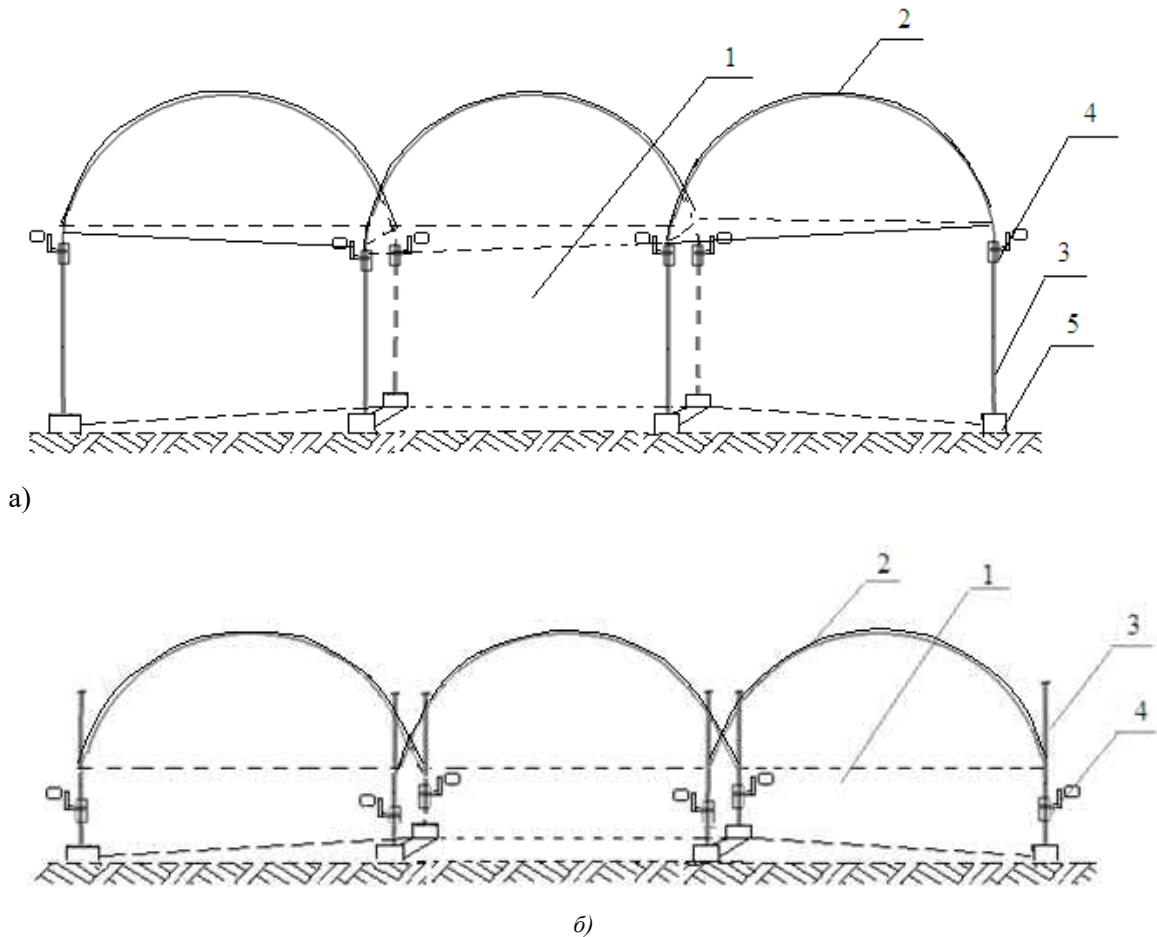


а) с тыльной стороны, температура воздуха внутри теплицы повышена.  
б) с тыльной стороны, температура воздуха внутри теплицы понижена.  
Рис.1. Вид теплицы при повышенной и пониженной температуре с тыльной стороны.

Как видно из рисунка 1, теплица содержит установленные помещения 1, с ограниченным прозрачным покрытием 2, на корпусах помещения 1, в стойках 3 установлены регулирующие механизмы 4. Температура воздуха в помещении 1, регулируется с помощью регулирующих механизмов 4, для удержания корпуса, стоек делается фундамент 5 в нижней части теплицы. Регулирующие механизмы 4 представляют собой – ручку 6 и несложные мощные винтовые механизмы 7 (см. рис.3.). Принцип их действия базируется на превращении крутящего момента в поступательное перемещение. Винтовой механизм 7 имеет вертикальную конструкцию.

Перемещение каркаса теплицы осуществляется за счёт вращения главного рабочего элемента – винта. От шага его резьбы зависит грузоподъёмность механизма, то есть с увеличением шага она возрастает. Корпус и винт – несущие детали вертикального винтового механизма.

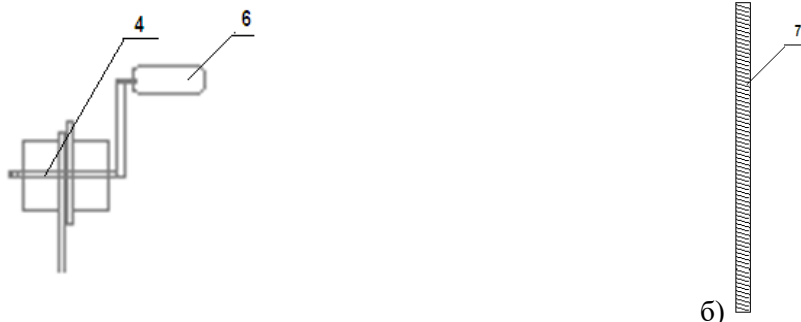
На рисунке 2 показана теплица с боковой стороны.



а) с боковой стороны, температура воздуха внутри теплицы повышена;  
б) с боковой стороны, температура воздуха внутри теплицы понижена.  
Рис.2. Вид теплицы при повышенной и пониженной температуре с боковой стороны.

На рис.2. показанатеплица с боковой стороны, когда видны все четыре стойки с регулируемыми механизмами корпуса, рис.2.а, вид теплицы при повышенной температуре воздуха, в этом случае с помощью регулирующих механизмов 4 и винтового механизма 7 крыша (или купала) поднимается верхнюю часть теплицы. Рис.2.б, вид теплицы при низкой температуре воздуха, когда с помощью регулирующих механизмов крыша (или купала) опускается на нижней часть теплицы.

На рис.3. показан винтовой регулирующий механизм корпуса и общий вид стойки корпуса теплицы.



а)

*винтовой регулирующий механизм корпуса*

б)

*общий вид стойки корпуса теплицы*

*Рис.3. Комплектующие элементы теплицы: винтовой регулирующий механизм корпуса и общий вид стойки корпуса теплицы.*

На рис.3. показаны механизмы для регулирования высоты корпуса теплицы. Винтовой регулирующий механизм 4 с ручкой 6 для вращения стойки, винтового механизма корпуса 7 теплицы.

Работа теплицы осуществляется следующим образом:

Солнечная радиация, проникающая через светопрозрачное покрытие 2, поступает во внутрь теплицы, в помещение 1. В зависимости от температуры воздуха внутри теплицы с помощью регулирующих механизмов 4, можно верхнюю часть теплицы (крыша, купала) опускать вниз или поднимать вверх. Таким образом, снижаются потери тепла, регулируется температура воздуха внутри теплицы и повышается энергоэффективность.

Теплица позволяет использовать солнечное излучение, как для обогрева помещения, так и для освещения растений. При этом за счет исключения ряда сложных деталей, конструкция теплицы упрощается, ее материалоемкость снижается.

Теплица с регулируемой высотой корпуса, имеет следующие преимущества: простота конструкции; относительно меньшие потери тепла; высокая эффективность; относительно низкая себестоимость; неметаллоемкая.

Особенностью теплицы является то, что в зависимости от температуры воздуха внутри теплицы с помощью регулирующих механизмов можно изменять, подстраивать (регулировать) высоту корпуса.

Таким образом, исходя из проведенных исследовательских работ можно сделать следующие выводы:

- разработанная новая конструкция теплицы позволяет использовать ее в относительно суровых климатических условиях;
- в зависимости от температуры воздуха внутри теплицы с помощью регулирующих механизмов можно изменять, управлять (регулировать) высоту корпуса
- разработанная новая конструкция теплицы позволяет использовать солнечное излучение, как для обогрева помещения, так и для освещения растений;
- разработанная новая конструкция теплицы имеет следующие преимущества: простота конструкции; относительно меньшие потери тепла; высокая эффективность; относительно низкая себестоимость; неметаллоемкая и экономически приемлема для каждой семье.

### **Список использованной литературы**

1. Даффи Дж.А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии. Пер. с англ. [Текст]: / Дж.А. Даффи, У.А.Бекман- Москва: Мир,1977. –С. 420.
2. Твайделл Дж.Возобновляемые источники энергии[Текст]: / Дж.Твайделл, А.М. Уэйр- Энергоатомиздат,1990. –С. 391.

3. Клычев Ш.И., Бахрамов С.А., А.И. Исманжанов, Дудко Ю.А., М. Самиев. Теплотехническая эффективность двухканального солнечного воздухонагревателя. Гелиотехника, Ташкент, 2008. №3. С. 27-31.
4. Исманжанов А.И., Клычев Ш.И., Б.С. Расаходжаев и др. Гелиотехника, Ташкент, 2011. №4.С. 24-27.
5. Клычев Ш.И., Исманжанов А.И., Бахрамов С.А., Дудко Ю.А., Самиев М.Конвективный теплообмен в прослойках солнечных «горячих ящиков» // Гелиотехника, - Ташкент, 2008. №2 . – С. 41 - 45.
6. Андерсон Б. Солнечная энергия: (Основы строительного проектирования). Пер. с англ. Под. ред. Ю.Н. Малевского.-М.: Стройиздат., 1982.-375 с.
7. Захидов Р.А. Технология и испытания гелиотехнических концентрирующих систем. Ташкент.: Фан, 1978. - 184с.
8. Авезов Р.Р., Ниязов Ш.К. Исследование теплового режима защищенного грунта с низкотемпературным подогревающим слоем // Гелиотехника, Ташкент, 1978.-№1. - С. 49-54.
9. Андерсон Б. Солнечная энергия: (Основы строительного проектирования). Пер. с англ. Под. ред. Ю.Н. Малевского.-М.: Стройиздат., 1982.-375 с.
10. Авезова Н.Р. Тепловая эффективность плоских солнечных абсорбционных коллекторов // Гелиотехника, - Ташкент, 2004. - №4. -С.38-40.
11. Захидов Р.А., Киргизбаев Д.А., Богомолов А., Клычев Ш.И. Определение температурного поля полупрозрачных материалов при нагреве их оптическим излучением // Гелиотехника, 1987. № 6. -С 35-41.



## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ СЛЕЖЕНИЯ ЗА СОЛНЦЕМ И ДВУСТОРОННИХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ В ЮЖНЫХ РАЙОНАХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

Фрид С.<sup>1\*</sup>, Симонов В.<sup>2</sup>, Лисицкая Н.<sup>1</sup>, Авезова Н.<sup>3</sup>, Хаитмухамедов А.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Объединенный институт высоких температур РАН  
Москва, 125412, ул. Ижорская, д. 13, Россия, s\_frid@oivtran.ru

<sup>2</sup>ООО «Солар Системс»  
Москва, 123317, Пресненская набережная, д. 12, Россия

<sup>3</sup>Физико-технический институт НПО «Физика-Солнце» Академии наук Республики Узбекистан  
Ташкент, 100084, ул. Чингиз Айтматов, 2Б, Узбекистан

### Аннотация

Рассмотрено влияние на величину коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) солнечных электростанций систем слежения за Солнцем (трекеров) и применения двусторонних фотоэлектрических модулей. Расчет КИУМ выполнен для условий Республики Узбекистан и юга России. Показано, что использование вертикально- и наклонно-осевых трекеров позволяет увеличить КИУМ на 6,5 – 6,6%, что близко к эффекту двухосных трекеров (до 7,0% роста КИУМ). Установлено, что использование двусторонних модулей наиболее эффективно вместе с наклонно-осевыми трекерами (прирост КИУМ до 6,1%), для неподвижных ФЭМ и других видов трекеров эффект меньше (до 3,6%). Величина альбедо земной поверхности (без использования специальных отражателей) согласно проведенному моделированию на эффект от применения двусторонних модулей практически не влияет.

**Ключевые слова:** коэффициент использования установленной мощности, солнечная электростанция, возобновляемые источники энергии, фотоэлектрические модули, трекер

### 1. Введение

В Российской Федерации и Республике Узбекистан, как и во многих других странах мира, использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) стимулируется государством. В России для объектов генерации, подключенных к Единой энергетической системе, это делается в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 449 от 28.05.2013 [1] путем выплаты субсидий, компенсирующих затраты инвесторов на строительство электростанций. Условием для получения субсидий являются [2]: выполнение требований по достижению годового значения коэффициента использования установленной мощности<sup>3</sup> электростанции (КИУМ), удовлетворение требований по локализации производства её компонентов и минимальная стоимость строительства объекта, заявляемая на конкурсе. В полном объеме компенсация инвестору солнечной электростанции (СЭС) выплачивается, только если годовой КИУМ превышает 10,5%, поэтому владельцы электростанций заинтересованы в поддержании его на высоком уровне. В Республике Узбекистан стимулирование генерации с использованием возобновляемых источников энергии (за счет налоговых преференций и компенсации расходов) является безусловным [3,4] и с достижением нормативных значений КИУМ не связано. Тем не менее, поскольку именно КИУМ в гораздо большей степени, чем КПД фотоэлектрических модулей (ФЭМ), определяет стоимость СЭС, задача его повышения и для Узбекистана является актуальной.

Настоящая работа посвящена оценке влияния систем слежения на КИУМ СЭС, расположенных в южных регионах России и Республике Узбекистан. Оценка проведена также для другого способа достижения роста КИУМ за счет увеличения поступления солнечного излучения на поверхность солнечной батареи – использовании двусторонних ФЭМ [5,6]. Они преобразуют в электроэнергию излучение, падающее не только на их фронтальную поверхность, но попадающее и на тыльную поверхность, и применяются как отдельно, так и вместе с трекерами. При этом следует отметить, что рассматривать двусторонние модули как средство повышения КИУМ имеет смысл только в том случае, когда вырабатываемая ими энергия сравнивается с энергией при испытаниях в стандартных условиях (STC) [7,8], в которых освещается только фронтальная поверхность ФЭМ.

<sup>3</sup> Коэффициент использования установленной мощности представляет собой отношение выработки станции за некоторый период времени к выработке, которую она могла бы обеспечить при работе на паспортной (установленной) мощности в течение того же периода.



## **2. Методика расчета и исходные данные**

Оценка влияния трекеров и двусторонних модулей на КИУМ выполнялась путем динамического моделирования работы СЭС в системе TRNSYS [9,10] с использованием входящих в её поставку вычислительных и сервисных модулей.

Моделировалась работа монокристаллических ФЭМ Suntech STP300S-20/Wfw [11] (паспортная мощность – 300 Вт) и мультикристаллических ФЭМ Suntech STP270-20/Wfw [12] (паспортная мощность – 270 Вт). Их производитель – компания Wuxi Suntech Power Co., Ltd. – является одним из крупнейших в мире производителей ФЭМ [13], модули выпускаются по распространенным в мире современным технологиям, что позволило использовать в расчете их параметры в качестве типичных. Расчет выполнялся также для отличающихся по технологии, но близких по мощности к STP300S гетероструктурных ФЭМ ГК «Хевел» HVL-310/HJT [14].

Актинометрические данные для расчета были взяты из базы спутниковых наблюдений проекта NASA POWER [15] (дневные суммы суммарного солнечного излучения на горизонт-тальной поверхности, из которых с помощью описанного в [9] алгоритма генерировались последовательности часовых сумм). Прямая и рассеянная составляющие солнечного излучения определялись с применением рекомендованных в TRNSYS моделей Рейндла [9], потоки солнечного излучения пересчитывались с горизонтальной поверхности на наклонную с помощью модели Переса [9, 10]. Пространственное разрешение данных по солнечному излучению базы NASA POWER составляет  $1^\circ \times 1^\circ$  по широте и долготе. В расчете использовались среднесуточные температуры окружающего воздуха и скорости ветра из той же базы данных. Считалось, что дневная температура превышает среднесуточную на  $10^\circ\text{C}$ . Расчетная схема и исходные данные были аналогичны [16], где было отмечено хорошее согласие результатов расчета в TRNSYS по данным NASA POWER с фактическими данными эксплуатации трех сетевых фотоэлектрических станций. Моделирование выполнялось за весь период наличия в NASA POWER исходных данных в течение всего года (с 1984 г.), соответственно, рассчитывался средний КИУМ за это время.

При расчете температурных поправок в производительность ФЭМ учитывалась зависимость коэффициента поглощения солнечного излучения поверхностью ФЭМ от угла падения излучения и наличие на поверхности ФЭМ вплотную прилегающего к нему стекла [17]. В качестве контроллера солнечной батареи рассматривался инвертор GSL750 [18], зависимость КПД которого от мощности на нём аппроксимировалась экспоненциальной функцией [16]. Моделирование СЭС с идеальным инвертором показало, что влияние происходящего на практике резкого падения КПД инвертора в области низких мощностей на средний за период моделирования КИУМ СЭС пренебрежимо мало, и КПД инвертора можно считать постоянным (98%).

При моделировании трекеров различных типов в модуле пересчета потоков солнечного излучения с горизонтальной на приемные поверхности другой ориентации изменялись параметры, определяющие тип трекера и расположение его оси или наклон ФЭМ [19] (в случаях, когда в процессе работы азимут ФЭМ не изменялся, модули считались ориентированными на юг). Для трекера с горизонтальной осью и изменением положения ФЭМ раз в сутки угол наклона ФЭМ к горизонту задавался для каждого дня как разность широты и склонения Солнца в этот день.

У двустороннего модуля (Suntech STP300S-60/Pfd+ [20] и двустороннего гетероструктурного модуля, аналогичного HVL-310/HJT) падающий поток солнечного излучения рассматривался как сумма потока, поступающего на лицевую сторону ФЭМ и половины или целого потока, падающего на тыльную поверхность. Первое соотношение может быть выбрано по параметрам одного из немногих, испытанных с обеих сторон, ФЭМ MSW-180/90 (коэффициент двусторонности – 50%), второе – в соответствии, например, с оценкой коэффициента двусторонности гетероструктурных ячеек производства Хэвел как превышающего 90% [21]. Необходимый для теплового расчета модуля угол падения прямого солнечного излучения задавался для поверхности, на которую оно падало, а угол наклона плоскости ФЭМ к горизонту – для лицевой поверхности (определяемый по нему эффективный угол падения рассеянного излучения в любом случае превышает  $60^\circ$ , и его величина слабо влияет на тепловой режим ФЭМ). Затенение (в том числе затенение тыльной стороны двусторонних модулей рамами модулей и опорными конструкциями), запыление и загрязнение поверхности модулей, а также их деградация в расчетах не учитывались.

## **3. Обсуждение результатов**

Расчет средних значений КИУМ СЭС был выполнен для всей территории РУз и расположенной южнее  $55^\circ$  с.ш. части территории РФ. Последняя была разделена по меридиану  $83^\circ$  на

Юго-Западную и Юго-Восточную зоны, в Юго-Восточной зоне при этом находились такие солнечные регионы как Алтай и Забайкалье, но не были включены Камчатка и Курильские острова. В тех случаях, когда требовалось задавать угол наклона ФЭМ к горизонту, использовались три его значения: равное широте, на  $15^\circ$  меньше неё и на  $15^\circ$  больше неё. КИУМ в результатах расчета изменялся от 11,8% до 34,8%. Расчетный КИУМ мультикристаллических модулей отличался от КИУМ монокристаллических, работающих в тех же условиях с тем же трекером всего на 0,1%4, гетероструктурных модулей – на 0,5-1% (2-4% относительных, причем мог быть как больше, так и меньше, чем у монокристаллических ФЭМ). Это подтверждает тот факт, что КИУМ не связан с КПД ФЭМ, а определяется климатическими условиями места эксплуатации и температурными зависимостями напряжения холостого хода и тока короткого замыкания модуля.

Диапазоны увеличения КИУМ при применении различных трекеров по сравнению с неподвижными ФЭМ, установленными под углом, равным широте, приведены в таблице 1, диапазоны увеличения КИУМ за счет использования двусторонних ФЭМ по сравнению с односторонними – в таблице 2.

**Таб. 1: Диапазоны увеличения КИУМ (%) при применении различных трекеров по сравнению с неподвижными ФЭМ, установленными под углом, равным широте**

Трекер	Узбекистан	Юго-Западная зона РФ	Юго-Восточная зона РФ
Горизонтально-осевой	1,2 – 1,5	0,9 – 1,5	1,0 – 1,7
Горизонтально-осевой с ежедневной подстройкой	0,7 – 1,0	0,7 – 0,9	0,7 – 1,2
Вертикально-осевой	4,4 – 5,6	3,2 – 5,4	3,8 – 6,6
Наклонно-осевой	4,7 – 6,5	3,4 – 5,7	2,7 – 5,5
Двухосный	5,0 – 6,9	3,7 – 6,1	4,1 – 7,0
Неподвижные ФЭМ под углом наклона, на $15^\circ$ меньше широты	-0,2 – 0,1	-0,2 – 0,3	-0,6 – 0,1
Неподвижные ФЭМ под углом наклона, на $15^\circ$ больше широты	-1,1 – -0,9	-1,2 – -0,7	-1,0 – -0,4
КИУМ для «базового» варианта» (неподвижные ФЭМ под углом наклона, равным широте)	16,8 – 20,8	12,7 – 18,6	15,2 – 22,3

**Таб. 2: Диапазоны увеличения КИУМ (%) за счет использования двусторонних ФЭМ по сравнению с односторонними**

Трекер и доля использования излучения тыльной поверхностью	Узбекистан	Юго-Западная зона РФ	Юго-Восточная зона РФ
Неподвижные ФЭМ под углом наклона, равным широте (50%)	2,7 – 3,0	2,2 – 2,8	2,3 – 3,0
Неподвижные ФЭМ под углом наклона, равным широте (100%)	3,2 – 3,5	2,8 – 3,3	2,9 – 3,6
Горизонтально-осевой (50%)	2,4 – 2,6	1,9 – 2,5	2,0 – 2,6
Горизонтально-осевой (100%)	2,7 – 3,0	2,3 – 2,9	2,4 – 3,1
Горизонтально-осевой с ежедневной подстройкой (50%)	2,5 – 2,7	2,0 – 2,6	2,1 – 2,8
Горизонтально-осевой с ежедневной подстройкой (100%)	2,8 – 3,2	2,2 – 3,0	2,3 – 3,2
Вертикально-осевой (50%)	2,7 – 2,9	2,1 – 2,7	2,2 – 2,9
Вертикально-осевой (100%)	3,1 – 3,3	2,6 – 3,2	2,7 – 3,5
Наклонно-осевой (50%)	3,8 – 4,3	3,0 – 4,0	3,2 – 4,3
Наклонно-осевой (100%)	5,4 – 6,1	4,4 – 5,6	4,6 – 6,1
Двухосный (50%)	2,7 – 3,0	2,1 – 2,7	2,2 – 2,9
Двухосный (100%)	3,3 – 3,6	2,7 – 3,4	2,8 – 3,6

Необходимо отметить, что все расчеты, в том числе и для двусторонних ФЭМ, были проведены без учета снегового покрова, т.е. с «летним» рекомендованным в [9] значением альбедо 0,2. Проверка была выполнена моделированием ФЭМ, установленных неподвижно под углом,

<sup>4</sup> Здесь и далее, если не сказано иное, имеются в виду «абсолютные» проценты, т.е. разность между значениями КИУМ в различных вариантах.

равным широте, а также оборудованных наклонно-осевым трекером, в точке на территории России с максимальным альбедо (самое большое значение альбедо наблюдается на Алтае на границе с Казахстаном (49° с.ш., 85° в.д.) в декабре [15]). В этой точке альбедо принималось равным 0,2 в апреле-октябре и 0,5 – в остальные месяцы. Прирост КИУМ по сравнению с вариантом круглогодичного альбедо 0,2 составил: для односторонних модулей 1,2%, для двусторонних – 1,0%. Для наклонно-осевого трекера увеличение КИУМ по сравнению с вариантом круглогодичного альбедо 0,2 составило, соответственно, 3,6% и 3,5%. Таким образом, изменение альбедо (в естественных пределах, без применения специальных отражателей) на эффективность двусторонних ФЭМ по сравнению с односторонними не влияет.

#### **4. Заключение**

Анализ полученных в результате расчета массивов КИУМ для территории Республики Узбекистан и юга России с пространственным разрешением  $1^\circ \times 1^\circ$  по широте и долготе позволяет сделать следующие выводы.

1. Из одноосных трекеров наибольший и примерно одинаковый эффект дают вертикально-осевые и наклонно-осевые трекеры. Они позволяют увеличить КИУМ на 6,5 – 6,6%, приближаясь к значениям для двухосных трекеров (увеличение КИУМ достигает 7,0%). Горизонтально-осевые трекеры гораздо менее эффективны.

2. Влияние на КИУМ использования двусторонних модулей наиболее существенно для наклонно-осевых (прирост КИУМ до 6,1%), для неподвижных модулей и других видов трекеров оно меньше (до 3,6%). Увеличение альбедо земли в естественных пределах (без применения специальных отражателей) не ведёт к повышению эффекта от применения двусторонних модулей. Прирост средней мощности и выработки от замены односторонних ФЭМ двусторонними соответствует заявляемым производителями пределам.

2. При вертикальной ориентации ФЭМ КИУМ двустороннего модуля такой же или ниже (до 3%), чем аналогичного одностороннего, установленного с углом наклона к горизонту, равным широте, т.е. выигрыш в КИУМ от использования тыльной стороны модуля компенсируется проигрышем от его неоптимальной ориентации.

#### **5. Благодарности**

Выражаем свою благодарность руководителю проекта проф., д.т.н. Попелю О.С., а также директору Международного института солнечной энергии (Узбекистан) Матчанову Н.А.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований в рамках проекта № 18-58-41005.

#### **6. Литература**

1. Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 (ред. от 27.09.2018) «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_146916/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146916/)
2. Киселева, С.В., Фрид С.Е., Тарасенко А.Б., 2019. Особенности мер стимулирования использования солнечной энергетики в РФ и их влияние на актуальность некоторых научно-технических задач. Физико-химические проблемы возобновляемой энергетики. Сборник трудов российской конференции 18-20 ноября, стр. 19-20.
3. Закон Республики Узбекистан №ЗРУ-539 от 21.05.2019 г. «Об использовании возобновляемых источников энергии» <https://lex.uz/docs/4346835>.
4. Постановление Президента Республики Узбекистан №ПП-4422 от 22.08.2019 г. «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии» <https://lex.uz/docs/4486127>.
5. Guerrero-Lemus, R., Vega, R., Kim, T., Kimm, A., Shephard, L.E., 2016. Bifacial solar photovoltaics – A technology review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 60, 1533-1549.
6. Berrian, D., Libal, J., Klenk, M., Nussbaumer, H., Kopecek, R., 2019. Performance of Bifacial PV Arrays with Fixed Tilt and Horizontal Single-Axis Tracking: Comparison of Simulated and Measured Data. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 9, 6, 1583-1589.
7. IEC 61215-2:2016. Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 2: Test procedures. – Geneva: IEC. 2016. 97 P.
8. ГОСТ Р 56980-2016. Модули фотоэлектрические из кристаллического кремния наземные. Методы испытаний. – М.: Стандартинформ, 2016. – 48 с.

9. Даффи, Дж., Бекман, У., 2013. Основы солнечной теплоэнергетики. Пер. с англ. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект». 888 с.
10. TRNSYS – Transient System Simulation Tool // 2019. <http://trnsys.com/>.
11. Suntech HyPro Monocrystalline Solar Module // 2020. <http://www.suntech-power.com/webfile/upload/2018/11-28/10-43-150445478470281.pdf>.
12. Suntech Polycrystalline Solar Module // 2020. <http://www.suntech-power.com/webfile/upload/2018/11-28/10-42-5207772112055614.pdf>.
13. Suntech ranked in the “Global Top 20 Companies on PV 2020” // 2020. <http://www.suntech-power.com/newsDetails.html?id=4085&parentId=81>.
14. Спецификация на фотоэлектрические модули 300-320Вт // 2020. [https://www.hevelsolar.com/loaded/catalog/goods/13b1c2c2-b900-11e9-80f4-005056826d7b\\_Спецификация на фотоэлектрические модули 300-320Вт.pdf](https://www.hevelsolar.com/loaded/catalog/goods/13b1c2c2-b900-11e9-80f4-005056826d7b_Спецификация на фотоэлектрические модули 300-320Вт.pdf).
15. NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) // 2019. <https://power.larc.nasa.gov/>.
16. Тарасенко, А.Б., Киселева, С.В., Попель, О.С., Фрид, С.Е., Габдрахманова, Т.С., Аvezова, Н.Р., Симонов, В.М., Сулейманов, М.Ж., 2020. Сравнительный анализ расчетных моделей сетевых фотоэлектрических станций. Гелиотехника. 56, 1, 60-71.
17. De Soto, W., Klein, S.A., Beckman, W.A., 2006. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. Solar Energy. 80, 1, 78-88.
18. Full KSTAR PV inverter catalogue // 2019. <https://bsleco.com/wp-content/uploads/2018/04/PV-Inverter-Catalogue-2018.pdf>.
19. TRNSYS 17. Volume 4. Mathematical Reference // 2019. <http://web.mit.edu/parmstr/Public/TRNSYS/04-MathematicalReference.pdf>.
20. Suntech HyPro Monocrystalline Bifacial Solar Module // 2020. <http://www.suntech-power.com/webfile/upload/2018/08-08/15-52-4607221224544483.pdf>.
21. «Хевел» поставила швейцарскому подразделению Coca-Cola двусторонние солнечные модули // 2020. <https://www.hevelsolar.com/about/news/khevel-postavila-shveicarskomu-podrazdeleniyu-coca-cola-dvustoronnie-solnechnye-moduli/>.

## МАТЕРИАЛЫ, СИНТЕЗИРОВАННЫЕ В ПОТОКЕ КОНЦЕНТРИРОВАННОГО СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Пайзуллаханов М.С., Шерматов Ж.З., Нодирматов Э.З., Ражаматов О.Т., Эрназаров Ф.Н., Сулайманов М.Т., Нурматов Ф., Махмудов Ш.Й.

Институт Материаловедения НПО «Физика-Солнце» АН РУз  
e-mail: fayz@bk.ru

Солнце является главным источником энергии на Земле, мощность которого несравнима ни с какими другими источниками. Мощность излучения Солнца, находящегося в зените, у поверхности Земли оценивается примерно в 1360 Вт/м<sup>2</sup>. Простой расчёт показывает, что для получения мощности 10 кВт необходимо собрать солнечное излучение с площади 7,5 м<sup>2</sup>. В средней полосе в летний полдень на каждый квадратный метр, ориентированный перпендикулярно солнечным лучам, приходится более 1кВт солнечной энергии. Главные ограничения, связанные с использованием солнечной энергии, вызваны её непостоянством: солнечные установки не работают ночью и малоэффективны в пасмурную погоду. Однако есть и ещё одно обстоятельство, которое особенно актуально для северных широт — это сезонные различия в продолжительности дня. Если для тропической и экваториальной зоны длительность дня и ночи слабо зависит от времени года, то уже на средней широте России, и особенно, в приполярных областях самый короткий день меньше самого длинного почти в 2,5 раза.

Для повышения эффективности использования солнечной энергии, преобразования ее в тепловую и электрическую используются зеркально концентрирующие системы (ЗКС). ЗКС предназначены для улавливания и концентрации потока излучения до уровня, обеспечивающего его эффективное и экономичное преобразование в энергию требуемого вида. Области применения ЗКС охватывают теплофизические, технологические и энергетические аспекты. Особенности ЗКС обуславливаются геометрией концентратора, требованиями к качеству зеркал.

Для ЗКС характерны следующие основные показатели:  
плотность фокального излучения:

$$E_F = \rho_{отр} \frac{1}{\varphi_0^2} \sin^2 U_m E_0$$

где  $\rho_{отр}$  – коэффициент отражения концентратора;  $U_m$  – наибольший угол раскрытия параболоида на сторону, град., (определяется по верхнему краю параболоида);  $E_0$  – плотность солнечной радиации, Вт/м<sup>2</sup>

Степень концентрации солнечных лучей в параболоиде

$$n = \left(\frac{D}{d}\right)^2 \rho_{отр}$$

где  $D$  – диаметр параболоидного отражателя;  $d$  – диаметр фокального пятна (принимается равным размеру меньшей полуоси фокального пятна);  $\rho_{отр}$  – коэффициент отражения.

Характерные для солнечных энергетических установок оптимальные значения степени концентрации лежат в диапазоне от единиц до сотен [1]. При концентрировании солнечного излучения не только повышается его плотность, но и изменяется распределение в пространстве, а следовательно, и на лучевоспринимающих поверхностях.

Солнечные печи широко применяются для достижения высоких температур [2] включая обработку материалов (сварка и облицовка, обработка поверхности, покрытия и поверхностное упрочнение и порошковая металлургия), синтез и обработка неметаллических материалы (керамика, фуллерены, углеродные нанотрубки, алюминатные цементы кальция [3] и производство извести) и металлургические процессы (производство кремния и алюминия). как отмечено в этих работах концентрированная солнечная энергия может стать альтернативой в металлургических процессах. Тем не менее, дальнейшие исследования должны быть проведены для рассмотрения солнечной энергетические процессы как альтернатива хорошо изученным традиционным процессам.

В данной работе изучено влияние концентрированного солнечного излучения высокой плотности на процесс синтеза из расплава материалов различных классов на примере пироксенов  $\text{CaMgSi}_2\text{O}_6$  титаната бария  $\text{BaTiO}_3$  с целью получения стеклокристаллических материалов с высокими механическими и диэлектрическими свойствами.

Для переработки и синтеза материалов использованы функциональные и технологические возможности Большой Солнечной Печи (БСП) с тепловой мощностью 1 МВт.

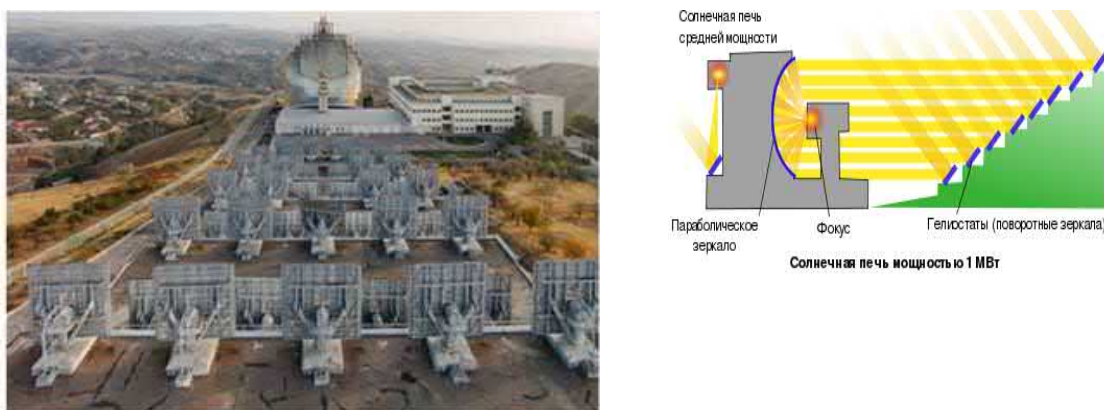


Рис. 1. Большой Солнечной Печи с тепловой мощностью 1 МВт.

Технология переработки и синтеза материалов на БСП предусматривала облучение материала, установленного на фокальном пятне концентрированным потоком солнечного излучения высокой плотности. Облучение способствовало нагреву материала вследствие поглощения энергии светового кванта. Нагрев материала вызывал его деструкцию – плавление. Расплав мог быть подвержен дальнейшему облучению с целью повышения его степени однородности и гомогенизации. Расплав мог быть охлажден с различной скоростью охлаждения. Например, в условиях самопроизвольного охлаждения на поверхности водоохлаждаемой подложки. При этом скорость охлаждения соответствовал 102град/с. А в условиях слива расплава в воду скорость охлаждения соответствовал 103град/с. Для достижения высоких скоростей охлаждения расплава применялись методы специального расхлопывания медными пластинками, что обеспечивал скорость охлаждения порядка 104град/с.

С ростом скорости охлаждения расплава наблюдается уменьшение размера частиц (рис.2). Для получения закаленного материала с наноразмерными частицами необходимо охладить расплав со скоростью выше 106град/с. Скорость охлаждения расплава также оказывала влияние на износостойкость материала (рис.3).

Износостойкость материала, полученного спеканием плавящихся базальтовых пород при различных температурах увеличивается с ростом температуры спекания.

При нагревании всякого твердого вещества при достижении определенного значения температуры происходит превращение его в жидкость

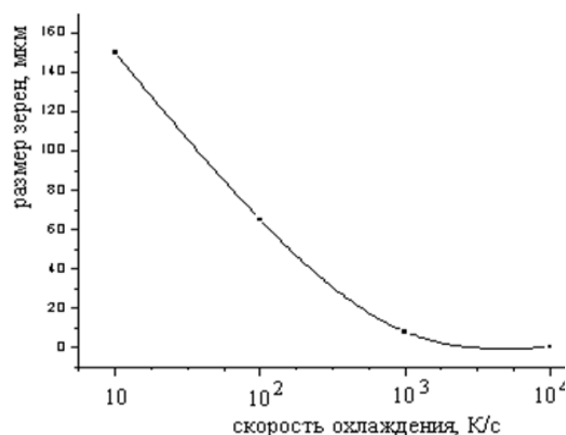


Рис.2. Зависимость размера частиц от скорости охлаждения

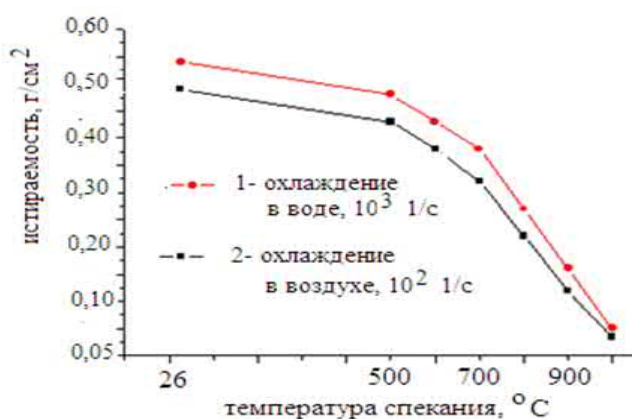


Рис.3. Зависимость истираемости от скорости охлаждения

Такое явление обусловлено тем, что при увеличении температуры тела скорость теплового движения его молекул возрастает, и атомы удаляются друг от друга на большие расстояния. Вследствие роста амплитуды колебаний атомов начинается разрушение кристаллической решетки – исчезает дальний порядок - твердое тело плавится. Процесс плавления протекает в течение порядка 80с, за которое устанавливается равновесное термодинамическое состояние жидкости. Полное плавление материала достигается при соответствующих оптическим параметрам материала значениях плотности потока концентрированного солнечного излучения. Повышенные плотности

потока концентрированного солнечного излучения способствуют повышению гомогенности и качества плавленных материалов [4-6].

Таким образом, необходимая для синтеза материалов из расплава на БСП плотность и характер энергетического распределения концентрированного солнечного излучения соответствует оптическим (коэффициент поглощения, степень черноты) и теплофизическим (температура плавления, теплопроводность) характеристикам сырья.

Фиксация аморфного состояния расплава при закалке связано со скоростью охлаждения, на которую оказывают влияние такие параметры как условия теплопереноса, температура расплава, материал закалочной системы и т.д.

### **СПИСОК ИСТОЧНИКОВ**

- [1]. Андреев, В.М. Фотоэлектрическое преобразование концентрированного солнечного излучения / В.М. Андреев, В.А. Грилпхес, В.Д. Румянцев. – Л.: Наука, 1989. – 310 с
- [2]. Paizullakhanov, M.S., Payziyev, S.D. & Suleymanov, S.K. Modeling of Processes of Heating and Cooling of Materials in a Solar Furnace// Appl. Sol. Energy 55, 404–408 (2019)
- [3]. AA Abdurakhmanov, MS Paizullakhanov, Z Akhadov. Synthesis of calcium aluminates on the big solar furnace//Applied Solar Energy 48 (2), 129-131
- [4]. Fernández-González, D. // Concentrated solar energy applications in materials science and metallurgy. Sol. Energy 2018, 170, 520–54
- [5]. Fernández-González, D. // Solar synthesis of calcium aluminates. Sol. Energy 2018, 171, 658–666.
- [6]. A Abdurakhmanov [et al.] // Properties of pyroxene glass ceramics, heat treated in the Big Solar Furnace//Applied Solar Energy 45 (1), 45-47.

## РАСЧЁТ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА В САМОДРЕНИРУЕМЫХ ГЕЛИОУСТАНОВКАХ ПРИ ПУСКЕ И ОСТАНОВКЕ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ НАСОСОВ

Рашидов Ю.К.<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Ташкентский архитектурно-строительный институт,  
г. Ташкент, 100011, Республика Узбекистан, e-mail: rashidov\_yus@mail.ru

<sup>2</sup>Физико-технический институт НПО «Физика-Солнце» АН РУз,  
г. Ташкент, 100084, Республика Узбекистан

### Аннотация

*Рассмотрены особенности гидравлических режимов работа самодренируемых гелиоустановок, предназначенных для защиты солнечных коллекторов от механического разрушения в зимний и летний период года. При этом каждое заполнение и дренирование солнечных коллекторов может сопровождаться гидравлическими ударами в трубопроводной сети гелиоконтур, вследствие резкого изменения скорости движения теплоносителя при пуске и остановке циркуляционных насосов. Целью исследования является выявление особенностей возникновения гидравлических ударов в самодренируемых гелиоустановках, установление расчётных формул для вычисления их величины. Получены зависимости для расчёта прямого (полного) и непрямого (неполного) гидравлических ударов с разрывом и без разрыва сплошности потока при пуске и остановке циркуляционных насосов самодренируемых гелиоустановок.*

**Ключевые слова:** прямой и непрямо гидравлический удар, самодренируемый гелиоконтур, солнечный коллектор, защита от замерзания, сплошности потока, разрыв струи.

### 1. Введение

Одним из перспективных направлений совершенствования водяных систем солнечного теплоснабжения (ССТ) в климатических условиях Узбекистана является применение в них самодренируемых гелиоустановок (СДГ) с опорожнением солнечных коллекторов (СК) при остановке циркуляционных насосов [1, 2]. Данное техническое решение позволяет избежать механической поломки СК зимой из-за замерзания в них воды в ночное время при отрицательных температурах наружного воздуха, а летом - из-за её вскипания в дневное время в режиме стагнации (аварийной остановке циркуляционных насосов). В обоих случаях выход из строя СК связан с фазовыми переходами теплоносителя (замерзание и кипение), сопровождающимися значительным увеличением его объёма и механического давления в системе, которое может превышать допустимое значение. Данное решение востребовано не только при условии возможности замерзания воды, но и для предотвращения её вскипания в режиме стагнации. Например, это может иметь место в крупных гелиоустановках сезонного действия с насосной циркуляцией, с площадью СК свыше 20 м<sup>2</sup> [2]. Поэтому единственной универсальной защитой СК от замерзания и вскипания в них теплоносителя является его дренаж в специальный бак при остановке циркуляционных насосов. Следует заметить, что применение антифризов в ССТ обеспечивает защиту СК от замерзания только зимой, а в летний период года они также подвержены вскипанию в режиме стагнации. Кроме того, антифризы токсичны, дороги, требуют установки промежуточных теплообменников и периодических пополнений и обновлений из-за утечки и потерь своих свойств при нагревании до высоких температур в режимах стагнации. Поэтому СДГ благодаря своей простоте и многочисленным преимуществам по сравнению с другими типами солнечных водонагревателей, работающих при атмосферном давлении, нашли широкое применение на практике [3-7].

### 2. Актуальность

Штатный режим работа СДГ связан с ежедневным пуском и остановкой циркуляционных насосов гелиоконтур, что связано с особенностью прихода солнечной радиации. При этом каждое заполнение и дренирование СК может сопровождаться гидравлическими ударами (ГУ) в трубопроводной сети гелиоконтур, вследствие резкого изменения скорости движения теплоносителя [2, 3]. Широко известные в технике традиционные способы защиты от ГУ, применяемые, например, в системах водоснабжения [8-12], основанные на гашении ГУ, предназначены на редкие случаи аварийной остановки и запуска насосов при отключении подачи электроэнергии и не являются энергетически эффективными решениями для СДГ с ежедневным



штатным пуском и остановкой насосов. Для СДГ разработаны также оригинальные технические решения [2] исключающие гидроудары за счёт применения специальных клапанов с электроприводом. Однако работоспособность таких систем зависит от надёжности электроснабжения и не обеспечивает защиту от гидроударов при отсутствии электричества.

Несмотря на широкое применение СДГ в мировой практике [2], не хватает научных публикаций, посвященных технологии дренирования и разработке способов защиты от гидравлических ударов в СДГ. До сих пор не изучены закономерности возникновения ГУ в СДГ при запуске и остановке циркуляционных насосов, не установлены расчётные зависимости для определения величины полного и неполного ГУ, ГУ с разрывом и без разрыва сплошности потока, а также условия их возникновения, не разработаны эффективные способы защиты от ГУ в СДГ.

Целью исследования является выявление особенностей возникновения ГУ в СДГ, установление расчётных формул для вычисления их величины.

### **3. Методика проведения исследований**

ГУ называется внезапное повышение или снижение давление жидкости внутри трубопровода, вызванное любым резким изменением скорости её течения. ГУ возникают при пуске и остановке насосов при открытой задвижке на напорной линии, а также при быстром открытии или закрытии регулирующих органов на водоводах и от других причин.

Применительно к СДГ гидравлический удар при пуске и остановке циркуляционных насосов можно охарактеризовать как тенденцию к трансформации кинетической энергии жидкости  $\rho v^2/2$  в потенциальную энергию, т.е. давление  $p$ . Во время такой трансформации могут образовываться ударные волны, которые, проходя по трубопроводу, способны повредить участок трубы далеко от источника возникновения волн.

Штатный режим работы СДГ, предусматривающий ежедневный пуск и остановку циркуляционных насосов уже сам по себе связан с трансформацией кинетической энергии жидкости в потенциальную энергию. Поэтому вероятность возникновения ГУ в такой системе является неизбежным следствием самого штатного режима работы СДГ.

Выявление особенностей возникновения ГУ в СДГ, установление расчётных формул для определения их величины было осуществлено теоретическим методом на основе теории Н.Е. Жуковского, а также путём составления уравнения Д.Бернулли для СДГ с целью определения максимальной скорости истечения теплоносителя в дренажный бак.

### **4. Вывод расчётных зависимостей для определения величины гидравлического удара в самодренируемой гелиоустановке**

Работа СДГ связана с тремя постоянно повторяющимися циклическими процессами: наполнением системы водой, её циркуляцией через СК в расчётном режиме и сливом воды в дренажный бак. Для каждого процесса характерна своя скорость движения теплоносителя по трубопроводам гелиоконтур: при наполнения –  $v_n$ , в расчётном режиме –  $v_p$  и при дренировании –  $v_d$ .

Скорость теплоносителя в расчётном режиме  $v_p$  определяется из условий эффективного теплоотвода от СК, она относительно постоянна во времени в течении солнечного дня и не влияет на процесс возникновения ГУ.

Скорости теплоносителя при наполнении системы водой  $v_n$  и при её дренировании  $v_d$  резко изменяются в течение не продолжительного периода времени и оказывают решающее влияние величину ГУ.

Определим, в каких пределах может изменяться скорость движения теплоносителя в трубопроводах при дренировании СДГ во время остановки циркуляционного насоса.

Работа СДГ в расчётном режиме (рис.1, а) описывается уравнением Д.Бернулли:

$$p_1 + \rho gh_1 + \rho v_1^2/2 = p_2 + \rho gh_2 + \rho v_2^2/2 + \rho gh_f, \quad (1)$$

где:  $p_1$  - статическое давление в верхней части гелиоустановки в сечении 1-1 (см.рис.1,а), Па;  $p_2$  - статическое давление в нижней части гелиоустановки в сечении 2-2, Па;  $\rho$  – плотность теплоносителя, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $h_1$  и  $h_2$  - высота столба теплоносителя относительно плоскости сравнения 0-0 в верхней и в нижней части СДГ, соответственно, м;  $v_1$  и  $v_2$ , – скорости движения теплоносителя в сечениях 1-1 и 2-2, соответственно, м/с;  $\rho gh_1$  и  $\rho gh_2$  — гидростатические давления теплоносителя в сечениях 1-1 и 2-2, соответственно, Па;  $\rho v_1^2/2$  и  $\rho v_2^2/2$

— гидродинамические давления теплоносителя в сечениях 1-1 и 2-2, соответственно, Па;  $\rho gh_f$  — потери гидростатического давления теплоносителя на пути от сечения 1-1 до сечения 2-2, Па.

При равенстве поперечных сечений циркуляционных трубопроводов в верхней и в нижней частях СДГ в 1-1 и 2-2, т.е. когда  $v_1=v_2$ , выражение (1) упрощается и разность статических давлений между нижней  $p_2$  и верхней  $p_1$  частями гелиоконтура будет равно:

$$p_2 - p_1 = \rho gH - \rho gh_f, \quad (2)$$

где:  $H = h_1 - h_2$  - геометрическая высота дренируемых участков СДГ, м.

Выражая в уравнении (2) разность статических давлений  $p_2 - p_1$  и потери гидростатического давления  $\rho gh_f$  через гидродинамическое давление:

$$p_2 - p_1 = \rho v_2^2/2, \quad (3)$$

$$\rho gh_f = \zeta_f \rho v_2^2/2, \quad (4)$$

имеем

$$\rho v_2^2/2 = \rho gH - \zeta_f \rho v_2^2/2, \quad (5)$$

здесь  $\zeta_f$  – полный коэффициент сопротивления, учитывающий все потери давления как по длине последовательно соединенных дренируемых участков трубопровода гелиоконтура, так и в его местных сопротивлениях:

$$\zeta_f = \zeta_l + \sum \zeta_j, \quad (6)$$

где  $\zeta_l$  – коэффициент сопротивления по длине дренируемых участков трубопровода гелиоконтура,

$$\zeta_l = \frac{\lambda l}{D}, \quad (7)$$

$\lambda$  – коэффициент трения трубопровода гелиоконтура;  $D$  – диаметр трубопровода гелиоконтура, м;  $l$  – общая длина дренируемых участков трубопроводов гелиоконтура, м;  $\sum \zeta_j$  – сумма коэффициентов местного сопротивления на дренируемых участках гелиоконтура и на входе в дренажный бак.

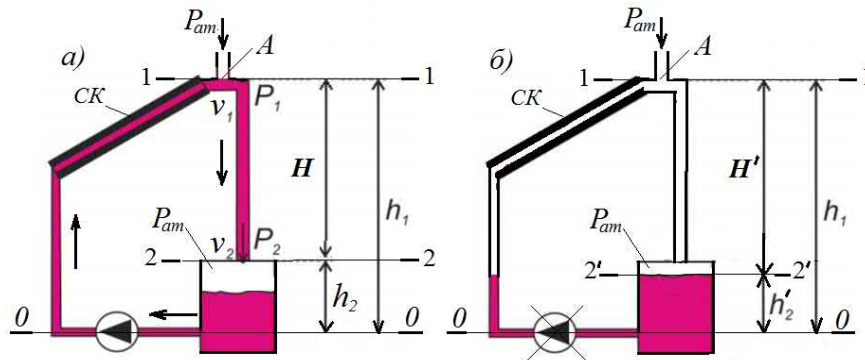


Рис.1. Расчётная схема самодренируемой гелиоустановки при работающем (а) и остановленном (б) насосе

Решая уравнение (5) относительно скорости истечения  $v_2$  при дренировании теплоносителя из гелиоконтуре в дренажный бак, находящийся под атмосферным давлением рат, находим:

$$v_2 = \frac{1}{\sqrt{1+\zeta_f}} \sqrt{2gH}. \quad (8)$$

Согласно теории Н.Е.Жуковского, величина гидравлического удара  $\Delta h_{уд}$  связана с изменением скорости движения воды  $\Delta v$ , в напорном трубопроводе следующей зависимостью [8-10]:

$$\Delta h_{уд} = -\frac{c}{g} \Delta v, \quad (9)$$

где  $\Delta v$  – положительное или отрицательное приращение (во времени) скорости движения жидкости, м/с;  $c$  – скорость распространения упругой деформации жидкости, м/с.

Рассмотрим уравнение (9) применительно к СДГ в режимах пуска и остановки циркуляционного насоса.

Во время пуска циркуляционного насоса СДГ (рис.1, б) начальное движения жидкости отсутствует и увеличении скорости происходит от нуля (уровень воды 2'-2') до скорости в расчётном режиме  $v_p$  (наполнение системы до уровня 1-1), т.е. приращение скорости  $\Delta v = 0 - v_n = \Delta v_p$ . Поэтому полный напор во время пуска циркуляционного насоса СДГ, возникающий в трубопроводе при гидравлическом ударе будет равен

$$\Delta h_{уд}^{пуск} = h_{уд}^{пуск} = \frac{c}{g} \Delta v_p. \quad (10)$$

При остановке циркуляционного насоса установившееся движение жидкости в СДГ осуществляется со скоростью  $v_p$ , которое затем изменяется до скорости дренирования  $v_2$ , т.е. приращение скорости при дренировании будет равно

$$\Delta v_d = v_2 - v_p. \quad (11)$$

Поэтому получается положительное значение  $\Delta h_{уд}^{ост}$ , обуславливающее возникновение волны повышенного давления

$$\Delta h_{уд}^{ост} = \frac{c}{g} \Delta v_d. \quad (12)$$

а полный напор во время остановки циркуляционного насоса СДГ, возникающий в трубопроводе при гидравлическом ударе будет равен

$$h_{уд}^{ост} = h_1 + \Delta h_{уд} = h_1 + \frac{c}{g} \Delta v_d, \quad (13)$$

где  $h_1$  – напор в СДГ при установившемся течении воды, м.

Для случая круглого трубопровода скорость  $c$  распространения упругой деформации жидкости равна [8]:

$$c = \sqrt{\frac{E_{ж}}{\rho} \frac{1}{1 + \frac{DE_{ж}}{\delta E_T}}}, \quad (14)$$

где  $E_{ж}$  – модуль объёмной упругости жидкости, Па;  $E_T$  – модуль упругости материала стенок трубопровода, Па;  $\delta$  – толщина стенок трубопровода, м.

Для теплоносителя воды формула (14) имеет вид [8-10]:

$$c = \frac{c_0}{\sqrt{1 + \frac{DE_{ж}}{\delta E_T}}} = \frac{1425}{\sqrt{1 + \frac{DE_{ж}}{\delta E_T}}}, \quad (15)$$

где  $c_0$  – скорость распространения звука в покоящейся жидкости, причём для воды

$$c_0 = \sqrt{\frac{E_{ж}}{\rho}} = 1425 \text{ м/с}. \quad (16)$$

Зависимость между скоростью ударной волны  $c$ , её длиной  $L$  и временем распространения  $t_\phi$  выражается следующей формулой [8-10]:

$$c = 2L/t_\phi. \quad (17)$$

В зависимости от времени распространения ударной волны  $t_\phi$  и временем  $T_3$  продолжительности разгона (или торможения) циркуляционного насоса СДГ при его пуске (или остановке), в результате которого возник ГУ, можно выделить два вида ударов:

$$\text{полный (прямой) ГУ, если } T_3 \leq t_\phi, \quad (18)$$

т.е. когда отражённая отрицательная волна не успевает подойти к насосу до момента его полного запуска (остановки);

$$\text{неполный (непрямой) ГУ, если } T_3 > t_\phi, \quad (19)$$

т.е. когда отражённая отрицательная волна успевает подойти к насосу до момента его полного запуска (остановки);

здесь  $T_3$  – время закрытия запорного органа (задвижки, вентиля, затвора и т.п.) или пуска и остановки насоса, с;

$t_\phi$  – время, в течение которого волна возмущения возвращается к источнику возмущения в виде обратной волны, называемое фазой удара, с.

Из (18) и (19) с учётом формул (17) и (15), можно записать следующие условия для возникновения гидравлического удара при пуске (остановке) циркуляционного насоса в СДГ:

$$\text{для полного гидравлического удара } T_3 < \frac{2L}{c} = \frac{2L}{1425} \sqrt{1 + \frac{DE_{ж}}{\delta E_T}}; \quad (20)$$

$$\text{для неполного гидравлического удара } T_3 > \frac{2L}{c} = \frac{2L}{1425} \sqrt{1 + \frac{DE_{ж}}{\delta E_T}}. \quad (21)$$

Решая совместно уравнения (10), (17) с учётом условий (18) и (19), а также аналогичным образом уравнения (12), (17) с учётом условий (18) и (19), получаем формулы для определения величины неполного гидравлического удара при пуске и остановке насоса в СДГ в зависимости от его геометрических и режимных параметров и характеристик циркуляционного насоса:

$$\text{при пуске насоса } \Delta h_{уд}^{пуск} = \frac{2L \Delta v_p}{g T_3}, \quad (22)$$

$$\text{при остановке насоса} \quad \Delta h_{\text{уд}}^{\text{ост}} = \frac{2L\Delta v_{\text{д}}}{gT_3}. \quad (23)$$

Из формулы (22) следует, при одном и том же диаметре трубопровода СДГ ГУ при пуске (остановке) насоса будет тем сильнее, чем больше длина трубопровода  $L$ , чем значительнее приращение скорости движения воды при наполнении  $\Delta v_p$  и дренировании  $\Delta v_d$  системы и чем быстрее разгоняется (тормозится) циркуляционный насос, время  $T_3$ .

Очевидно, что полный ГУ сильнее неполного. Чем больше время  $T_3$ , тем вероятнее возникнет более слабый неполный ГУ.

В нашем случае происходит не закрытие запорного органа, а включение (или остановка) насоса, поэтому правомерно считать величину  $T_3$  равной времени разгона (торможения) насосного агрегата  $T_a$ , определяемой по формуле [10]:

$$T_a = \frac{\pi G D^2 n_o}{120 g M_o}, \quad (24)$$

здесь  $G D^2$  — маховый момент насосного агрегата, принимаемый обычно равным маховому моменту электрического двигателя [ $\text{Н}\cdot\text{м}^2$ ], который определяется по формуле:

$$G D^2 = 4gJ, \quad (25)$$

где  $J$  — момент инерции ротора электродвигателя,  $\text{кг}\cdot\text{м}^2$ ;  $n_o$  — число оборотов электродвигателя в секунду,  $\text{с}^{-1}$ ;  $M_o$  — вращающий момент на валу электродвигателя,  $\text{Н}\cdot\text{м}$ .

Особым и наиболее сложным случаем гидравлического удара является удар с разрывом сплошности потока в трубопроводе. Разрыв потока возникает, когда при гидравлическом ударе дополнительное снижение напора  $\Delta h_{\text{уд}} = cv_2/g$  оказывается больше первоначального напора  $h_1$  в данной точке трубопровода. При этом давление в трубопроводах падает ниже атмосферного уровня, поток разрывается — образуются пустоты, заполненные парами воды. При заполнении образовавшихся водовоздушных полостей происходит соударение противоположных слоёв жидкости, что значительно усиливает ГУ по сравнению с гидравлическим ударом без разрыва сплошности потока.

Для СДГ данный режим является наиболее характерным при остановке циркуляционного насоса. В работе [2] приведены результаты натурных экспериментальных исследований СДГ площадью гелиополя солнечных коллекторов 178 м<sup>2</sup>. Отмечено, что через 7-10 с после остановки циркуляционных насосов имеют место отрицательное значение давления до 0,2 бар с ГУ.

Критерием возможности нарушения сплошности потока, согласно [10], является соотношение, которое применительно к расчётной схеме СДГ (см.рис.1, а), имеет вид

$$\frac{c}{g}v_2 > h_0 + h_{\text{вак max}}, \quad (26)$$

где  $h_0$  — гидродинамический напор в трубопроводе, м;  $h_{\text{вак max}}$  — величина вакуума, образующегося в наивысшей точке системы под действием атмосферного давления (обычно принимают величину 7-8 м [9]).

В случае разрыва сплошности потока при гидравлическом ударе, возникшем вследствие внезапного отключения насоса, скачок напора составит

$$h_{\text{уд}}^{\text{ост.разрыв}} = \frac{c}{g}v_2 + 3h_1, \quad (27)$$

где  $h_1$  — статический напор, определяемый как разница между отметкой максимального уровня воды в системе и отметкой установки насоса (см. рис.1).

Гидродинамический напор в трубопроводе  $h_0$  определяется с учётом скорости течения воды. При остановке потока  $h_0$  можно принять равным статическому напору  $h_1$ .

Если соотношение (23) не выполняется, и разрыва сплошности потока не произойдёт, то напор при ГУ следует определять по формуле (13).

Таким образом, расчёт ГУ в СДГ является довольно сложной задачей, так как зависит от многих факторов, влияющих на величину и условия протекания ГУ, которые следует различать и правильно учитывать при практических расчётах. Например, величина ГУ в одной и той же СДГ будет различной при пуске и остановке насоса, в режимах с разрывом сплошности потока и без разрыва, при полном и не полном ГУ.

Полученные зависимости позволяют производить расчёт величины ГУ в СДГ в следующих случаях:

- при пуске циркуляционного насоса для полного ГУ по формуле (10);
- при остановке циркуляционного насоса для полного ГУ по формуле (12);
- при пуске циркуляционного насоса для неполного ГУ по формуле (22);

- при остановке циркуляционного насоса для неполного ГУ по формуле (23);
- при остановке циркуляционного насоса для полного ГУ с разрывом сплошности потока по формуле (27), когда выполняется условие(26).

## **5. Выводы**

1) Штатный режим работы самодренлируемых гелиоустановок связан с ежедневным пуском и остановкой циркуляционных насосов гелиоконтуров, что может сопровождаться гидравлическими ударами из-за резкого изменения скорости движения потока теплоносителя в режимах разгона и остановке циркуляционных насосов.

2) Получены зависимости для расчёта величины гидравлических ударов в самодренлируемых гелиоустановках атмосферного типа при пуске и остановке циркуляционных насосов в зависимости от геометрических и гидродинамических характеристик гелиоустановок, а также электромеханических показателей циркуляционных насосов.

3) На величину гидравлического удара в самодренлируемых гелиоустановках большое влияние оказывают электромеханические характеристики циркуляционных насосов. Поэтому при проектировании самодренлируемых гелиоустановок подбор циркуляционных насосов кроме основных их показателей (напор и расход) должен осуществляться также с учётом их электромеханических характеристик (мощность, число оборотов, вращающий момент на валу электродвигателя и момент инерции его ротора), влияющих на величины гидравлического удара.

4) Особым и наиболее сложным случаем гидравлического удара в самодренлируемых гелиоустановках является удар с разрывом сплошности потока. Гидравлический удар при остановке насоса существенно усиливается при разрыве сплошности потока теплоносителя.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства по инновационным технологиям Республики Узбекистан в рамках фундаментального гранта БВ-М-ФЗ-003 и прикладного гранта ФА-Атех-2018-421.

## **ЛИТЕРАТУРА**

- [1] Бутузов В.А., Брянцева Е.В., Бутузов В.В., Гнатюк И.С. Самодренлируемые гелиоустановки// Альтернативная энергетика и экология, №2, стр.10-14, 2010.
- [2] Бутузов В.А., Бутузов В.В., Брянцева Е.В., Гнатюк И.С. Самодренлируемые гелиоустановки: мировой и российский опыт разработки и сооружения// СОК, №2, стр.53-57, 2017.
- [3] Botpaev R., Vajen K. Drainback systems: market overview// 11. Internationale Konferenz fur solares Heizen und Kühlen. – Gleisdorf, Austria. – 2014.
- [4] Rashidov Y.K., Sultanova S.Y., Sur'atov K.T. Increase in dependability and efficiency of self-draining water systems of solar heat supply// Applied Solar Energy, vol. 53, no.1, pp.16-22, 2017.
- [5] Rashidov Y.K., Rashidov K.Y., Mukhin I.I., Sur'atov K.T., Orzimatov J.T., Karshiev S.S. Main Reserves for Increasing the Efficiency of Solar Thermal Energy in Heat Supply Systems (Review)//Applied Solar Energy, vol. 55, no.2, pp.91-100, 2019.
- [6] Rashidov Y.K., Rashidov K. Y. The Main Changes Made to the Building Codes and Regulations of the “Solar Hot Water Installations” to Increase Energy Efficiency of Projected Solar Power Plants// Applied Solar Energy, vol. 55, no.3, pp.219-222, 2019.
- [7] Botpaev R., Louvet Y., Perers B., Furbo S., Vajen K. Drainback solar thermal systems: A review// Solar Energy, 128, 41-60, 2016.
- [8] Курганов А.М., Федоров Н.Ф. Гидравлические расчёты систем водоснабжения и водоотведения: Справочник// Ленинград: Стройиздат, 440 стр., 1986.
- [9] Чугаев Р.Р. Гидравлика: Учебник для вузов// Ленинград: Энергоиздат, 672 стр., 1982.
- [10] Рушников А.Ю. Гашение гидравлических ударов с помощью бака-гидроаккумулятора при заборе воды из скважины// СОК, №3, стр.53-57, 2015.
- [11] Смирнов Д.Н., Зубов Л.Б. Гидравлический удар в напорных водоводах// Москва: Стройиздат, 125 стр., 1975.
- [12] Дикаревский В.С. Водоводы: Монография// Труды РААСН. Строительные науки. Том 3. Москва.: РААСН, 200 стр, 1997.

## РАЗРАБОТКА АТЛАСА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПОТЕНЦИАЛА СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ ТЕРРИТОРИИ УЗБЕКИСТАН

Рахимов Э.Ю.

Физико-технический институт НПО «Физика-Солнце» Академии наук Республики Узбекистан  
г. Ташкент, 100084, Узбекистан, ул. Чингиза Айтматова, д. 26, корпус 2.

### Аннотация

В данной работе изучены существующие атласы, разработанные для территории Узбекистана для оценки потенциала солнечной энергии. Выявлено что, существующие атласы не учитывают данные наземных актинометрических станций, установленных в последние годы на территории Узбекистана. Приведен результат верификаций актинометрических данных наземных метеостанций и данных NASA POWER (NASA Prediction of World-wide Energy Resource). Приведен пример численного расчета для определения производительности электроэнергетики фотоэлектрических станций с мощностью 100 кВт с помощью разработанной карты.

**Ключевые слова:** солнечная энергия, карта солнечной энергии, атлас потенциала солнечной энергии, потенциал солнечной энергии Узбекистана, актинометрическая база данных, NASA POWER.

### 1. Введение

В 2019 году, после года стабильного спроса, рынок солнечных фотоэлектрических батарей вырос на 12% до рекордных 115 ГВт (постоянный ток), в общей сложности 627 ГВт. Новая мощность гидроэнергии же составила примерно 15,6 ГВт (увеличилась на 2,3%), увеличив глобальную установленную мощность примерно до 1150 ГВт. Сектор ветроэнергетики расширился в этот период на 19% до 60 ГВт, что является вторым по величине ежегодным увеличением, в общей сложности 650 ГВт (621 ГВт на суше и остальные на шельфе). В области CSP глобальная мощность выросла на 11% в этом году до 6,2 ГВт, а 600 МВт мощности поступили в эксплуатацию, когда выработка геотермальной электроэнергии составила около 95 ТВт·ч, а прямая полезная тепловая мощность достигла около 117 ТВт·ч (421 петаджоуль) [1, 2].

Суммарная солнечная тепловая мощность в эксплуатации на конец 2019 года составила 479 ГВт. (684 миллиона квадратных метров). Соответствующий годовой выход солнечной тепловой энергии составил 389 ТВт·ч, что соответствует экономии 41,9 млн тонн нефти и 135,1 млн тонн CO<sub>2</sub> [2].

В 21 мая в 2019 году в Узбекистане принят новый закон, предусматривающий налоговые льготы производителям оборудования для возобновляемых источников энергии, а также производителям электроэнергии [3]. В связи с этим, Узбекистан ставит цель увеличить к 2030 году до 25% долю ВИЭ (сегодня этот показатель составляет 10%). Для достижения таких результатов Министерством энергетики принимаются активные меры по реализации крупных проектов в области возобновляемой энергетики.

За 10 лет планируется построить солнечные электростанции общей мощностью 5000 МВт и ветровые электростанции на общую мощность 3000 МВт. С этой целью в настоящее время Министерством энергетики при содействии Всемирного Банка, Азиатского банка развития и Европейского банка реконструкции и развития осуществляется комплекс мер по конкурсному отбору инвесторов для реализации данных проектов, которые будут реализованы за счет прямых иностранных инвестиций [4].

Уже к концу 2021 года в Узбекистане планируется ввод в эксплуатацию двух фотоэлектрических (солнечных) электростанций по 100 МВт каждая. С учетом этого планируется достичь до мощности 382,5 МВт в 2020 г., 601,9 МВт в 2021 г., и 1,24 ГВт в 2025 г [1].

Всемирно известно, что оценка потенциала солнечной энергии в районе строительства фотоэлектрических станций и статистический анализ на их основе, т. е. знание того, с каким эффектом будет работать строящаяся фотоэлектрическая станция в будущем, являются важными [5]. В свою очередь, упрощение поэтапных вычислений, предоставление крупномасштабных и быстрых решений является одним из необходимых требований ускоренно развивающегося мира. Одним из решений таких задач является визуализация полученных результатов как атлас ресурсов солнечной энергии в регионе. Как нам известно, Атлас предназначен для проведения комплексной оценки ресурсов солнечной энергии на региональном уровне и служит информационной основой для

принятия эффективных управленческих решений по территориальному планированию развития энергетики регионов, программ по энергоэффективности и энергосбережению [6].

## **2. Существующие проблемы**

Одним из основных условий разработки атласа солнечной энергии для определенной территории является выявление достоверных актинометрических данных на данной территории. Ниже приводится краткая информация о существующих метеостанциях на территории Узбекистана, где проводятся актинометрические наблюдения.

В декабре 1867 г. в г. Ташкенте была открыта «Ташкент-Обсерватория» и она является первой метеостанцией на территории Узбекистана. На территории бывшего СССР, в том числе Узбекистана, имелось 455 (1951-1989 гг.) метеорологических станций, ведущих регулярные актинометрические наблюдения [7]. Были разработаны единая программа и методика обработки и обобщения актинометрической информации, и на этой основе изданы «Справочник по климату СССР» и «Научно-прикладной справочник по климату СССР» [8-10]. К сожалению, сегодня эта информация не актуальна (охватывает период только до 1983 г.) и практически отсутствует в машиночитаемом виде. В базах данных Мирового центра радиационных данных [11] для Узбекистана представлены только результаты актинометрических наблюдений для Ташкента в период 1964-1992 гг. Из имеющихся в настоящее время в Узбекистане более 80 метеостанций, актинометрические наблюдения (с интервалом 3 ч.) ведут только 8 (Каракалпакия, Тахиаташ, Тамды, Самарканд, Термез, Ташкент, Кызылча, Фергана). Данные не оцифрованы, их перевод в машиночитаемый вид выполняется в настоящее время.

Таким образом, имеющиеся актинометрические данные для достоверной оценки технического потенциала ресурсов солнечной энергии в Республике не отвечают современным требованиям.

С февраля 2013 г. в Узбекистане действуют 6 современных автоматизированных метеостанций (Дагбид (Самаркандский регион), Кармана (Навоийский регион), Гузар (Кашкадарьинский регион), Шерабад (Сурхандарьинский регион), Пап (Наманганский регион) и Паркент (Ташкентский регион)), созданных при содействии Азиатского банка развития, в рамках проекта UZBTA 8008 «Развитие использования солнечной энергии в Узбекистане» [12]. Результаты актинометрических и климатических наблюдений на них собираются в базы данных с периодом измерений 10 мин. В Узбекистане также имеются мини-метеостанции для фермерских хозяйств, лабораторные метеостанции для студентов ВУЗов (Гулистан, Андижан), метеостанции, установленные в рамках проектов технического содействия Германии в Самарканде, ветровые мачты в Навои. На Гелиополигоне ФТИ АН РУз устанавливается современная метеостанция при поддержке программы USAID «Энергия будущего».

Вместе с тем, данные этих метеостанций не дают возможность получить полную картину технического потенциала солнечной энергии во всех регионах Узбекистана, из-за их небольшого количества и неравномерного распределения по территории республики. При этом экстраполяция и интерполяция данных актинометрических станций малоприменима, поскольку такие измерения с приемлемой погрешностью могут распространяться на расстояние не более 100-130 км от метеостанции [6]. Кроме этого, отсутствует единый центр сбора и обработки данных.

## **3. Способ решения проблемы**

Для решения проблемы недостаточности наземных данных о поступлении солнечной радиации, в последние десятилетия широко используются методы моделирования и восстановления данных с использованием спутниковых наблюдений и методов реанализа [13, 14]. Они позволяют сформировать долгосрочные ряды актинометрических данных для больших зон земной поверхности. Но, при выборе необходимой спутниковых или иной моделях важно учитывать точность соответствия их базы данных с данными наземных актинометрических наблюдений в некоторых опорных точках местностей.

Для примера можно привести работу Российских авторов по разработке Атлас ВИЭ Российской Федерации [6]. Авторы в данной работе проводили сравнение данных NASA и наземных измерений 50 актинометрических станций, составляющих почти половину метеостанций, ведущих актинометрические наблюдения на территории России.

#### **4. Существующие Атласы по потенциалу солнечной энергии для территории Узбекистана**

Узбекистан – солнечная страна, во всей территории солнце светит почти до 300 дней в году. На территории республики проведена большая работа по использованию солнечной энергии в различных секторах экономики. Первые работы в области использования солнечной энергии в Узбекистане были начаты в 1925 г. с актинометрических измерений в Узбекском гидрометеорологическом институте и были направлены на оценку энергоресурсов и необходимость их использования в народном хозяйстве. Первые работы по созданию Атласа потенциала солнечной энергии на территории Узбекистана были начаты Ю.Б. Петровым и Х.Т. Эгамбердиевым в 1994-1996 годах [15]. Одна из таких работ была выполнена в рамках проекта «Первоначальная национальная коммуникация республики Узбекистан в рамках конвенции ООН об изменении климата» в 2001 году [16]. В этом проекте можно увидеть различных атласов, в которых оценены все виды энергетических источников Узбекистана. Также, было предложено разделить территорию Узбекистана на пять характерных регионов, исходя из возможностей солнечной энергетики в территориях в работах профессора Р.Р. Аvezова [17].

Однако, вышеприведенные работы выполнены на основе базы данных вышеупомянутых справочников по климату СССР [8-10]. Учитывая изменение климата за последние 20 лет, возникает целесообразность создать Атлас на основе данных, полученных за последние 10-15 лет.

Одна из актинометрических баз данных была создана в рамках сотрудничества Всемирным банком и Международной финансовой корпорацией, в совокупности Группы Всемирного банка, данные опубликовали в виде атласа солнечных ресурсов, состоящий из глобальных, региональных карт и карт для отдельных стран, для поддержки расширения масштабов внедрения и использования солнечной энергии, в том числе и на территории Узбекистана. Эти карты подготавливаются компанией Solargis по контракту со Всемирным банком на основе базы данных о солнечных ресурсах, которой владеет и управляет Solargis. Точность расчета статистики модель Solargis определяются путем сравнения с качественными наземными измерениями более чем в 220 точках во всех типах климата Мира, и к сожалению в этом списке, наземные метеостанции Узбекистана отсутствуют. Однако самые близкие наземные метеостанции к Узбекистану находятся на территории Пакистана, где среднеквадратическое отклонение (RMSD) их данных по глобальным горизонтальным радиациям (GHI) более 5,6 [18]. Также, авторы [19] сравнили актинометрические данные наземных актинометрических станций Ташкент-Южный (г. Ташкент) с данными модели Solargis и получили в этом особые результаты. На графике полученных результатов можно увидеть, что коэффициент детерминации (Квадрат множественного коэффициента корреляции  $R^2$ )- равна 0,9258, но полученные корреляционные функции показывают, что данные по двум наборам близко не совпадают.

Сотрудники ОИВТ РАН и Географического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова О.С. Попель и С.В. Киселева с своей командой разработали Атлас возобновляемых источников энергии Российской Федерации с верификациями 129 наземных актинометрических станций с данными NASA SSE [6]. Также, с полученным большим опытом они разработали карту распределения средних за год дневных сумм суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность для средней Азии целиком [20]. Но при определении погрешностей полученных значений в сравнении с моделью NASA SSE учтено только актинометрические станции Ташкента и их данные до 1990 года.

Стоит отметить что, глобальная база данных NASA POWER разработана на основе восстановления данных на регулярной сетке с использованием спутниковых наблюдений и широко используется при прогнозировании и проектировании в солнечной энергетике [21]. Отработка и апробация методики пересчета осуществлялась с привлечением данных наземных измерений для того же временного диапазона (проект GEOS-4 - Goddard Earth Observation System), в том числе, для одной метеостанции Узбекистана, расположенной в городе Ташкенте.

В вышеупомянутых атласах или картах потенциала солнечной энергии, созданных для территории Узбекистана, не учтены данные современных наземных актинометрических станций, установленных на территории Узбекистана в последние годы, а результаты различных моделей не сопоставимы с данными наземных наблюдений. В связи с этим, в данной работе приводятся результаты попытки создания атласа солнечной энергии для территории Узбекистана на основе базы актинометрических данных современной наземной метеостанции Узбекистана и коррекционных данных NASA POWER.



## 5. Методы

В данной работе, при верификации среднемесячных значений суточных сумм суммарной радиации на горизонтальную поверхность, был рассчитан комплекс величин. Наиболее широко используемой мерой является среднеквадратическое отклонение (RMSD). В качестве дополнения, используется скорректированный коэффициент детерминации (Adj. R<sup>2</sup>). Кроме того, корреляционные и точечные графики Пирсона используются для указания распространения и общей корреляции наборов данных с наземными измерениями.

При создании карт, входящих в состав атласа, использовалась программа QGIS (свободная кроссплатформенная геоинформационная система) с открытым доступом и метод треугольной нерегулярной сети (TIN) для реализации интерполяции. Также в качестве входящего параметра (т. е., GHI) получены данные NASA POWER, корректируемые за счет данных наземной актинометрической станции.

## 6. Результаты и обсуждения

На рис. 1. приведен результат проведенных верификаций (диаграммы рассеяния) доступных для территории Узбекистана данных NASA POWER по результатам наземных наблюдений автоматических (6 вышеприведенных) метеостанций в 2013-2017 гг. Всем известно, что суточные суммы суммарной солнечной радиации, падающие на горизонтальную поверхность, важны для проектирования станции с плоскими энергоустановками.

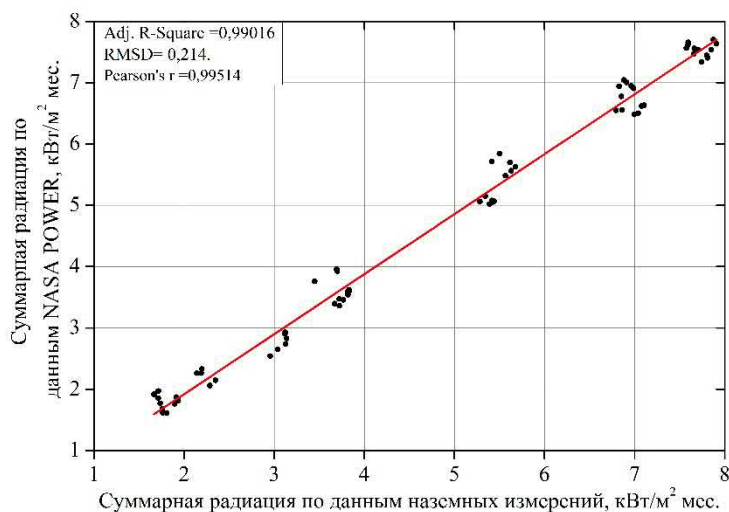


Рис. 1. Результаты верификации данных NASA POWER падающей солнечной радиации по наземным данным актинометрических измерений (среднемесячные суточные суммы суммарной солнечной радиации, падающей на горизонтальную поверхность), кВт/м<sup>2</sup> месяц.

На рис. 1. показано, что корреляция между двумя наборами данных солнечных измерений (GHI по наземным и NASA POWER) является очень точной; следовательно, данные NASA POWER могут быть рассмотрены в исследованиях по анализу солнечного проекта, где наземные измерения не применимы или не могут быть получены.

Для дальнейшего улучшения результатов, данные (т.е. данные GHI) NASA POWER были скорректированы с использованием полученной формулы корреляции, а для проверки достоверности полученных результатов проведено симуляционный эксперимент в программе PVsyst. Результаты симуляционного эксперимента сравнивались с данными по производству реальной электроэнергии, выработанной в 2018 году с помощью фотоэлектрической системы (общая пиковая мощность модуля составляет 2,24 кВт), установленной на площадке Международного института солнечной энергии в г. Ташкенте и подключенной к сети. Из приведенной выше таблицы 1. известно, что фактическая годовая выработка энергии для системы в 2018 году составляет 3273,89 кВт·ч, а прогноз, симуляции PVsyst, составляет 3495,5 кВт·ч с отклонением -3,7% и 3324,32 кВт·ч с небольшим отклонением -1,5% при без скорректированным и с скорректированным выходным данным, соответственно. Таким образом, отношение годовой выработки, прогнозируемой PVsyst с скорректированными данными баз данных NASA POWER, к энергии, производимой ежегодно в солнечной системе мощностью 2,24 кВт, очень высокое, около 98,47%.

Таблица 1. Измеренный выход и результаты симуляции.

Месяцы	Реальный (кВт·ч)	PVsyst (с данными NASA POWER) (кВт·ч)	Разницы %	PVsyst (с скорректированными данными NASA POWER) (кВт·ч)	Разницы %
Январь	185,95	166,62	10,40	178,59	3,96
Февраль	209,79	184,08	12,25	185,02	11,81
Март	243,04	259,01	-6,57	256,56	-5,56
Апрель	253,44	312,07	-23,13	292,41	-15,38
Май	374,07	359,98	3,77	341,86	8,61
Июнь	347,83	373,62	-7,41	363,89	-4,62
Июль	374,83	401,26	-7,05	395,32	-5,47
Август	396,87	393,73	0,79	388,98	1,99
Сентябрь	339,34	347,71	-2,47	342,67	-0,98
Октябрь	230,15	274,27	-19,17	261,01	-13,41
Ноябрь	180,67	177,58	1,71	168,77	6,59
Декабрь	138,29	145,59	-5,28	149,23	-7,91
Суммарный	3274,3	3395,5	-3,7	3324,32	-1,53

После того, как данные GHI NASA POWER, на основе которых были внесены корректировки, доказали точность, на их основе был разработан атлас солнечной энергии для территории Узбекистана.

На рис.2. представлена карта технического потенциала солнечной энергии Узбекистана для определения GTI поступающих на единицу площади поверхности ФЭП установленных под 30° к горизонту при южной ориентации. Выполненные расчетные исследования основывались на результаты работы [22] а также по данным разработанной карты, прогнозный показатель среднегодовой производительности солнечной фотоэлектрической станций мощностью 100 кВт (ФЭП с КПД 17,2% (KK280P-3CD3CG), с площадью 1662x990 мм<sup>2</sup> и P<sub>макс</sub>=280 Вт (с учетом общих потерь системы до 23%) установленных в городе Ташкенте составляет 148 МВт·ч электроэнергии в год.

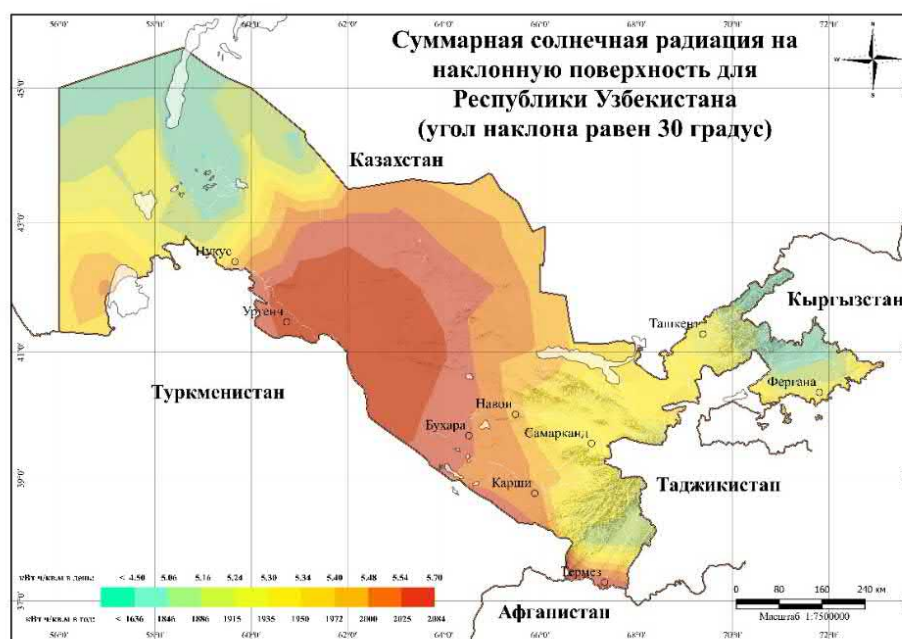


Рис. 2. Одна из карт серии технического потенциала солнечной энергии для определения GTI поступающих на поверхности установленных 30° к горизонту при южной ориентации.

## **7. Выводы**

За последние 15-20 лет база данных актинометрических станций, расположенных на территории Узбекистана, не существовала или не была собрана в единую систему, а также не была приведена в общую базу данных для сферы использования солнечной энергии. С учетом этого, создана база актинометрических и климатических данных для регионов Республики Узбекистан, основанная на долгосрочные спутниковые и наземные наблюдения и реанализ [23].

Согласно полученным результатам, можно определить, что на территории Республики Узбекистан среднегодовая и среднедневная сумма GHI меняется в диапазоне  $1400 \div 1880$  кВт/м<sup>2</sup> и  $1.5 \div 5.11$  кВт/м<sup>2</sup> соответственно. Также определено, что, устанавливая фотоэлектрические панели (ФЭП) с углом наклона в диапазоне  $30 \div 35^\circ$  к горизонту при южной ориентации, целесообразно для круглогодичного использования в территории Узбекистан, чем в остальных углах наклона.

Изучены атласы, разработанные для территории Узбекистана и оценивающие потенциал солнечной энергии. Установлено, что в существующих атласах не учтены данные наземных актинометрических станций, установленных в последние годы. С учетом этого, на основе обработанных и скорректированных данных актинометрии NASA POWER впервые разработан Атлас, оценивающий потенциал солнечной энергии на территории Узбекистана.

## **8. Благодарности**

Работа выполнена в рамках государственных программ Министерства инновационного развития Республики Узбекистан по проекту ФА-Атех-2018-(420+85) Физико-технического института АН РУз.

Выражаем благодарность Н.Р. Авезовой, главному научному сотруднику ФТИ АН РУз, Ю.Ю. Рафиковой, старшему научному сотруднику Географического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, а также директору Международного института Солнечной энергии (Узбекистан) Н.А. Матчанову и научным сотрудникам О.С. Ким и М.А. Маликовой.

## **Литература**

1. REN21. 2020. Renewables 2020 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-948393-00-7.
2. Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2019, Detailed Market Data 2018. EDITION 2020.
3. Закон Республики Узбекистан №ЗРУ-539 «Об использовании возобновляемых источников энергии», 21 май 2019.
4. Растет интерес зарубежных инвесторов к проектам ВИЭ в Узбекистане, 13.03.2020 г. Пресс-служба Министерства энергетики Узбекистан.
5. R. Urraca, T. Thomas Huld, A. Gracia-Amillo, et al., 2018. "Evaluation of global horizontal irradiance estimates from ERA5 and COSMO-REA6 reanalyses, using ground and satellite-based data", Solar Energy, no. 164, pp. 339–354.
6. О.С. Попель, С.Е. Фрид, Ю.Г. Коломиец, и др., 2010. "Атлас ресурсов солнечной энергии на территории России", -М.: Изд-во МФТИ, 83 стр.
7. Электронный ресурс: <http://gis-lab.info/qa/meteo-station-sources.html>.
8. Справочник по климату СССР, Вып. 19, часть I, "Солнечная радиация, радиационный баланс и солнечное сияние", 1966. -Л.: Гидрометеиздат.
9. Справочник по климату СССР, Вып. 19, Узбекская ССР, Часть II, "Температура воздуха и почвы", 1965. -Л.: Гидрометеиздат.
10. Научно-прикладной справочник по климату СССР, Серия 3, Многолетние данные, 4, 1-6, Вып. 19. Узбекская ССР, 1989. Кн.1,-Л.: Гидрометеиздат.
11. Электронный ресурс: [http://wrdc.mgo.rssi.ru/wwwrootnew/wrdc\\_ru\\_new.htm](http://wrdc.mgo.rssi.ru/wwwrootnew/wrdc_ru_new.htm).
12. UZBTA 8008 ABR, 2013–2017. "Solar Energy Utilization in Uzbekistan: Development Trends", pp. 109–121.
13. J.S. Bojanowski, A. Vrieling, A.K. Skidmore, 2014. "A comparison of data sources for creating a long-term time series of daily gridded solar radiation for Europe", Solar Energy, no. 99, pp. 152–171.
14. R. Urraca, E. Martinez-de Pison, A. Sanz-Garcia, et al., 2017. "Estimation methods for global solar radiation: Case study evaluation of different approaches in central Spain", Renewable & Sustainable Energy Reviews, no. 77, pp. 1098–1113.
15. Петров Ю.В., Эгамбердиев Х.Т., 1996. Принципы картографирования солнечной радиации с целью использования гелиоресурсов. //Тезисы доклада на научно-практическом семинаре Госкомприроды РУз. –Ташкент. – С. 94-96.

16. UZBEKISTAN: COUNTRY STUDY ON CLIMATE CHANGE, PHASE 2: “Expedited Financing of Climate Change Enabling Activities”, 2001. Project implementation report.
17. Авезов Р.Р., Лутпуллаев С.Л. Состояние, перспективы и проблемы использования возобновляемых источников энергии в Узбекистане. «Физика в Узбекистане». Материалы конференции, посвященной «Году физики -2005». Ташкент; АН РУз, 27-28 сентября 2005 г. – с.119-123.
18. <https://solargis.com/docs/accuracy-and-comparisons/overview>
19. Mardonova, M.; Choi, Y., 2019. Assessment of Photovoltaic Potential of Mining Sites in Uzbekistan. *Sustainability*, 11, 2988.
20. Kiseleva, S.V., Popel', O.S., Tarasenko, A.B. et al., 2017. Efficiency estimation for the grid-tie photovoltaic stations construction in some regions of Central Asia and Transcaucasia. *Appl. Sol. Energy* 53, 306–311. <https://doi.org/10.3103/S0003701X17040090>
21. NASA Prediction of Worldwide Energy Resource. POWER Project Data Sets, 2018. Электронный ресурс: <https://power.larc.nasa.gov/>.
22. Avezova N. R., Frid S. E., Lisitskaya N. V., and Rakhimov E. Yu.. 2019. Resource Indicators of Solar Photovoltaic Plants in the Republic of Uzbekistan. Part 2. Verifying Satellite Actinometric and Reanalysis Data for Conditions in Uzbekistan// *Applied Solar Energy*, Vol. 55, No. 5, pp. 347–354.
23. Авезова Н.Р, Рахимов Э.Ю., 2018. «Программа для определения актинометрических данных, на основе многолетних наблюдений от спутниковых и наземных измерений для регионов Республики Узбекистан» Авторское свидетельство на ЭВМ № DGU 05676// Агентство по интеллектуальной собственности РУз.

## КРАТКО О РАЗРАБОТКЕ СТАНДАРТА РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН «КОЛЛЕКТОРЫ СОЛНЕЧНЫЕ. МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ»

**Вохидов А.У.**

*Физико-технический институт Академии наук Республики Узбекистан,  
Узбекистан, 100084, г.Ташкент, ул. Чингиза Айтматова, 2Б  
Тел.: +99(871) 235-42-91; e-mail: akmalvokhidov@yahoo.com*

### **Аннотация**

*В работе приведены сведения о разрабатываемом государственном стандарте Республики Узбекистан в области солнечной энергетики. Доказана целесообразность стандарта в данной отрасли и последующий вклад в развитии солнечной энергетики в стране.*

**Ключевые слова:** солнечная энергетика, солнечный коллектор, стандарт, методы испытаний, лучепоглощающая панель, светопрозрачное покрытие, энергетическая эффективность, тепловые потери

### **Введение**

За последний годы как мире, так и в Узбекистане широко и быстрыми темпами развивается солнечная энергетика и для широкомасштабного применения и успешного использования технологий, работающих на основе солнечной энергии, разрабатываются нормативно-правовые документы, технические регламенты, рекомендации и вопросы снижения энергопотребления и выбросов в атмосферу CO<sub>2</sub>, применения альтернативных источников энергии, в частности солнечной с целью экономии топливно-энергетических ресурсов приобрели большую актуальность [1-4].

В Узбекистане имеется огромный опыт и возможность по разработке, эксплуатации и дальнейшей поддержке при использовании солнечных технологий в социально-бытовом секторе страны [5-7].

### **Основная часть**

При установке и эксплуатации различных солнечных установок зарубежного производства зачастую сталкиваемся с проблемой сертификации и стандартизации оборудования или прибора, а также при установке и дальнейшего использования нет конкретного установленного порядка и соответствующего нормативного документа регулирующего порядок или данные документы не соответствуют или не приняты в стране.

Например, с момента введения в действие ГОСТ Р 51596-2000 «Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные. Методы испытаний» прошло уже 20 лет.

За указанный период использования ГОСТа накоплен определенный мировой опыт в области разработки и внедрения солнечных коллекторов, показавший как положительные стороны введенных норм, так и недостаточный учет факторов различного характера. Положения документа существенно устарели и не отвечают современным требованиям, обеспечивающим широкомасштабное внедрение установок солнечного горячего водоснабжения в Республике. В связи с этим они сдерживают дальнейшее развитие использования солнечной энергии в строительстве и, в особенности, в сельском жилье.

Основной причиной сложившегося положения является то, что за последние годы расширился выбор гелиотехнического оборудования, апробированы на практике новые схемные решения, режимные параметры и методы расчёта установок солнечного горячего водоснабжения, позволяющие существенно повысить их энергетическую эффективность и технико-экономические показатели.

В связи ростом рынка солнечной энергетики в стране обязательно должны быть приняты документы в данной отрасли, включающие в себя СНиПы, стандарты и ряд других нормативно-правовых документов и должны действовать сертификационные лаборатории с возможностью обеспечения рынка качественными оборудованием и приборами для укрепления и широкого развития применения среди населения установок на основе солнечных технологий.

Разрабатываемый стандарт полностью соответствует действующим в настоящий момент в мире и в Узбекистане нормативно-правовым документам и учитывает климатические и социально-экономические условия страны, существующей производственной базы и рынка гелиотехнического и сантехнического оборудования.

Требования, увязаны с требованиями действующих нормативных документов, а также с требованиями перерабатываемых нормативных документов согласно плану практических мер по разработке и внедрению проектов Государственных стандартов Республики Узбекистан по солнечной энергетике на основе международных стандартов [8].

В связи с этим, основной задачей разработки проекта стандарта является создание условий для широкого использования при сертификации новых типов плоских солнечных коллекторов апробированных на практике технических решений, получивших широкое практическое применение в зарубежных странах, занимающих лидирующее место по объёму использования установок солнечного горячего водоснабжения. В целом разработка проекта стандарта направлен на дальнейшее развитие и совершенствование положений нормативного документа.

Главным отличием стандарта от [9, 10] является то, что в разрабатываемый стандарт включена специальная методика проведения испытаний плоских солнечных водонагревательных коллекторов, учитывающая природно-климатические условия страны, разработанная профессором Р.Р.Авезовым и Н.Р. Авезовой.

### Методика проведения испытаний плоских солнечных водонагревательных коллекторов

Основными теплотехническими параметрами плоских солнечных водонагревательных коллекторов для нагрева жидкого теплоносителя, показывающими степень их энергетического совершенства и влияющими на их теплопроизводительность и тепловую эффективность, являются:

- удельная теплопроизводительность;
- коэффициент тепловой эффективности;
- коэффициент тепловых потерь;
- коэффициент тепловой эффективности;
- эффективная приведенная поглощательная способность.

Далее приводится методика и порядок проведения ускоренного теплового тестирования плоских солнечных коллекторов:

Выполняется проверка (визуальным наблюдением и измерением габаритных размеров) соответствия параметров данного плоского солнечного водонагревательного коллектора стандартам, конструкторским документациям и техническому заданию, выданному при начале его разработки.

Проверяется качество изготовления, удобство сборки и эксплуатации плоских солнечных водонагревательных коллекторов.

После предварительного этапа тестирования плоских солнечных водонагревательных коллекторов принимается решение о возможности проведения второго этапа тестирования.

Измеряются поверхностная плотность поток суммарного солнечного излучения, падающего на плоскость фронтальной поверхности светопрозрачного покрытия коллектора ( $q_{\text{пад}}^{\Sigma}$ ), температура окружающей среды ( $t_0$ ), температура теплоносителя на входе в коллектор ( $t_{f_{\text{вх}}}$ ) и на выходе из него ( $t_{f_{\text{вых}}}$ ), а также удельный расход теплоносителя через него ( $\dot{m}_f$ ).

При необходимости проводятся дополнительные лабораторные измерения по определению указанных параметров для прямого солнечного излучения, нормально падающего на поверхность лучепоглощающих теплообменных панелей и светопрозрачных покрытий.

Проверяется соответствия толщины замкнутой воздушной прослойке системы «лучепоглощающая теплообменная панель-светопрозрачное покрытие» ( $\delta_{\text{вп-с1}}$ ) к ее значению, заложенному в его конструкторских документациях.

а) при значениях  $\delta_{\text{вп-с1}}$  от 12,5 до 14 мм для определения значения коэффициента тепловых потерь зачерненной поверхности лучепоглощающих теплообменных панелей через светопрозрачных покрытий ( $K_{\text{ср-о}}$ ) следует пользоваться аппроксимационной формулой (1)

$$K_{\text{ср-о}} = 5,8426 + 0,0218\bar{t}_p + 0,0117t_0. \quad (1)$$

б) для значений  $\delta_{\text{вп-с1}} > 14$  мм по выражению (1) устанавливается соответствующее значение  $K_{\text{ср-о}}$  в зависимости от  $\delta_{\text{вп-с1}}$ ,  $\bar{t}_p$  и  $t_0$  с учетом коэффициентов тепловых потерь лучепоглощающих теплообменных панелей через дно ( $K_{\text{дир-о}}$ ) и боковых стенок ( $K_{\text{бср-о}}$ ) по выражению (2)

$$\bar{t}_p = 22,9358 \left\{ \left[ (5,8426 - 0,0101t_0)^2 + 0,0872 (5,8426t_0 + 0,0117t_0^2 + q_{\text{поглр}}^{\Sigma} - q_{\text{пол}}) \right]^{0,5} - 5,8426t_0 + 0,0101t_0 \right\}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2)$$

в) значение  $K_{\text{прр-о}}$  может быть определено по следующей формуле:

$$K_{\text{прр-о}} = aK_{\text{ср-о}} + bK_{\text{дир-о}} + cK_{\text{бср-о}} \quad (3)$$

где, для упрощения вводятся определители

$$a = \frac{F_c}{F_{\text{фр}}}; b = \frac{F_{\text{дн}}}{F_{\text{фр}}} \text{ и } c = \frac{F_{\text{бс}}}{F_{\text{фр}}} \quad (4)$$

- отношения площадей поверхностей остекления ( $F_c$ ), дна ( $F_{\text{дн}}$ ) и боковых стенок ( $F_{\text{бс}}$ ), участвующей в теплообмене с окружающей средой, к площади фронтальной поверхности корпуса плоского солнечного водонагревательного коллектора ( $F_{\text{фр}}$ ).

7. Для текущих дней года, в полуденные часы которых планируется проведение теплового тестирования определяется момент истинного полудня по местному пояскому (т.е. стандартному) времени (5)

$$Z_{\text{МПВ}}^{\text{Инд}} = 12 + E + 4(L_{\text{ср}} - \lambda_{\text{м}}) \quad (5)$$

В (5) 12- момент истинного полудня по среднему солнечному времени (час);  $L_{\text{ср}}$ - долгота среднего меридиана рассматриваемого местного часового пояса (град);  $\lambda_{\text{м}}$ - долгота данность местности в градусах восточной долготы:

$$E = 229,9(0,000079 + 0,001868\cos B - 0,0146115\cos 2B - 0,0032077\sin B - 0,04089\sin 2B), \text{ мин} \quad (6)$$

- поправка к уравнению времени (5).

8. Значение аргумента в (13) определяется из

$$B = (n-1) \frac{360}{365}, \text{ град} \quad (7)$$

в котором n- порядковый номер для года, исчисляемого с 1- января.

9. Проведения теплового тестирования плоских солнечных водонагревательных коллекторов в промежутке времени  $\pm 10$  мин.

10. Необходимо обеспечить квазистационарный режим (т.е.  $q_{\text{пад}}^{\Sigma} \cong \text{const}$  и  $t_0 \cong \text{const}$ ) для достижение минимизацию влияния вертикальных затенений поверхности лучепоглощающих теплообменных панелей боковых стенками корпуса, установив ПСК под углом

$$\alpha = 90 - \arcsin(\cos(\varphi - \delta_{\odot})) \quad (8)$$

строго южной ориентации

$$\alpha = 90 - n_0 \quad (9)$$

при  $Z = Z_{\text{МПВ}}^{\text{Инд}}$  по

$$\sin h_{\odot} = \cos \delta_{\odot} \cos \varphi \cos \omega (Z_{\text{МПВ}}^{\text{Инд}} - Z) + \sin \delta_{\odot} \sin \varphi \quad (10)$$

в (8)- (10)  $\varphi$  – географическая широта местности где проводится тепловое тестирования плоских солнечных водонагревательных коллекторов;

$$\delta_{\odot} = 23,45 \sin \left( \frac{284+n}{365} 360 \right), \text{ град} \quad (11)$$

годовое склонение Солнце;  $h_{\odot}$  – высота стояние Солнце над горизонтом;  $\omega = 15$  град/час – угловая скорость вращения земли вокруг своей оси.

### Заключение

Введение в действие государственного стандарта Республики Узбекистан «Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные. Методы испытаний» будет способствовать развитию создания сертификационных лабораторий, в соответствии с требованиями международных и государственных стандартов, как в сфере электроэнергетики, так и её новой компоненты солнечной фото электроэнергетики, обеспечивая в первую очередь комплектность по технической документации, проведению испытаний всей системы в целом, обеспечению безопасности труда, электробезопасности, пожаробезопасности.

### Благодарность

Выражаю благодарность за ценные советы и положительную критику д.т.н., проф. Р.Р. Авезову и д.т.н. Н.Р.Авезовой.

Работа выполнена в рамках государственных программ Министерства инновационного развития Республики Узбекистан по научно-прикладному проекту ФА-Атех-2018-(420+85) Физико-технического института НПО «Физика-Солнце» Академии наук Республики Узбекистан.

### **Литература**

- [1] B.Sorensen, Renewable energy. Physics, engineering, environmental impacts, economics and planning. Elsevier, 2017, 1030 p.
- [2] W.Weiss, M.Spörk-Dür, Solar Heat Worldwide: Global Market Development and Trends in 2018. Detailed Market Figures 2017. 2019 Edition. [Онлайн]. Доступная ссылка: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2019.pdf>. [Доступна: с июня 2019 года]
- [3] J.A.Duffie, W.A.Beckman, “Solar Engineering of Thermal Processes”. New Jersey: John Wiley&Son, Inc., 2013, p. 888.
- [4] E.Zambolin, D.DelCol, “Experimental analysis of thermal performance of flat plate and evacuated tube solar collectors in stationary standard and daily conditions”, Solar Energy, Vol. 84, pp. 1382–1396, 2010.
- [5] Avezov R.R., Avezova N. R. et all. History and State of Solar Engineering in Uzbekistan// Applied Solar Energy, 2012, Vol. 48, No. 1, pp. 14–19.
- [6] Н.Р. Аvezова, Р.Р. Аvezов, А.У. Вохидов, Э.Ю. Рахимов. Плоский солнечный коллектор: процессы теплового преобразования солнечной энергии и оптимизация их основных параметров для использования в системах горячего водоснабжения. // Монография, Изд-во “Ворис-нашриёт”, Ташкент, 2020 г. – 206 стр.
- [7] Н.Р.Аvezова, Р.Р.Аvezов, А.У.Вохидов Ресурсные показатели плоских солнечных водонагревательных коллекторов. Методика расчета основных теплотехнических, технико-экономических и экологических показателей солнечных коллекторов. – Германия: Саарбрюккен, LambertAcademicPublishing, 2016. – 82 стр.
- [8] Постановление Президента Республики Узбекистан от 22.08.2019 №ПП-4422 «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии»
- [9] ГОСТ Р 51596-2000 «Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные. Методы испытаний» - М.: ИПК Издательство стандартов, 2000 – 24 стр.



## МИКРО ЭЛЕКТР ТАРМОҚДА ИНВЕСТИЦИОН ЛОЙИҲАЛАРНИ ИҚТИСОДИЙ ЖИҲАТДАН САМАРАДОРЛИГИНИ БАҲОЛАШ

Иzzатиллаев Ж.О.

Ўзбекистон Республикаси Фанлар академияси "Физика-Қуёш" ИИЧБ Физика-техник институти  
100084, Тошкент ш., Чингиз Айтматов кўчаси, 2Б уй, тел.: +998(97)-720-01-36,  
e-mail: izzatillaev.jurabek@gmail.com

### Аннотация

Мақолада қайта тикланувчан энергия манбалари асосидаги микро электр тармоқларда инвестицион лойиҳаларни иқтисодий жиҳатдан самарадорлигини баҳолаш бўйича кўрсатмалар келтириб ўтилган. Шунингдек, мисол тариқасида Наманган вилояти Уйчи туманида жойлашган ШФК электр узатиш тармоғи микро электр тармоқ сифатида қаралиб, микро электр тармоққа уланган электр станцияларнинг таннархи аниқланган.

**Калит сўзлар:** қайта тикланувчан энергия манбалари, микро электр тармоқ, харажатлар, амортизация, инфляция, ФЭС, ШЭС, мГЭС.

Сўнги йиллардаги қайта тикланувчан энергия асосидаги электр қурилмаларнинг таннархи сезиларли даражада камаймоқда. Шу муносабат билан қайта тикланадиган энергия технологияларининг кўплаб турлари маълум шароитларда иқтисодий жиҳатдан фойдали бўлмоқда. Бундан ташқари, мамлакатимизда ҳам шамол ва қуёш энергиясидан фойдаланишга асосланган лойиҳаларни кенг миқёсда қўллашнинг дастлабки белгиларипайдо бўлмоқда.

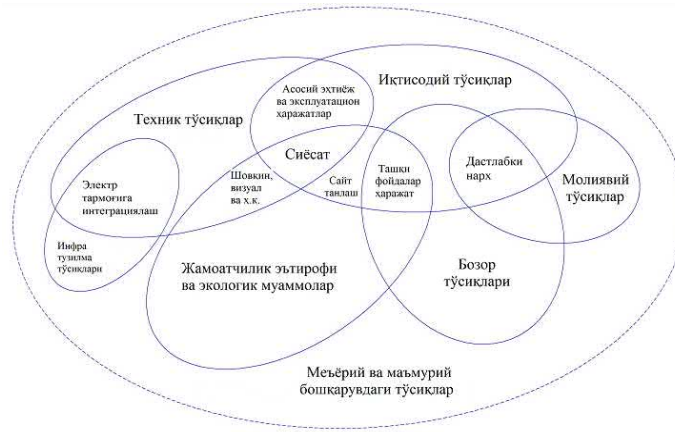
АҚШ энергетика Вазирлиги томонидан келтирилган тушунчага кўра, микро электр тармоқ "электр тармоғига нисбатан битта бошқариладиган объект бўлиб ўзаро боғланган юкламалар гуруҳи ва тақсимланган энергетик ресурсларидан ташкил топган ҳамда марказий электр тармоғидан узилиш ёки уланиш имкониятига эга бўлган, марказий электр тармоғига уланган ва узилган (автоном) моделлар асосида ишловчи электр энергетика тизимидир".

Сўнги ўн йиллар давомида микро электр тармоқлар бир неча технологик конфигурация ва дастурлар учун яққол самарали бўлди. Айниқса, Шимолий Америка, Европа ва Осиёда жуда муваффақиятли бўлди. Тадқиқот ҳисоботида кўра, жорий (2Q2015) глобал ўрнатилган микро электр тармоқларнинг умумий ўрнатилган қуввати тахминан 12 ГВт. Фоизларда ҳисоблайдиган бўлсак, Осиёда - 47%, Шимолий Америкада - 44% ва Европада - 9% га тенг. Бироқ, микро электр тармоқлардан кенг фойдаланиш иқтисодий ва институтчионал тўсиқларни енгиб ўтишга боғлиқ. Ушбу тўсиқлар нархни пасайтириш, коммунал хизматлар учун тўғри рағбатлантириш ва тарифларни тақлиф қилиш ҳамда норматив-ҳуқуқий базани яратиш, шу жумладан электр тармоқларнинг ўзаро боғлиқлигини ва ишлаш талабларига, шунингдек, бозор механизмига микро электр тармоқлардан фойдаланишга йўл қўйиш орқали бартараф этиш мумкин.

Марказий электр тармоқларига тез ривожланиб бораётган микро электр тармоқларни интеграциялашга бўлган мойиллик ўз навбатида, техник-иқтисодий ва меъёрий тўсиқ ҳамда муаммоларни келтириб чиқаради. Микро электр тармоқларни эксплуатация қилиш ва технологиясига оид кўплаб изланишлар мавжуд. Бироқ, микро электр тармоқларни янада ривожланиши учун тарқатиш соҳасидаги сиёсат, рағбатлантириш ва тўсиқлар тўғрисида жуда кам изланишлар олиб борилган. Шунингдек таъкидлаб ўтиш керакки, микро электр тармоқ сиёсати ўз навбатида тақсимланган энергия сиёсати ва айниқса қайта тикланадиган энергия манбаларига сўзсиз равишда узвий боғлиқ (1-расм).

Pike Research микро электр тармоқларнинг бешта асосий турларини ёки бозор сегментларини аниқлади [1]. Бундай турларга қуйидаги микро электр тармоқлар киради: 1. Кампусли микро электр тармоқлар (ўрнатилган қуввати 4 МВт дан то 40 МВтгача). 2. Ажратилган (автоном) микро электр тармоқлар. 3. Ҳарбий база микро электр тармоқлари. 4. Тижорат ва саноат микро электр тармоқлари. 5. Жамият/Магистрал микро электр тармоқлар.

Микро электр тармоқда ҳосил қилинадиган электр энергия асосан маҳаллий истеъмолчилар томонидан ишлатилади. Бу эса электр тармоқлари орқали электр энергияни узатиш ва тақсимлаш билан боғлиқ бўладиган исрофларни камайтиради.



1-расм. Қайта тикланувчи энергия манбалари асосидаги микро электр тармоқ ривожланиши йўлида учраётган айрим тўсиқлар.

### Микро электр тармоқда инвестицион лойиҳаларни иқтисодий жиҳатдан самарадорлигини баҳолаш услуги.

ҚТЭ манбалари асосидаги микро электр тармоқларини яратишни белгиловчи асосий кўрсаткичлар бу капитал харажатлардир. Асосан шу кўрсаткичга қараб, истемолчи микро электр тармоқларни қуриш ёки қурмаслиги аниқланади. Капитал харажатларни аниқлашни бир нечта усуллари мавжуд.

Пулнинг қадрсизланиши (инфляция)ни инобатга олган ҳолда капитал харажатлар қуйидагича ҳисобланади:

$$K_t = \frac{K_{t-1}}{(1 - \frac{\epsilon_{\text{инф}}}{100})^{t-t_{\text{к.б}}}}; \quad (1)$$

Микро электр тармоқларни қуриш жараёнида қўшимча турли хил харажатлар сарфланади ва қуйидагича аниқланади:

$$K_{\text{мэт}} = (1 + \frac{k_{\text{қўш}}}{100}) C_{\text{ЭҚ}} N_{\text{ЭҚ}}; \quad (2)$$

$C_{\text{ЭҚ}}$  - энергоқурилма нархи, сўм.  $N_{\text{ЭҚ}}$  - энергоқурилма сони, дона.  $k_{\text{қўш}}$  - микроэлектр тармоқ таннархига нисбатан қўшимча харажат, %.

$$C_{\text{ЭҚ}} = k_{\text{ЭҚ}}^{\text{сол}} N_{\text{ЭҚ}}^{\text{сол}} \quad (3)$$

$k_{\text{ЭҚ}}^{\text{сол}}$  - энергоқурилма ўрнатилган қувват, солиштирма нархи, сўм/кВт.

Электр энергиясини ишлаб чиқаришда йиллик харажатлар қуйидагича аниқланади:

$$I_t^{\text{йиф.}} = I_t^{\text{экспл.}} + I_t^{\text{амор.}}; \quad (4)$$

$$I_t^{\text{экспл.}} = I_t^{\text{муқкамал.т.}} + I_t^{\text{жорий.т.}} + I_t^{\text{ойлик}} + I_t^{\text{ёқилғи}} + I_t^{\text{бош. хар.}}; \quad (5)$$

$$I_t^{\text{муқ.т.}} = K_{\Sigma}^{\text{қуриш}} \frac{\mu_{\text{муқкамал.т.}}}{100}; \quad (6) \quad I_t^{\text{жорий.т.}} = K_{\Sigma}^{\text{қуриш}} \frac{\mu_{\text{жорий.т.}}}{100}; \quad (7)$$

$$I_t^{\text{ёқилғи}} = V_t^{\text{ёқилғи}} C_{\text{ёқилғи.т.}}; \quad (8)$$

$V_t^{\text{ёқилғи}}$  - йиллик ёқилғи сарфи, т.  $C_{\text{ёқилғи.т.}}$  - т йил давомидаги ёқилғи нархи, сўм/т.

$$C_{\text{ёқилғи.т.}} = C_{\text{ёқилғи.т.}} (1 + \frac{\epsilon_{\text{инф}}}{100})^{t-t_{\text{экспл.бош.}}}; \quad (9)$$

Одатда бошқа харажатлар бошқа эксплуатацион харажатларнинг 1÷5% ни ташкил этади ва қуйидагича аниқланади:

$$I_t^{\text{бош. хар.}} = (0,01 \div 0,05) (I_t^{\text{муқкамал.т.}} + I_t^{\text{жорий.т.}} + I_t^{\text{ойлик}} + I_t^{\text{ёқилғи}}); \quad (10)$$

$$I_t^{\text{амор.}} = K_{\text{амор.}} \sum_{t=t_{\text{қурл.бош.}}}^{t_{\text{қурл.туғаш.}}} K_t \frac{(1 + \frac{\epsilon_{\text{инф}}}{100})^{t-t_{\text{экспл.бош.}}}}{(t_{\text{қурл.бош.}} + T_{\text{ҳис.}} - t_{\text{қурл.туғаш.}})}; \quad (11)$$

$K_{\text{амор.}}$  - амортизациялаш коэффициенти (одатда 1-1,5 оралиғида бўлади)[2].

ҚТЭ манбалари асосидаги микро электр тармоқни қуриш катта маблағ талаб этилиши сабабли, қурувчи ташкилот томонидан имтиёзли кредит олиш мумкин.

т йил учун кредит қарздорлиги ( $D_t^{\text{кредит}}$ ) қуйидагича ҳисобланади:

$$D_t^{\text{кредит}} = D_{t-1}^{\text{кредит}} + K_t^{\text{кредит}}; \quad (12)$$

$K_t^{\text{кредит}}$  - олинган кредит маблағи, сўм.

$$V_t^{\text{кредит}} = D_{t-1}^{\text{кредит}} \frac{\mu_{\text{кредит}}}{100}; \quad (13)$$

Микро электр тармоқдаги ўрнатилган қувват унча катта бўлмаганлиги сабабли, бериладиган кредит миқдори ҳам 10 йилдан ошмайди.

Курилган микро электр тармоқдан олинандиган фойда қуйидагича аниқланади:

$$П_{\text{тушим}} = \mathcal{E}_t^{\text{ээ}} C_t^{\text{ээ}} + \mathcal{E}_t^{\text{ё.э}} C_t^{\text{ё.э}}; \quad (14)$$

$\mathcal{E}_t^{\text{ээ}}$ - твақт давомида ишлаб чиқариладиган электр энергия миқдори, кВт·соат;  $C_t^{\text{ээ}}$ - твақт давомидаги электр энергия нархи, сўм/кВт·соат;

Электр энергиясининг нархи инфляция ҳисобига боғлиқ равишда ўзгаради ва қуйидагича аниқланади:

$$C_t = C_{t_{\text{кур.бош}}} \left(1 + \frac{\varepsilon_{\text{инф}}}{100}\right)^{t-t_{\text{кур.бош}}}; \quad (15)$$

$C_{t_{\text{кур.бош}}}$  - микро электр тармоқда қурилиш бошланиш вақтидаги электр энергия нархи, сўм.

Қўшимча қиймат солиғи (ҚҚС):

$$H_t^{\text{ҚҚС}} = П_{\text{тушим}} \frac{\mu_{\text{ҚҚС}}}{100}; \quad (16)$$

Тийил давомида сотишдан олинандиган солиқ:

$$H_t^{\text{сотиш}} = П_{\text{тушим}} \frac{\mu_{\text{сотиш}}}{100}; \quad (17)$$

Мулк солиғи:

$$H_t^{\text{мулк}} = C_{\text{баланс}} \frac{\mu_{\text{мулк}}}{100}; \quad (18)$$

$$C_t^{\text{баланс}} = C_{t-1}^{\text{баланс}} + \sum_{t=t_{\text{курл.бош}}}^{t_{\text{курл.туғаш}}} K_t \left(1 + \frac{\varepsilon_{\text{инф}}}{100}\right)^{t-t_{\text{экспл.бош}}} - \sum_{t=t_{\text{экспл.бош}}}^t I_t^{\text{амор.}} + V_t^{\text{кредит}} + V_t^{\text{кредит.қопл}} \quad (19)$$

Тийил давомидаги ер солиғи:

$$H_t^{\text{ер}} = S_{\text{ер}} \mu_{\text{ер}} \left(1 + \frac{\varepsilon_{\text{инф}}}{100}\right)^{t-t_{\text{кур.бош}}}; \quad (20)$$

$S_{\text{ер}}$  - микро электр тармоқ учун ажратилган ер майдони, га;  $\mu_{\text{ер}}$  - ер солиғи ставкаси, сўм/га.

Йил давомидаги даромад:

$$П_{\text{даромад}} = П_{\text{тушим}} - H_t^{\text{сотиш}} - I_t^{\text{йиф.}}; \quad (21)$$

$$\text{Даромад солиғи: } H_t^{\text{даромад}} = П_{\text{даромад}}^{\text{солик}} \left(1 + \mu_{\text{худуд.}}\right) / 100; \quad (22)$$

ҚТЭ манбалари асосидаги микро электр тармоқдан олинандиган соф фойда:

$$П_{\text{соф}} = П_{\text{сол.ун қадар}} - H_t^{\text{даромад}}; \quad (23)$$

Микро электр тармоқнинг ликвидацион қиймати сўнгги йил учун ҳисобланади:

$$L_t = \sum_{t=t_{\text{курл.бош}}}^{T_{\text{хис.}}+t_{\text{курл.бош}}} K_t \left(1 + \frac{\varepsilon_{\text{инф}}}{100}\right)^{t-t_{\text{курл.бош}}} - \sum_{t=t_{\text{курл.бош}}}^{t_{\text{курл.бош.}}+T_{\text{хис.}}} I_t^{\text{амор.}} \left(1 + \frac{\varepsilon_{\text{инф}}}{100}\right)^{t-t_{\text{курл.бош}}}; \quad (24)$$

Микро электр тармоқнинг ўзини оқлаш (ҳаражатларни қоплаш) муддати:

$$\sum_{t=t_{\text{курл.бош}}}^{T_{\text{хис.}}} \left(П_{\text{соф}} + I_t^{\text{амор.}} + L_t - K_t^{\text{йиф.}} - V_t^{\text{кредит}} - V_t^{\text{қоп.кредит}}\right) \left(1 + \frac{\varepsilon_{\text{даромад}}}{100}\right)^{t_{\text{курл.бош.}}-t} = 0; \quad (25)$$

Микро электр тармоқчун соф дисконтлангандаромад (ЧДД):

$$\text{ЧДД}_{\text{МЭТ}} = \sum_{t=t_{\text{курл.бош}}}^{T_{\text{хис.}}+t_{\text{курл.бош.}}} \left(П_{\text{соф}} + I_t^{\text{амор.}} + L_t - K_t^{\text{йиф.}}\right) \left(1 + \frac{\varepsilon_{\text{даромад}}}{100}\right)^{t_{\text{курл.бош.}}-t}; \quad (26)$$

$$\text{ВНД}_{\text{МЭТ}} = \sum_{t=t_{\text{курл.бош}}}^{T_{\text{хис.}}+t_{\text{курл.бош.}}} \left(П_{\text{соф}} + I_t^{\text{амор.}} + L_t - K_t^{\text{йиф.}}\right) \left(1 + \frac{\text{ВНД}_{\text{МЭТ}}}{100}\right)^{t_{\text{курл.бош.}}-t}; \quad (27)$$

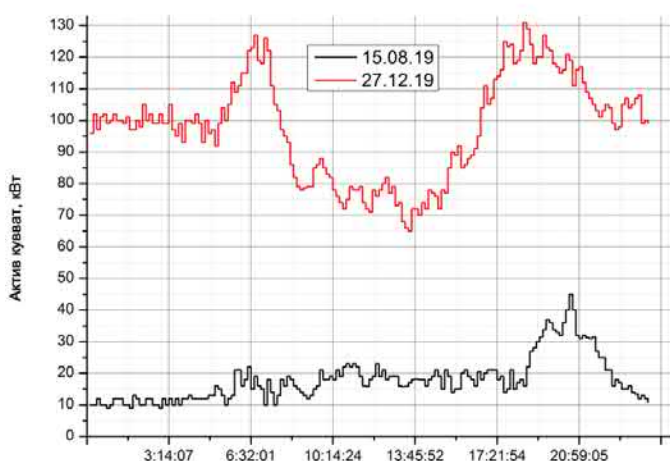
Микроэлектртармоқни қуриш самарадор бўлиши учун:  $\text{ВНД}$  ва  $\text{ЧДД} \rightarrow \text{мах га}$ ,  $T_{\text{хис}} \rightarrow 0$  га интилиши керак [3].

Микроэлектртармоқларни иқтисодий жиҳатидан самарадорлигини баҳолаш ўз навбатида истеъмолчига ҳам боғлиқдир. Яъни истеъмолчи жойлашган ҳудуддаги ҚТЭ манбаларининг потенсиали ва истеъмолчининг сутканинг қайси вақтларида қанча миқдорда электр энергия истеъмол қилиши лойиҳани техник-иқтисодий жиҳатдан самарадорлиги белгилашда катта аҳамият касб этади. Ҳозирги кунда истеъмолчининг юклама графигини аниқлаш бўйича бир нечта усуллар мавжуд. Бир усул – бу белгиланган истеъмолчи учун маълум бир муддат давомида юкломалар ўзгаришини ўлчаш (статистик қийматларни тўплаш), иккинчи усул эса экспертлар баҳолашига (сўровномаларга) асосланган. Ҳар бир усул ўзининг афзаллик ва камчиликларига эга [4].

Биринчи усулда кўп вақт ва меҳнат талаб этади. Яъни йил давомида кўзланган объектдаги электр энергия истеъмолини ўлчаб бориш ва олинган натижаларни таҳлил этиш талаб этилади. Иккинчи усулда кам вақт талаб этилади, бироқ олинган натижада хатолик юқори даражада бўлиши мумкин.

[5] да кам сонли тажрибалар асосида электр истеъмоли графикларини олиш учун услуб келтирилган. Бу усул бир тасодифий ўзгарувчини бошқасига камайтиришга асосланган эди.

Мисол тариқасида, Наманган вилояти Уйчи туманидаги ШФК фидерига уланган электр истеъмолчиларни ҚТЭ манбалари асосидаги микро электр тармоқ сифатида кўриб чиқилди.

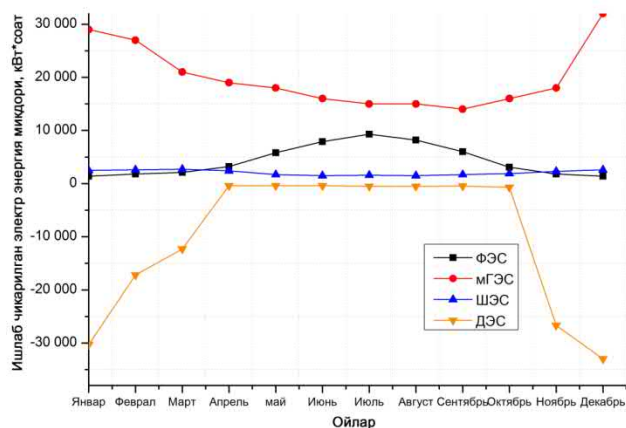


2-расм. 10 кВли ШФК электр тармоғидаги сутка давомида актив қувватнинг ўзгариши (--- қишги юклама; ---- ёзги юклама).

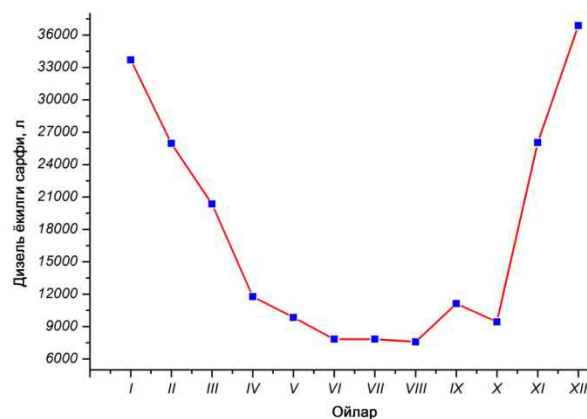
### Микро электр тармоқнинг техник-иқтисодий тавсифларини ҳисоблаш.

Ушбу микро электр тармоқда электр энергия манбалари сифатида 4 хилдаги электр станциялардан фойдаланилган: 1. Фотоэлектрик станция (ФЭС). 2. Шамол электр станцияси (ШЭС). 3. Микрогидроэлектр станция (мГЭС). 4. Дизелли электр станция.

Танлаб олинган электр станциялар йил давомида ўртача қуйидагича миқдорда электр энергия ишлаб чиқаради.



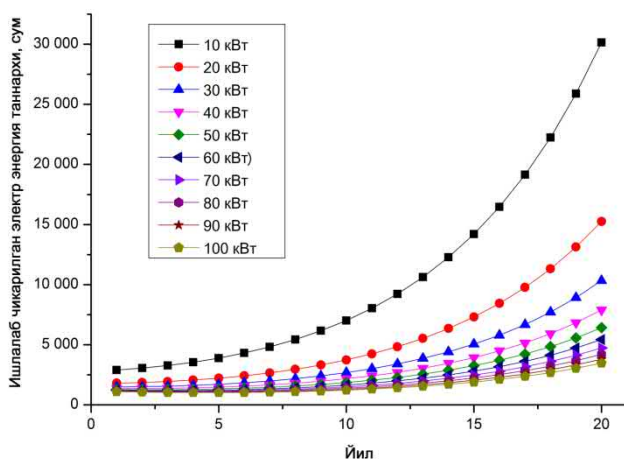
3-расм. Микро электр тармоқдаги электр энергия манбалари ишлаб чиқарадиган йиллик ўртача электр энергия миқдори.



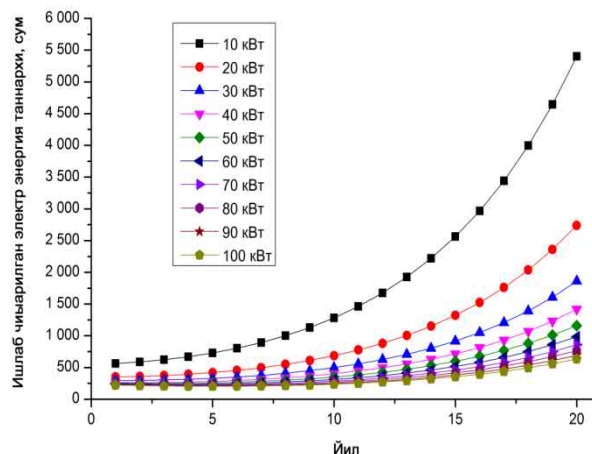
4-расм. Электр энергия ишлаб чиқариш учун йил давомида сарфланадиган дизель ёқилги сарфи, л.

Метрологик маълумотларга кўра, йил давомида шундай вақтлар борки ШЭС (ёки ФЭС) тўлиқ юкломани қоплай олмайди. Бундай вақтларда қиммат бўлишига қарасдан электр таъминоти тизими ишонлилигини ошириш учун аккумулятор батареяларини талаб этилади. Бироқ, аккумулятор батареялари таннархи қимматлиги улардан фойдаланмасликни тақозо этади.

ШФК электр тармоғидаги юклама ДЭС орқали таъминланадиган бўлса, йилига ўртача 208 397, 87 литр дизел ёқилғиси истеъмол қилинади.



5-расм. ФЭС ишлаб чиқарётган электр энергиянинг таннархисининг унинг қувватига боғлиқлиги графиги.



6-расм. ШЭС ишлаб чиқарётган электр энергиянинг таннархисининг унинг қувватига боғлиқлиги графиги.

Микро электр тармоқдаги электр энергия истеъмолчилари бозор муносабатларинг ривожланиши билан ишлаб чиқарилаётган электр энергиянинг исфат кўрсаткичларидан ташқари унинг таннархига ҳам алоҳида эътибор қаратишади. Шу мақсадда ўрнатилган қувватлари қиймати бир хил бўлган электр энергия манбалари томонидан ишлаб чиқарилаётган электр энергия таннархи 1-жадвалда келтириб ўтилган.

1-жадвал. Микро электр тармоқда ишлаб чиқариладиган 1 кВт·соат электр энергиянинг таннархи

№	Микро электр тармоқдаги электр энергия манбалари	Ўрнатилган қуввати, кВт	Йил давомида ўртача ишлаб чиқарилган электр энергия кВт·соат/йил	1 кВт·соат электр энергиянинг таннархи, сўм.	
				1 та ишчи кучи ҳисобга олинган	1 та ишчи кучи ҳисобга олинмаган
1.	Микро ГЭС	50	240 000	108,05	47,78
2.	ШЭС	50	25 000	2974,37	2356,61
3.	ФЭС	50	52 000	1051,2	753,9
4.	ДЭС	50	75 350	288,5	79,4

Ҳисоблашлар услубида ҚТЭ манбаларининг таннархи қимматлиги сабабли уларнинг кредитга олиш имконияти, инфляция ва келгуси киритилиши мумкин бўлган солиқлар ҳам инobatга олинган.

Микро электр тармоқдаги ҚТЭ манбалари йилига ўртача 317,0 минг кВт·соат электр энергия ишлаб чиқарса, бу ҳозирги кундаги электр энергия нархига кўра йилига 95,1 млн. сўм бўлади. ҚТЭ манбаларинг умумий таннархи эса 1,2 млрд. сўмни ташкил этади. Агар электр қурилмаларга қўшимча ҳаражатлар учун йилига 0,5% (~7 млн. сўм) маблағ ажратилса, у ҳолда йилига 28,186 млн. сўм миқдоридан фойда келтиради. Келгусида электр энергетика тизимида дифференциал тарифларни амалиётга жорий этиш орқали эса қўйилаётган фойда яна ҳам ортиши мумкин.

Танлаб олинган ҳудуд учун олиб борилган ҳисоблаш натижалари кўра, микро электр тармоқда энг арзон таннархли электр энергия манбаси мГЭС, энг қиммати эса ШЭСли аниқланди.

Агарда ушбу электр тармоғи тўлиқ ҚТЭ манбалари аосида таъминланадиган бўлса, 20 йил мобайнида ўртача 11,174 т ( $CO_2$ ), 30,0 кг ( $CH_4$ ) ва 60,08 кг ( $N_2O$ ) каби зарарли газларни атроф муҳитга чиқишининг олди олинади.

**Фойдаланилган адабиётлар:**

1. NAVIGANT CONSULTING. Microgrids Research Assessment: Phase 2 Final Report. Technical report, 2006.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. 3-е изд., перераб. и доп. М., 1985.
3. Экономика организаций (предприятий): учебник / под общ.ред. В. Я. Горфинкеля, В. А. Швандара. М., 2006.
4. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. –М., Сельэнергопроект, 1981
5. М.А. Таранов, С.М. Воронин, А.С. Воронин. Правила проведения случайных величин. В сб.: Адаптивные технологии и технические средства в полеводстве и животноводстве. – Зерноград: ВНИПТИМЭСХ, 200. С. 287-289.

## ИСПЫТАНИЕ КЕРАМИЧЕСКОГО КОМПОЗИЦИОННОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ ВОЛОКОН $ZrO_2$ В ФОКУСЕ БОЛЬШОЙ СОЛНЕЧНОЙ ПЕЧИ

Сулейманов С.Х.<sup>1</sup>, Бабашов В.Г.<sup>2</sup>, Джанклич М.У.<sup>1</sup>, Дыскин В.Г.<sup>1</sup>, Дасковский М.И.<sup>2</sup>, Скрипачев С.Ю.<sup>2</sup>, Кулагина Н.А.<sup>1</sup>, Арушанов Г.М.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт материаловедения НПО «Физика-Солнце» Академии наук Республики Узбекистан  
Ташкент, 100084, Узбекистан, [sultan.suleimanov@gmail.com](mailto:sultan.suleimanov@gmail.com) (2 Б, ул. Чингиза Айтматова, Ташкент, 100084, Узбекистан)

<sup>2</sup>Федеральное Государственное Унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт авиационных материалов»  
Москва, 105005, Россия, [bvg1963@yandex.ru](mailto:bvg1963@yandex.ru) (д. 17, ул. Радио, Москва, 105005, Россия)

### Аннотация

Показано поведение теплозащитного керамического композиционного материала на основе волокон  $ZrO_2$  в концентрированном потоке солнечной энергии в условиях сильно неравновесного температурного и светового поля. Показано изменение его структуры и морфологии в зависимости от температуры термообработки. Во время эксперимента образца на основе волокон  $ZrO_2$  максимальная температура на поверхности достигала  $1600^\circ C$ , что значительно ниже рабочей температуры эксплуатации материалов на основе  $ZrO_2$ . В результате воздействия концентрированного потока солнечной энергии на теплозащитном материале на основе волокон  $ZrO_2$  наблюдаются эффекты спекания, усадки, деформации и разрушения, материал теряет свои физико-механические и теплоизоляционные свойства.

**Ключевые слова:** теплозащитный керамический композиционный материал, волокна  $ZrO_2$ , Большая солнечная печь, концентрированный поток солнечной энергии, микроструктура, физико-механические и теплоизоляционные свойства.

### 1. Введение

Развитие современной техники и промышленных технологий ставит задачи создания новых материалов, способных отвечать все более жестким условиям их эксплуатации [1, 2, 3, 4, 5]. Одним из таких условий является способность работы при высоких температурах, поэтому одним из важных материалов является высокотемпературная теплоизоляция. Требования к теплоизоляционным материалам включают в первую очередь высокие термические свойства, а именно – высокую термостойкость и низкий коэффициент теплопроводности, а также минимальную плотность, химическую стойкость, механическую прочность, упругость и другие эксплуатационные свойства. Теплоизоляционные уплотнительные материалы в виде жестких плиток или формованных элементов, гибких матов и войлоков, а также функциональных градиентных волокнистых материалов необходимы в современных летательных аппаратах и газотурбинных установках для обеспечения эффективной теплоизоляции в окислительных средах при температурах от  $1000$  до  $1650^\circ C$  [6]. Повышение температур и нагрузок в системах высокотемпературной теплозащиты и теплоизоляции требует использования новых подходов к разработке композиционных керамических материалов (ККМ) и функциональных материалов (ФМ). Для решения этих задач необходима разработка методов создания тугоплавких оксидных волокон, таких как волокна на основе диоксида циркония.

В настоящее время ведутся исследования в области создания высокотемпературных материалов с применением волокон тугоплавких оксидов ( $Al_2O_3$ ,  $SiO_2$ ,  $ZrO_2$  и др.). На основе и с использованием данных оксидов в виде волокон и/или дисперсных частиц уже создано значительное количество ККМ и ФМ.

Среди термостойких оксидных керамических волокон разработчики выделяют волокна оксида циркония как наиболее перспективные для применения в окислительной среде при высоких температурах ( $> 1600^\circ C$ ). Прежде всего, интерес к диоксиду циркония обусловлен его высокотемпературными свойствами: низкой теплопроводностью, высокой температурой плавления, а также высокой химической стойкостью, особенно водо- и щелочестойкостью [7, 8, 9, 10, 11].

Поскольку испытания на стойкость ККМ к воздействию высоких тепловых потоков проводят либо в стационарных тепловых агрегатах и испытательных стендах на их базе, либо в исследовательских установках, использующих высокоэнтальпийные потоки плазмы, то недостатком этих методов является то, что процесс передачи тепла исследуемому образцу происходит либо в газовой среде, обогащенной продуктами сгорания, либо в плазме, передающей энергию за счет



конвективных потоков тепла [12, 13]. В результате на исследуемый образец помимо воздействия тепловых потоков оказывает влияние второй фактор – реакционная способность среды, участвующей в передаче тепла.

## 2. Материал исследования

Целью нашей работы является исследование изменения состава, структуры и морфологии теплозащитного материала на основе волокон  $ZrO_2$  в результате воздействия на него концентрированным потоком солнечной энергии в фокусе Большой солнечной печи (БСП) при отсутствии сторонних факторов, таких как давление тормозящего потока диссоциированного газа и скоростного напора. БСП позволяет создавать термоудары и получать очень высокие скорости нагрева. Для керамических материалов скорости нагрева составляют сотни градусов в секунду.

Мы проводим испытания образцов керамического композиционного теплозащитного волокнистого материала на основе  $ZrO_2$  с наличием неволокнистых включений. Образцы представляют собой спрессованные квадратные брикеты размером 167 x 155 мм толщиной 35 мм. Плотность циркониевых образцов составляет 5,82 г/см<sup>3</sup>.

## 3. Экспериментальная часть

Если образцы в фокальном пятне БСП устанавливать на подложку из огнеупорного кирпича, то при облучении от подложки идет очень сильное тепловое излучение, которое меняет картину температурного поля. Поэтому для испытаний образцов теплозащитного материала на основе волокон  $ZrO_2$  мы изготовили держатель образца из тонкой водоохлаждаемой медной трубки. Образец находится в подвешенном состоянии (рис. 1). В таком положении отсутствует влияние температурного поля от огнеупорной подложки и экранов. Температура образцов по глубине измерялась платиновыми и хромель-алюмелевыми термопарами, на фронтальной поверхности – тепловизором FLIR. Градиент температур на фронтальной и тыльной стороне образцов во время проведения экспериментов составил примерно 300 – 500°C.



а)



б)

Рис. 1 Размещение циркониевого образца в фокусе БСП для испытаний

Теплозащитный материал на основе  $ZrO_2$  имеет волокнистую структуру с неволокнистыми включениями. Во время подготовки образца для испытаний было обнаружено, что в объеме образец имеет неоднородную плотность. От поверхности на глубину примерно 1 см образец плотный, а далее, ближе к середине, очень пористый.

Циркониевые образцы подвергали термообработке концентрированным потоком солнечной энергии в течение 2 часов при солнечной радиации 837 Вт/м<sup>2</sup>. Для измерения были установлены 2 платиновые термопары, на расстоянии 5 мм от фронтальной поверхности и на тыльной стороне на глубине 2 мм. Максимальная температура нагрева образца на расстоянии 5 мм от фронтальной поверхности составила 1450°C. На поверхности образца по данным измерений тепловизора температура достигала 1550 – 1600°C.

В процессе экспозиции образца на основе волокна  $ZrO_2$  наблюдалось спекание по поверхности и довольно сильная усадка. В связи с тем, что образец неравноплотный по объему, во время экспозиции образец деформировался и растрескался. Фронтальная поверхность покрылась потрескавшейся коркой и приобрела вогнутую форму (рис. 2). В центральной части образец усел на глубину примерно 8 мм.





Рис. 2 Внешний вид образца теплозащитного материала на основе волокна  $ZrO_2$  после экспозиции в течение 2 часов в фокусе БСП при  $T \approx 1550 - 1600^\circ C$

Методом рентгенофазового анализа (РФА) на рентгеновском дифрактометре ДРОН-3 был исследован фазовый состав исходного теплозащитного материала на основе волокон  $ZrO_2$  (рис. 3). Изменение фазового состава теплозащитного материала на основе волокон  $ZrO_2$  после экспозиции образца в фокусе БСП было исследовано на рентгеновском дифрактометре ДРОН – УМ1 (рис. 4) и проведено исследование микроструктуры (рис. 5) методом сканирующей электронной микроскопии на микроскопе SEM EVO MA10 Carl Zeiss.

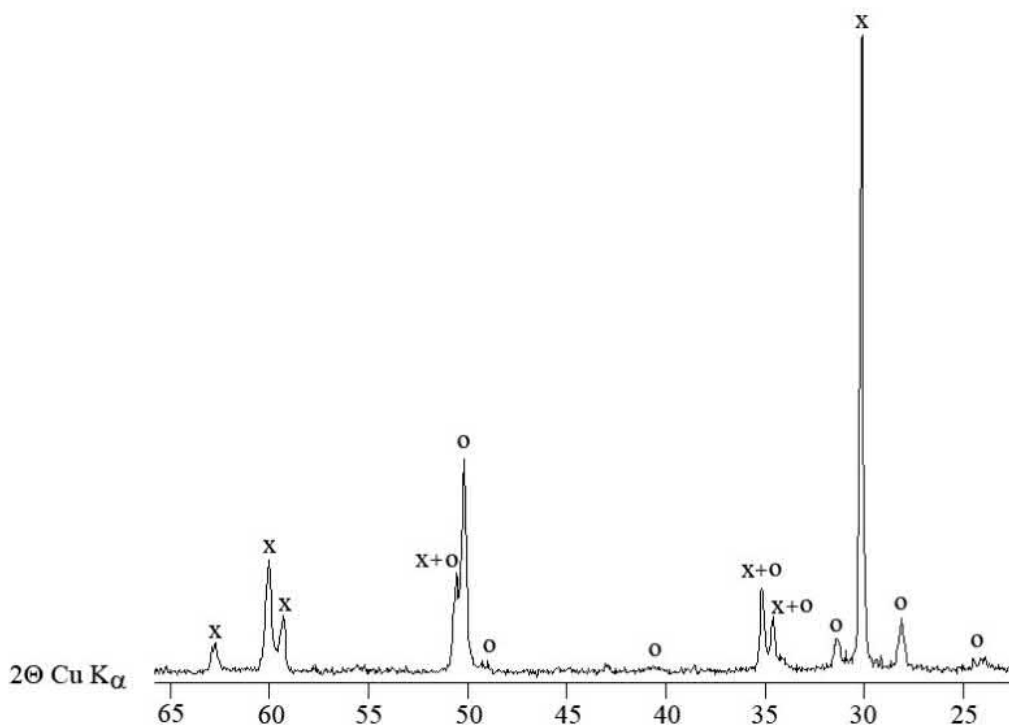


Рис. 3 Дифрактограмма исходного теплозащитного ККМ на основе волокна  $ZrO_2$   
x –  $ZrO_2$  тетрагональный, o –  $ZrO_2$  моноклинный

Особенностью керамики на основе  $ZrO_2$  является то, что диоксид циркония обладает полиморфизмом, т.е.  $ZrO_2$  существует в трех модификациях кристаллической структуры – моноклинной, тетрагональной и кубической. Моноклинная фаза оксида циркония стабильна до  $1000 - 1150^\circ C$ , от  $1000$  до  $2285^\circ C$  стабильной является тетрагональная фаза, а при  $T > 2285^\circ C$  стабильна только кубическая фаза. По данным РФА видно, что исходный образец состоит из смеси двух модификаций оксида  $ZrO_2$  – тетрагональной и моноклинной (рис. 3). Из дифрактограмм видно, что после термообработки образцов ККМ на основе волокна  $ZrO_2$  как во внутренней части образца (рис. 4 а), так и на поверхности образца (рис. 4 б) происходит переход моноклинной модификации в

тетрагональную, что сопровождается заметным уменьшением объема и деформацией образца (рис. 2). При охлаждении происходит обратный переход, и образцы разрушаются при термоциклировании. Поэтому во всех материалах на основе оксида циркония, которые предполагается использовать при температурах выше  $1000^{\circ}\text{C}$ , необходимо стабилизировать кристаллическую структуру. Стабилизация диоксида циркония состоит в том, что кристаллическая решетка  $\text{ZrO}_2$  приобретает прочные устойчивые связи, которые не могут быть разрушены при термообработке вплоть до температуры плавления.

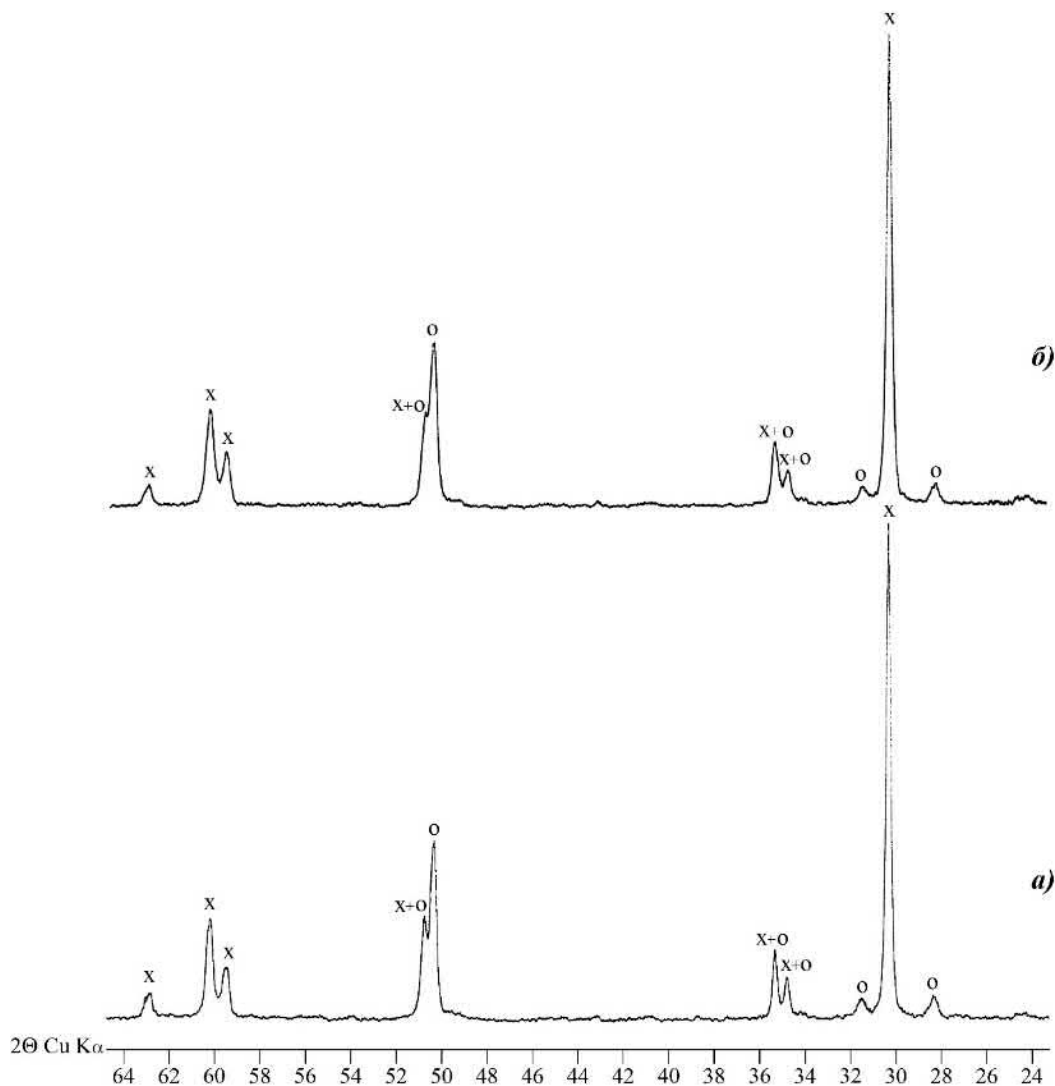


Рис. 4 Дифрактограмма теплозащитного ККМ на основе волокна  $\text{ZrO}_2$  до и после термообработки в фокусе БСП при  $T \approx 1550 - 1600^{\circ}\text{C}$

- а) внутренняя часть образца, где температура достигала  $\approx 1400^{\circ}\text{C}$ ;  
 б) фронтальная поверхность образца, термообработанная при  $T \approx 1550 - 1600^{\circ}\text{C}$   
 x –  $\text{ZrO}_2$  тетрагональный, o –  $\text{ZrO}_2$  моноклинный

По данным микроструктурных исследований видно, что на поверхности образца происходит спекание, наблюдается деформация волокон и спекание волокон друг с другом, также можно говорить об общем уплотнении структуры материала, при этом на поверхности видно достаточно большое количество трещин (рис. 5 а). На рис. 5 б показана граница поверхности образца (светлая часть) и скола образца (темная часть). В объеме образец имеет более рыхлую структуру, в целом сохраняется волокнистая структура с большим количеством пор. Это говорит о достаточно большой разнице температур на поверхности и в объеме образца во время экспозиции. На рис. 5 в показано включение на поверхности образца, которое образовано, по-видимому, спеканием волокон и неволокнистых включений.

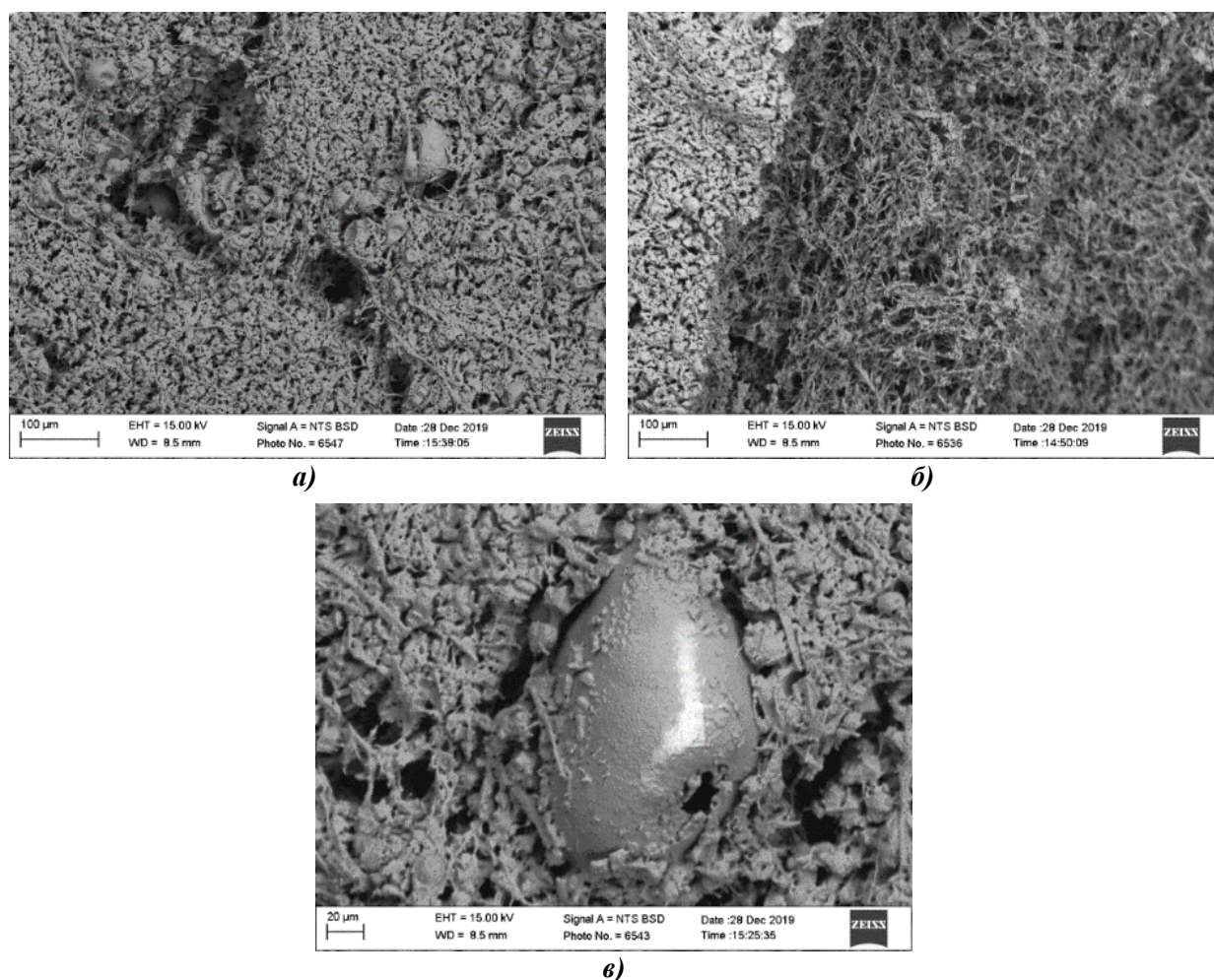


Рис. 5 Микроструктура теплозащитного ККМ на основе волокон  $ZrO_2$  после экспозиции в фокусе БСП при  $T \approx 1550 - 1600^\circ C$

а) фронтальная поверхность образца, термообработанная при  $T \approx 1550 - 1600^\circ C$ ;

б) граница поверхности образца (светлая часть),  $T \approx 1550 - 1600^\circ C$ , и скола образца,  $T \approx 1400 - 1450^\circ C$  (темная часть);

в) включение на поверхности образца

### Заключение

Во время эксперимента образцов на основе волокон  $ZrO_2$  максимальная температура на поверхности достигала  $1600^\circ C$ , что значительно ниже рабочей температуры эксплуатации материалов на основе  $ZrO_2$ . Результаты экспериментов показали, что на теплозащитных материалах на основе волокон  $ZrO_2$  при спекании вследствие перехода моноклинной модификации в тетрагональную и обратно происходит большая усадка и деформация, которые являются нежелательными параметрами. Поэтому для предотвращения разрушения образцов необходимо стабилизировать кристаллическую структуру.

Работа выполнена в рамках российско-узбекского гранта № MRU-FA-18/2017 «Исследование поведения керамического композиционного материала на основе тугоплавких оксидов, изменение его структуры и морфологии в условиях сильно неравновесного температурного и светового поля» при поддержке Министерства инновационного развития Республики Узбекистан и Российского Фонда Фундаментальных исследований.

### Список литературы:

1. Каблов Е.Н., 2015. Инновационные разработки ФГУП «ВИАМ» ГНЦ РФ по реализации «Стратегических направлений развития материалов и технологий их переработки на период до 2030 года». Авиационные материалы и технологии. № 1 (34). С. 3 – 33. DOI: 10.18577/2071-9140-2015-0-1-3-33

2. Гращенков Д.В., Щетанов Б.В., Тинякова Е.В., Щеглова Т.М., 2011. О возможности использования кварцевого волокна в качестве связующего при получении легковесного теплозащитного материала на основе волокон  $Al_2O_3$ . Авиационные материалы и технологии. № 4. С. 8 – 14. URL: <http://www.journal.viam.ru/index.php?mode=archive&year=2011&lang=rus>
3. Каблов Е.Н., 2013. Материалы для изделия «Буран» – инновационные решения формирования шестого технологического уклада. Авиационные материалы и технологии. № S1. С. 3 – 9. URL: <http://www.journal.viam.ru/index.php?mode=archive&year=2013&number=S1&lang=rus>
4. Ивахненко Ю.А., Бабашов В.Г., Зимичев А.М., Тинякова Е.В., 2012. Высокотемпературные теплоизоляционные и теплозащитные материалы на основе волокон тугоплавких соединений. Авиационные материалы и технологии. № S. С. 380 – 386. URL: <http://www.journal.viam.ru/index.php?mode=archive&year=2012&lang=rus>
5. Каблов Е.Н., Щетанов Б.В., Ивахненко Ю.А., Балинова Ю.А., 2013. Перспективные армирующие высокотемпературные волокна для металлических и керамических композиционных материалов. Труды ВИАМ: электрон. науч.-технич. журн. № 2. Ст. 05. URL: <http://viam-works.ru/ru/articles?year=2013&num=2>
6. Бабашов В.Г., Ивахненко Ю.А., Варрик Н.М., Луговой А.А., 2017. Волокнистый градиентный керамический материал. Новости материаловедения. Наука и техника. № 2. С. 19 – 26. URL: <http://www.materialsnews.ru/plugins/content/journal/uploads/articles/pdf/248.pdf>
7. Patent 3860529 US. Stabilized Tetragonal Zirconia Fibers and Textiles. Оpubл. 14.06.1975. URL: <https://patents.google.com/patent/US3860529A/en>
8. Patent 3861947 US. Process for the Preparation of Zircon Coated Zirconia Fibers. Оpubл. 21.01.1975. URL: <https://patents.google.com/patent/US3861947A/en?q=Patent+3861947+US>
9. Patent 3793041 US. Refractory Fibers of Zirconia and Silica Mixtures. Оpubл. 19.02.1974. URL: <https://patents.google.com/patent/US3793041A/en?q=Patent+3793041+US>
10. Patent 4937212 US. Zirconium Oxide Fibers and Process for Their Preparation. Оpubл. 26.06.1990. URL: <https://patents.google.com/patent/US4937212A/en?q=Patent+4937212+US>
11. Patent 3996145 UK. Fibrous Materials. Оpubл. 07.12.1976. URL: <https://patents.google.com/patent/US3996145A/en?q=Patent+3996145+UK>
12. Луговой А.А., Бабашов В.Г., Карпов Ю.В., 2014. Температуропроводность градиентного теплоизоляционного материала. Труды ВИАМ. № 2. Ст. 02. DOI: 10.18577/2307-6046-2014-0-2-2-2.
13. Гращенков Д.В., Евдокимов С.А., Жестков Б.Е., Солнцев С.Ст., Штапов В.В., 2017. Исследование термохимического потока воздушной плазмы на высокотемпературный керамический композиционный материал. Авиационные материалы и технологии. № 2 (47). С. 31 – 40. DOI: 10.18577/2071-9140-2017-0-2-31-40.



## ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ ТЕПЛОЗАЩИТНОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ ВОЛОКОН ОКСИДОВ $Al_2O_3$ и $SiO_2$ В ФОКУСЕ БОЛЬШОЙ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ

Сулейманов С.Х.<sup>1</sup>, Бабашов В.Г.<sup>2</sup>, Джанклич М.У.<sup>1</sup>, Дыскин В.Г.<sup>1</sup>, Дасковский М.И.<sup>2</sup>, Скрипачев С.Ю.<sup>2</sup>, Кулагина Н.А.<sup>1</sup>, Арушанов Г.М.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт материаловедения НПО «Физика-Солнце» Академии наук Республики Узбекистан  
Ташкент, 100084, Узбекистан, sultan.suleimanov@gmail.com (2 Б, ул. Чингиза Айтматова, Ташкент, 100084, Узбекистан)

<sup>2</sup>Федеральное Государственное Унитарное предприятие “Всероссийский научно-исследовательский институт авиационных материалов”  
Москва, 105005, Россия, [bvg1963@yandex.ru](mailto:bvg1963@yandex.ru) (д. 17, ул. Радио, Москва, 105005, Россия)

### Аннотация

Приведены результаты испытаний теплозащитного материала на основе волокон оксидов  $Al_2O_3$  и  $SiO_2$  в концентрированном потоке солнечной энергии в условиях сильно неравновесного температурного и светового поля. Показано изменение его структуры и морфологии в зависимости от температуры термообработки. Материал сохраняет свои свойства при длительной экспозиции до температур 1600 – 1700<sup>o</sup>C за счет образования стабильной структуры муллита и  $\alpha-Al_2O_3$ . При воздействии температуры выше температуры плавления муллита  $\approx 1840^o$ C, материал деформируется и плавится, теряя свои физико-механические и теплоизоляционные свойства.

**Ключевые слова:** теплозащитный керамический композиционный материал, волокна  $Al_2O_3$  и  $SiO_2$ , муллит, Большая солнечная печь, концентрированный поток солнечной энергии, микроструктура, физико-механические и теплоизоляционные свойства.

### 1. Введение

Тенденции развития современного материаловедения показывают, что наиболее интенсивно в настоящее время в мире ведутся разработки и исследования в области композиционных материалов, армирующих компонентов, связующих для них и технологий их переработки. В России и Узбекистане сегменты рынка наукоемких конструкционных композиционных и специальных функциональных материалов и изделий из них недостаточно освоены, поэтому существует необходимость разработки новых материалов и технологий [1]. Вместе с тем развитие современной техники требует создания материалов, надежно работающих в сложной комбинации силовых и температурных полей, при воздействии агрессивных сред, излучений, глубокого вакуума и высоких давлений. Значимой областью применения керамических композиционных материалов (ККМ) и функциональных материалов (ФМ) является их использование в системах высокотемпературной теплозащиты и теплоизоляции.

Сегодня во всем мире активно развивается направление создания ККМ и высокотемпературной теплозащиты на основе оксидных волокон. Одним из наиболее широко применяемого компонента высокотемпературной теплоизоляции являются дискретные и непрерывные волокна на основе тугоплавких оксидов ( $Al_2O_3$ ,  $SiO_2$ ,  $ZrO_2$  и др.) благодаря их высокой температуре плавления и стойкости к окислению.

В большинстве случаев стойкость ККМ к воздействию высоких тепловых потоков проводят либо в стационарных тепловых агрегатах и испытательных стендах на их базе [2], либо в исследовательских установках, использующих высокоэнтальпийные потоки плазмы [3]. Для понимания влияния структуры и состава на поведение материала в условиях воздействия высокой температуры несомненный научный интерес представляют исследования в условиях одностороннего нагрева посредством концентрированного потока солнечной энергии.

Для изучения воздействия сильно неравновесного температурного и светового поля использовалась Большая солнечная печь (БСП). Исследования на БСП позволяют оценить воздействие высокой температуры на свойства и структуру теплоизоляционного композиционного материала, определить влияние характеристик материала на его теплоизолирующие свойства, определить вклад воздействия температуры на морфологию и деструкцию материалов в условиях нагрева в отсутствии скоростного напора [4, 5].

### 2. Материал исследования

Целью данной работы является исследование поведения волокнистого керамического композиционного материала на основе волокон оксидов  $Al_2O_3$  и  $SiO_2$ , изменение его структуры и морфологии в условиях сильно неравновесного температурного и светового поля.

Разработка поликристаллических волокон на основе оксида алюминия велась в Федеральном Государственном Унитарном предприятии "Всероссийский научно-исследовательский институт авиационных материалов" (ФГУП «ВИАМ») с середины 80-х годов прошлого века как исходного материала для создания более высокотемпературной теплозащиты, чем материалы на основе кварцевых волокон. Необходимость создания более высокотемпературных волокон была продиктована требованиями создания теплозащиты для высокоскоростных летательных аппаратов и отсутствием производства тугоплавких волокон [2, 6].

Основным требованием к волокнам для теплозащитных материалов является низкая усадка при температурах эксплуатации материалов на их основе.

В качестве объектов исследований выбран высокотемпературный волокнистый теплозащитный ККМ марки ВТИ-17, полученный с использованием волокон оксидов  $Al_2O_3$  и  $SiO_2$  методом вакуумного формования с последующим свободным спеканием. Помимо волокон материал ВТИ-17 содержит значительное количество неволоконистых включений. При этом длина волокон колеблется в пределах от 50 до 200  $\mu m$ , а диаметр основного количества волокон распределен в интервале от 1 до 3  $\mu m$ . Образцы представляют собой спрессованные квадратные брикеты размером 100 x 105  $mm$  толщиной 40  $mm$ .

### 3. Экспериментальная часть

Испытания теплозащитного ККМ ВТИ-17 на БСП проводились при уровне солнечной радиации 730  $Вт/м^2$ . Температура образцов при этом достигала 1300 – 1900 $^{\circ}C$ . Во время проведения испытаний образцы теплозащитных ККМ ВТИ-17 устанавливались в окне водоохлаждаемого экрана БСП на огнеупорные кирпичи с засыпкой из оксида алюминия. Для предотвращения воздействия концентрированного потока солнечной энергии внутри технологической башни зазоры между водоохлаждаемым окном и образцами закрывали огнеупорными кирпичами.

Тепловое поле исследуемых образцов контролировалось с помощью тепловизора FLIR. Измерение температуры на фронтальной поверхности образцов регистрировали из пирометрической комнаты БСП ИК пирометром HEITRONICS. Фокусное расстояние от измерительных приборов до исследуемого образца составляет 18  $m$ . Это приводит к тому, что площадь визирования тепловизора и ИК пирометра намного больше, чем исследуемый образец, и приборы охватывают температурное поле от защитных теплоизоляционных экранов, что дает большую погрешность в измерениях. Для измерения температуры образцов по глубине и с тыльной стороны использовался шестиканальный измеритель температуры с помощью платиновой термопары (Pt10Rh-Pt) и хромель-алюмелевой термопары с выводом данных измерений на компьютер. Градиент температур на фронтальной и тыльной стороне образцов во время проведения экспериментов составил от 300 до 500 $^{\circ}C$ .

Для измерения температуры на брикетах в центральной части образца с тыльной стороны были вставлены 3 термопары на разную глубину. Первая термопара установлена почти на всю глубину образца, на расстоянии 5  $mm$  от фронтальной поверхности. Вторая термопара вставлена до середины образца по толщине. Третья термопара установлена с тыльной стороны на глубину  $\approx 2$   $mm$ . Температура на фронтальной поверхности образцов была сильно неоднородной и изменялась в диапазоне от 1500 до 1900  $^{\circ}C$ . На тыльной стороне образцов была зафиксирована температура 1200 $^{\circ}C$ . В таком режиме образцы теплозащитного материала ВТИ-17 выдерживали экспозицию до 2 часов. Корундовые огнеупорные кирпичи, на которых были установлены образцы, имеют высокий коэффициент поглощения, поэтому разогревались до белого цвета и искажали картину температурного поля на испытываемых образцах. В зоне контакта с разогретым огнеупорным кирпичом образец имеет самую высокую температуру, порядка 1800 – 1900 $^{\circ}C$ .

После испытаний при длительной экспозиции при  $T = 1500 - 1900$   $^{\circ}C$  в зоне самой высокой температуры (зона контакта образца с огнеупорным кирпичом), образцы материала ВТИ-17 оплавившись и изменили свою геометрию (рис. 1 а), в основной массе образца прошло спекание, с тыльной стороны образца произошло отслоение материала по всей поверхности толщиной 3 – 4  $mm$  (рис. 1 б), что скорее всего вызвано какими-либо механическими дефектами, образовавшимися при механической обработке материала и проявившимися при резкой смене температур.

С помощью рентгенофазового анализа на дифрактометре ДРОН-УМ1 исследован фазовый состав исходных и термообработанных материалов (рис. 2). Из дифрактограмм видно, что основной фазой исходного теплозащитного материала ВТИ-17 является муллит (рис. 2 а). Кроме муллита, наблюдается небольшое количество фазы  $\delta-Al_2O_3$  и  $\alpha-Al_2O_3$ . Также на рентгенограммах присутствует слабое аморфное гало, обусловленное наличием в составе материалов аморфных

волокон на основе оксида кремния ( $\text{SiO}_2$ ). После длительной экспозиции при  $T = 1500 - 1700^\circ\text{C}$  фазовый состав материалов изменился незначительно. На дифрактограммах видно, что на тыльной стороне образцов, где температура достигала  $1200^\circ\text{C}$ , наблюдается только незначительное увеличение кристаллизации фаз  $\delta\text{-Al}_2\text{O}_3$  и  $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$  (рис. 2 б). При температуре  $1500 - 1700^\circ\text{C}$  на фронтальной стороне образца наблюдается обратная картина, количество  $\text{Al}_2\text{O}_3$  уменьшается, происходит выделение небольшого количества  $\alpha\text{-SiO}_2$  (рис. 2 в). С повышением температуры до  $1850 - 1900^\circ\text{C}$  в зоне оплавления материала за счет сильно неоднородного температурного поля наблюдается картина инконгруэнтного плавления муллита с разложением на  $\text{Al}_2\text{O}_3$  и  $\text{SiO}_2$  (рис. 2 г).

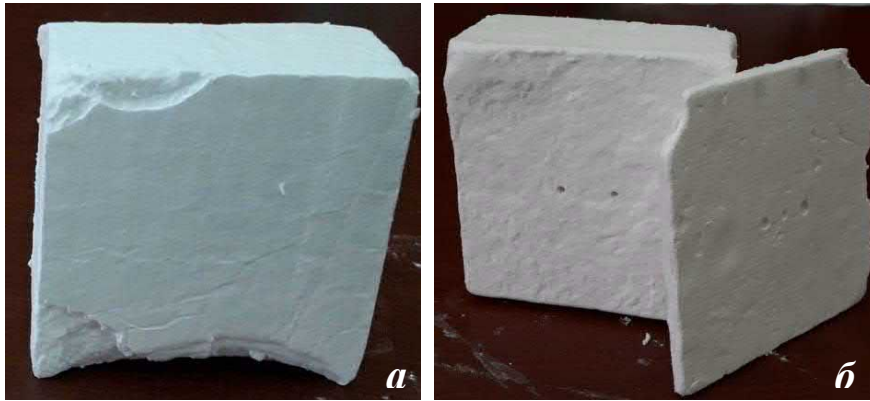


Рис. 2 Внешний вид образца теплозащитного материала ВТИ-17 после термообработки в течение 2 часов в фокусе БСП

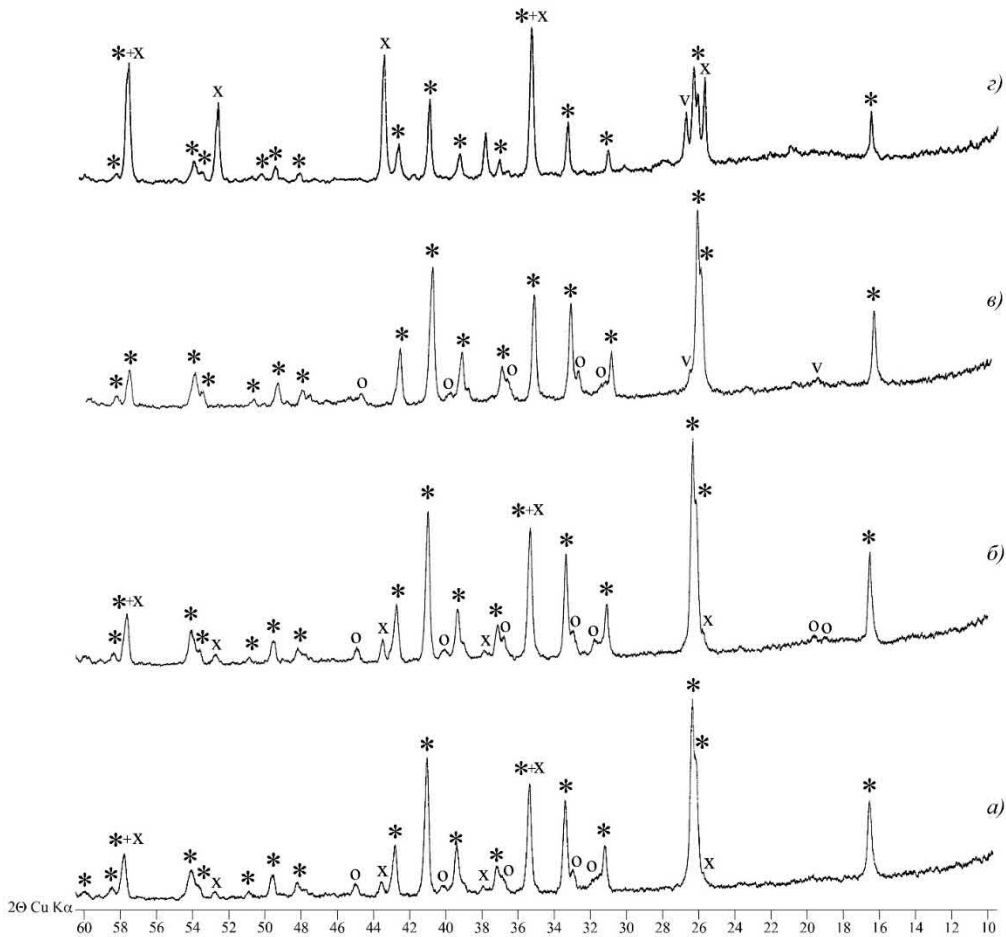


Рис. 2 Дифрактограмма керамического композиционного теплозащитного материала ВТИ-17

а) исходный образец

б) образец, термообработанный при  $T = 1200^\circ\text{C}$  (тыльная сторона)

в) образец, термообработанный при  $T = 1500 - 1700^\circ\text{C}$  (фронтальная сторона)

г) образец, термообработанный при  $T = 1850 - 1900^\circ\text{C}$  (фронтальная сторона)

\* – муллит  $3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$ , o –  $\delta\text{-Al}_2\text{O}_3$ , X –  $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$ , v –  $\alpha\text{-SiO}_2$

Микроструктура образцов изучалась методом сканирующей электронной микроскопии на микроскопе SEM EVO MA10 Carl Zeiss (рис. 3). По данным сканирующей электронной микроскопии структура материала с тыльной стороны образца осталась неизменной и характеризуется наличием значительного количества неволокнистых включений (рис. 3 б). При этом длина волокон колеблется в пределах от 50 до 200 мкм, а диаметр основного количества волокон распределен в интервале от 1 до 3 мкм. Структура поверхности, не попавшая в зону оплавления, свидетельствует о частичном спекании материала при сохранении в целом волокнистой структуры. Наблюдается частичная деформация волокон и частичное спекание волокон друг с другом, также можно говорить об общем уплотнении структуры материала, что характерно для температуры 1700 – 1800<sup>o</sup>C (рис. 3 в). Образование структуры в зоне оплавления, видимо, вызвано плавлением волокон с образованием расплава и последующей его кристаллизацией после прекращения высокотемпературного воздействия. Короткое время кристаллизации при резком снижении температуры привело к образованию крупных зерен муллита  $3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$  со слабой степенью огранки, кристаллов  $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$  и небольшого количества кристаллов  $\alpha\text{-SiO}_2$  (рис. 3 г).

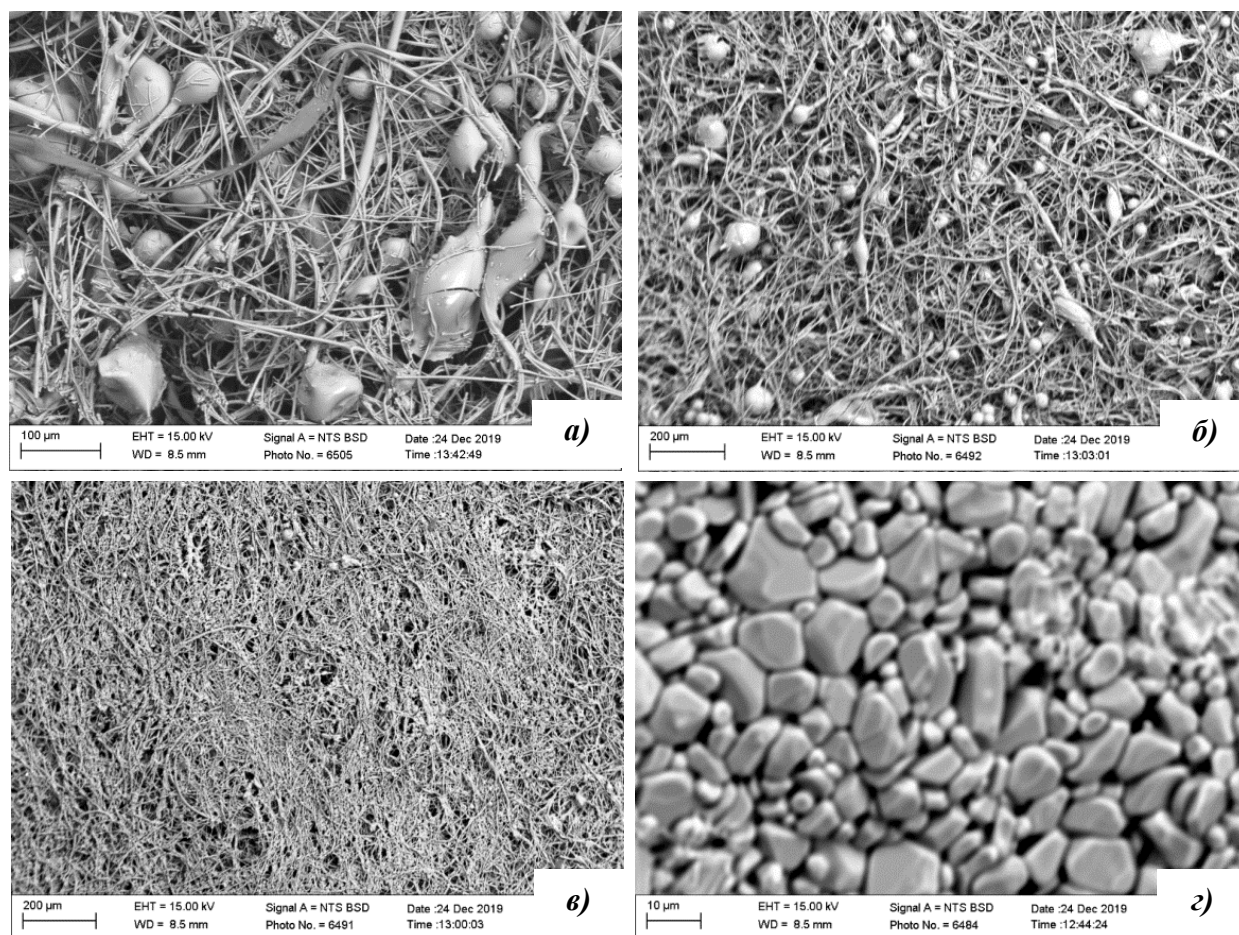


Рис. 3 Микроструктура термообработанного теплозащитного материала ВТИ-17

а) исходный образец,  $\times 150$

б) тыльная сторона, термообработанная при  $T = 1200^{\circ}\text{C}$ ,  $\times 70$ ;

в) спеченная часть фронтальной поверхности,  $T = 1500 - 1600^{\circ}\text{C}$ ,  $\times 70$ ;

г) плавная часть фронтальной поверхности,  $T = 1850 - 1900^{\circ}\text{C}$ ,  $\times 1000$

Предположительно, температура на поверхности образца была близка к температуре плавления муллита 1850<sup>o</sup>C, что при прекращении воздействия температуры и быстрой кристаллизации не позволило образоваться классическим огранённым игольчатым кристаллам муллита. Возможно, что еще одной причиной кристаллизации в виде слабо ограненных неправильной формы зерен явилась нестехиометричность муллита, наличие микропримесей и дополнительных фаз в результате разложения муллита. Следует отметить, что сохранилось незначительное количество волокон, некоторые из них вплавлены в кристаллическую поверхность



материала. Сохранились неволокнистые включения, не изменившие свою форму, судя по виду поверхности неволокнистых включений, произошло частичное оплавление поверхностного слоя.

#### **4. Заключение**

Из проведенных нами исследований по испытанию теплозащитного ККМ ВТИ-17 на воздействие концентрированного потока солнечной энергии в условиях сильно неоднородного теплового и светового можно сделать вывод о том, что данный материал сохраняет свои свойства при длительной экспозиции вплоть до температур 1600 – 1700<sup>0</sup>С за счет образования стабильной структуры муллита и  $\alpha$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. При термоударе выше 1800<sup>0</sup>С образцы испытывают деформацию и плавятся с частичным разложением муллита, теряя свои физико-механические и теплоизоляционные свойства.

Работа выполнена в рамках российско-узбекского гранта № MRU-FA-18/2017 «Исследование поведения керамического композиционного материала на основе тугоплавких оксидов, изменение его структуры и морфологии в условиях сильно неравновесного температурного и светового поля» при поддержке Министерства инновационного развития Республики Узбекистан и Российского Фонда Фундаментальных исследований.

#### **Список литературы:**

1. Гращенков Д.В., Чурсова Л.В., 2012. Стратегия развития композиционных и функциональных материалов. Авиационные материалы и технологии. № S. С. 231 – 242. DOI: 10.18577/2071-9140-2017-0-S-264-271.
2. Луговой А.А., Бабашов В.Г., Карпов Ю.В., 2014. Температуропроводность градиентного теплоизоляционного материала. Труды ВИАМ: электрон. науч.-технич. журн. № 2. Ст. 02. <http://viam-works.ru/ru/articles?year=2014&num=2> DOI: 10.18577/2071-9140-2017-0-S-264-271.
3. Гращенков Д.В., Евдокимов С.А., Жестков Б.Е., Солнцев С.Ст., Штапов В.В., 2017. Исследование термохимического потока воздушной плазмы на высокотемпературный керамический композиционный материал. № 2 (47). С. 31 – 40. DOI: 10.18577/2071-9140-2017-0-S-264-271.
4. Бабашов В.Г., Сулейманов С.Х, Скрипачев С.Ю., Басаргин О.В., Люлюкина Г.Ю., 2019. Фазовые превращения в высокотемпературных волокнистых материалах в результате воздействия неравновесного температурного и светового потока. Стекло и керамика. № 10. С. 14 – 22. <http://www.glass-ceramics.ru/archive.php>
5. T.T. Riskiev and Sultan K.H. Suleimanov, 1991. Double mirror polyheliostat solar furnace of 1000 kW thermal power. Solar Energy materials. V. 24. P. 625 – 632. DOI: 10.1016/0165-1633(91)90096-4
6. Каблов Е.Н., Щетанов Б.В., Ивахненко Ю.А., 2013. Перспективные армирующие высокотемпературные волокна для металлических и керамических композиционных материалов. Труды ВИАМ: электрон. науч.-технич. журн. № 2. Ст. 05. <http://viam-works.ru/plugins/content/journal/uploads/articles/pdf/8.pdf>

## УПРОЧНЕНИЕ БАНДАЖНОЙ СТАЛИ КОНЦЕНТРИРОВАННЫМ ПОТОКОМ ЭНЕРГИИ

Сулейманов С.Х.<sup>1</sup>, Набиев Э.С.<sup>2</sup>, Джанклич М.У.<sup>1</sup>, Кулагина Н.А.<sup>1</sup>, Арушанов Г.М.<sup>1</sup>, Амиров Ш.Ё.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт материаловедения НПО «Физика-Солнце» Академии наук Республики Узбекистан  
Ташкент, 100084, Узбекистан, [sultan.suleimanov@gmail.com](mailto:sultan.suleimanov@gmail.com) (2 Б, ул. Чингиза Айтматова, Ташкент, 100084, Узбекистан)

<sup>2</sup>Ташкентский институт инженеров железнодорожного транспорта  
Ташкент, 100167, Узбекистан, [nes.2406@mail.ru](mailto:nes.2406@mail.ru) (д. 1, ул. Адылходжаева, 100167, Узбекистан)

### Аннотация

Уязвимым местом подвижного железнодорожного состава являются гребни бандажей локомотивных и вагонных колес, которые определяют устойчивость и равномерность хода железнодорожного состава. Для решения этой проблемы перспективной представляется упрочняющая термическая обработка гребней бандажей железнодорожных колес концентрированным потоком энергии с последующей закалкой в воду. Этот метод позволяет провести поверхностное упрочнение и получить заданную микроструктуру стали, которая обеспечивает необходимую поверхностную твердость. Эксперименты по упрочнению бандажной стали проводились с использованием солнечной печи и многосопловых газовых горелок. Определена температурная область 810 – 880<sup>0</sup>С, при закалке от которой образуется структура мелкоигльчатого мартенсита с небольшим количеством остаточного аустенита и достигается максимальная твердость бандажной стали 58–64 HRC. Для получения оптимальной микроструктуры с необходимой твердостью на рабочей поверхности гребня колеса рекомендуется произвести закалку при температуре 810 – 880<sup>0</sup>С с последующим отпуском от 500 до 600<sup>0</sup>С. При таком режиме термообработки появляется возможность получить в упрочненном слое бандажа структуру мелкоигльчатого отпускаемого мартенсита с отдельными участками бейнита со средней твердостью HRC 40 (HB 385).

**Ключевые слова:** поверхностное упрочнение, бандажная сталь, концентрированный поток энергии, многосопловые газовые горелки, температура термообработки, твердость, микроструктура.

### 1. Введение

Одной из важных проблем железнодорожного транспорта является преждевременный боковой износ гребней бандажей локомотивных колес на кривых участках пути [1, 2, 3]. В процессе движения подвижного состава возникает как адгезивный, так и абразивный износ трибопары *колесо-рельс*. Интенсивность бокового износа бандажей колес зависит, в первую очередь, от: загруженности зоны контакта; скоростей относительного проскальзывания колеса, определяемых углами набегания колесных пар на рельсы; температуры в зоне контакта; наличия и свойств третьего тела в этой зоне [4, 5].

Перспективным направлением решения этой проблемы представляется упрочняющая термическая обработка рабочей поверхности концентрированным потоком энергии, сущность которой состоит в высокоскоростном нагреве поверхностного слоя металла и быстром его охлаждении в результате передачи тепла в глубинные слои материала детали. Это позволяет получить необходимую структуру закаленного слоя, улучшить физико-механические свойства поверхности металла, повысить срок службы деталей и снизить стоимость их ремонта.

Скорость нагрева влияет на размер рекристаллизованного зерна, так как с ее увеличением число центров рекристаллизации растет быстрее, чем скорость роста центров. Это приводит к измельчению зерна. Кратковременное пребывание стали в области закалочных температур и протекание фазовых превращений при температурах, превышающих равновесные, приводят к получению механических свойств, отличающихся от свойств стали, закаленной с нагревом от традиционных источников теплоты [6, 7].

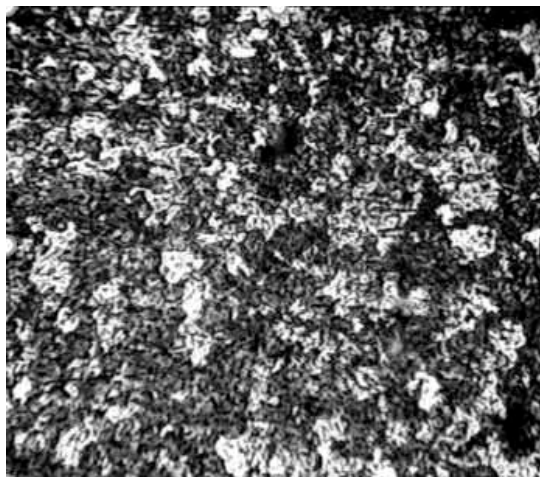
**2. Методы исследования:** термообработка с помощью концентрированного потока солнечной энергии и многосопловой газовой горелки, исследование микроструктуры и микротвердости закаленной бандажной стали, измерение температуры термодатчиками.

### 3. Экспериментальная часть

Солнечная печь – очень удобный инструмент для проведения исследований и термообработки с большой скоростью нагрева до высоких температур. Поэтому мы предложили провести

исследования и определить режимы закалки бандажной стали локомотивных колес на солнечной печи.

Бандажи локомотивных колес изготавливают из стали марки 4. Процентное содержание углерода в этих сталях находится в пределах от 0,57 до 0,65% и от 0,65% до 0,75% соответственно. После термической обработки (закалки с последующим отпуском) бандажи должны иметь твердость 380 – 400 НВ. Эти марки сталей относятся к доэвтектоидным с феррито-перлитной структурой (рис. 1).



*Рис. 1 Микроструктура основного материала бандажа, x1000*

В своей предыдущей работе для определения примерной температуры закалки бандажной стали мы исследовали небольшие образцы размером 2 x 2,5 см толщиной 8 – 10 мм [8]. В настоящей работе были проведены эксперименты по закалке малогабаритных и фрагментов крупногабаритных образцов бандажной стали локомотивного колеса на солнечной печи. Эксперименты проводились следующим образом. Готовили образцы под закалку различных размеров:

1. бандаж локомотивного колеса разрезали на крупные фрагменты в виде сегментов длиной до 30 см;
2. из бандажа колеса вырезали фрагменты размером 50 x 70 x 70 мм;
3. из фрагментов бандажа колеса вырезали пластины размером примерно 40 x 40 x 10 мм.

Образцы устанавливали в фокусе солнечной печи на водоохлаждаемой подложке или на огнеупорных кирпичках с подсыпкой из оксида алюминия (рис. 2).

Отработку режимов термообработки и закалки бандажной стали на солнечной печи проводили на маленьких образцах. Регистрация термических циклов при различных параметрах режима осуществлялась специальным шестиканальным электронным блоком (измерителем температуры). В качестве термоэлемента была выбрана хромель-алюмелевая термопара, данные с которой через измеритель температуры передавались на компьютер. Термопары приваривали к поверхностям образцов, в местах, подлежащих упрочнению.



*Рис. 2 Установка фрагмента бандажа локомотивного колеса для проведения эксперимента по закалке в фокусе БСП*

Время нагрева образцов составляло от 15 с для образцов небольшого размера до 30 мин для крупных фрагментов бандажной стали. Закалку проводили с принудительным охлаждением путем сбрасывания горячих образцов в воду, после чего исследовали микроструктуру обработанной поверхности и проводили измерения твердости.

На крупных образцах температура измерялась тепловизором марки Flir, который одновременно давал распределение температурного поля, и оптическим ИК пирометром Heitronics на длине волны 7,5 – 8 мкм.

Для получения оптимальной твердости, необходимой для бандажа локомотивного колеса, закалку необходимо проводить от температуры 810 – 890°C. При этом твердость составляет от 58 до 64 HRC соответственно.

Для закалки бандажа пары локомотивных колес необходимо провести исследования влияния масштабного фактора на процесс нагрева и закалки. Реально пару локомотивных колес поднять в фокус солнечной печи невозможно, т.к. пара локомотивных колес слишком большая и тяжелая (более 300 кг). Учитывая инвариантность процессов термообработки при нагреве на солнечной печи и газовыми горелками, мы для термообработки бандажей локомотивных колес в условиях ремонтных предприятий железнодорожного транспорта предложили более простой вариант создания высокотемпературного потока энергии с применением газовых горелок. Важной задачей стало изготовление специальных многосопловых наконечников для горелки.

Для закалки гребня бандажа локомотивного колеса нами разработаны 2 типа многосопловых наконечников. Первый наконечник имеет специальную кривизну, соответствующую профилю бандажа локомотивного колеса (рис. 3а). Второй наконечник выполнен в виде двух прямоугольных рядов сопел, находящихся на определенном расстоянии друг от друга в соответствии с высотой гребня бандажа (рис. 3б). Наконечники позволяют концентрировать газовое пламя в область между поверхностью катания и вершиной гребня.



Рис. 3 Многосопловые наконечники газовой горелки для закалки бандажа локомотивного колеса: а) многосопловый наконечник газовой горелки; б) двурядный многосопловый наконечник: 1 – термopа на гребне бандажа, 2 – термopа на изгибе бандажа, 3 – термopа под поверхностью катания

Изготовленные многосопловые наконечники были опробованы для закалки фрагментов бандажей локомотивных колес.

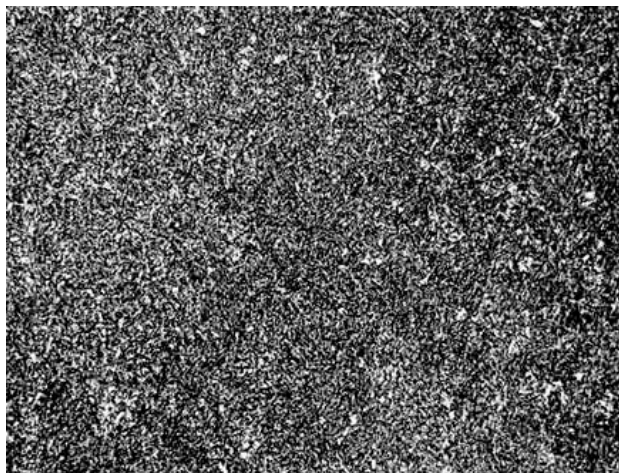
После термообработки образцы были исследованы на твердость и микроструктурные составляющие. Испытание на твердость проводили на приборе Роквелла алмазным конусом при нагрузке 150 кг. Анализ микроструктуры проводили на микроскопе Nikon Eclipse LV-100D.

Результаты металлографических исследований показали, что в образцах, поверхности которых были нагреты до 800°C, образуется структура мартенсита с кристаллами доэвтектоидного феррита.

Наличие феррита в структуре неполностью закаленной стали существенно оказывает влияние на общую твердость поверхностного слоя. В зависимости от количества остаточного феррита твердость может находиться в пределах от HRC 32 до HRC 53. Таким образом, недостаточный нагрев поверхностного слоя стали приводит к сохранению некоторого количества феррита и для его растворения в аустените температура нагрева должна быть увеличена.



Последующий нагрев стали до  $810^{\circ}\text{C}$  приводит к образованию мелкозернистой структуры аустенита, которая после закалки состоит из мелкоигльчатого мартенсита (рис. 4). При указанной температуре заканчивается фазовая перекристаллизация и полностью образуется аустенит. Полученная структура обладает оптимальным комплексом прочностных и пластичных свойств, поскольку является мелкозернистой.



*Рис. 4 Структура мелкоигльчатого мартенсита с наибольшей твердостью HRC 64,  $\times 1000$*

Дальнейшее увеличение температуры нагрева до  $880^{\circ}\text{C}$  не вызывает сильного роста зерна аустенита и приводит к образованию в структуре мартенсита с небольшим количеством остаточного аустенита (рис. 5). Экспериментальные исследования образцов бандажной стали, подвергнутые поверхностной закалке с нагревом в пределах от  $810^{\circ}\text{C}$  до  $880^{\circ}\text{C}$ , показали хорошие результаты по структурообразованию и механическим свойствам. Твердость закаленной поверхности находится в пределах от HRC 58 до HRC 64. Для получения необходимой твердости HRC 40 необходимо произвести отпуск стали при  $T = 500 - 600^{\circ}\text{C}$ , что позволит получить в упрочненном слое бандажа структуру мелкоигльчатого отпускаемого мартенсита с отдельными участками бейнита.



*Рис. 5 Структура поверхностного слоя стали после закалки при температуре  $880^{\circ}\text{C}$ ,  $\times 1000$*

Исследованиями установлено, что заметный рост зерна аустенита и образующихся после охлаждения кристаллов мартенсита возможно при температурах свыше  $890^{\circ}\text{C}$ . На рис. 6 а представлена структура перегретой стали с грубоигльчатым мартенситом и большим количеством остаточного аустенита. Результаты термообработки выявили возможность получения неоднородной структуры закалки, состоящей из мартенсита, троостита и крупных зерен феррита, как это представлено на рис. 6 б. Данная структура может образоваться при недостаточной скорости охлаждения образцов.



Рис. 6 Дефекты микроструктур:  
а) – перегрев упрочняемой поверхности; б) – неоднородная структура закалки

#### 4. Заключение

Таким образом, важной особенностью структурообразования при разрабатываемой технологии являются температурно-скоростные условия нагрева и охлаждения бандажной стали, при которых образуется мелкозернистый мартенсит с малозаметной игольчатостью. Полученные данные по структурообразованию в условиях газопламенной термообработки позволяют сделать вывод, что полную закалку бандажной стали до HRC 58 – 64 можно выполнить с нагревом поверхности до более высоких температур, а оптимальной для получения высокодисперсного мартенсита является  $T = 810^{\circ}\text{C}$ .

Для получения необходимой твердости HRC 40 на рабочей поверхности гребня колеса, контактируемого с рельсом, рекомендуется произвести закалку с последующим отпуском при  $T = 500 - 600^{\circ}\text{C}$ . При таком режиме термообработки появится возможность получить в упрочненном слое бандажа структуру мелкоигольчатого отпущенного мартенсита с отдельными участками бейнита со средней твердостью HRC 40 (HB 385).

Работа выполнена в рамках проекта ГНТП № БВ-Атех-2018-103 «Разработка технологических режимов и создание устройства для проведения термообработки и закалки специальных сталей».

#### Список литературы

1. Карпущенко Н.И., 2002. Основные причины бокового износа. Путь и путевое хозяйство. № 8. С. 4 – 5.
2. Лысюк В.С., 2002. Причины и механизм схода колеса с рельса. Проблемы износа колес и рельсов: Для инженерно-технических работников путевого хозяйства. Москва: Транспорт.
3. Карпущенко Н.И., 2005. Боковой износ рельсов и безопасность движения. Путь и путевое хозяйство. № 5. С. 9 – 11.
4. Гречнева М.В., Медведев С.И., Неживляк А.Е., 2010. Снижение бокового износа железнодорожных рельсов при помощи плазменного поверхностного упрочнения. Вестник ИрГТУ. № 6 (46). С. 29 – 34.
5. Богданов В.М., Захаров С.М., 2004. Современные проблемы системы колесо – рельс. Железные дороги мира. № 1. С. 57 – 62.
6. Чукин М.В., Полецков П.П., Алексеев Д.Ю., Бережная Г.А., Гущина М.С., 2016. Влияние плазменной резки на микроструктуру и твердость высокопрочной стали. Вестник ЮУрГУ. Серия «Металлургия». Т. 16. № 4. С. 92 – 100.
7. В.М. Салганик, П.П. Полецков, Г.А. Бережная, М.С. Гущина, Д.Ю. Алексеев, 2015. Исследование влияния температуры нагрева при закалке на механические свойства низколегированной высокопрочной стали. Производство проката. № 5. С. 32 – 37.
8. Сулейманов С.Х., Набиев Э.С., Дыскин В.Г., Джанклич М.У., Дудко О.А., Кулагина Н.А., 2019. Исследование технологических режимов упрочнения бандажной стали концентрированным потоком энергии. Computational nanotechnology. Т. 6. № 3. С. 11 – 15. DOI: <https://doi.org/10.33693/2313-223X-2019-6-3-11-15>

**Физико-технический институт  
НПО «Физика-Солнце» АН РУз**

Адрес: Чингиз Айтматов 2-Б, 100084-Ташкент.  
Тел: +998-71-2331271; Факс: +998-71-2354291  
E-mail: [ftikans@uzsci.net](mailto:ftikans@uzsci.net),  
Web: [www.fti.uz](http://www.fti.uz)



**Physical-Technical Institute  
SPA “Physics-Sun” UzAS**

Address: Chingiz Aytmatov 2-B, 100084-Tashkent.  
Tel: +998-71-2331271; Fax: +998-71-2354291  
E-mail: [ftikans@uzsci.net](mailto:ftikans@uzsci.net),  
Web: [www.fti.uz](http://www.fti.uz)