



ISSN (print) 2091-5985
ISSN (online) 2181-1946

**ЭНЕРГИЯ ВА РЕСУРС
ТЕЖАШ МУАММОЛАРИ**

**ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГО- И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ**

**PROBLEMS OF ENERGY
AND SOURCES SAVING**

№ 1

2022

Энергия ресурсларидан фойдаланиш самарадорлигини ошириш учун мамлакатимиз энергетика тизимини ислоҳ қилишимиз, бу борада аниқ стратегия ишлаб чиқишимиз лозим.
Ш.М.Мирзиёев

Для повышения эффективности использования энергоресурсов нам необходимо реформировать энергетическую отрасль страны, разработать в этом направлении конкретную стратегию.
Ш.М.Мирзиёев

In order to increase the efficiency of energy resources, we need to reform the energy system of our country and develop a clear strategy in this regard.
Sh.Mirziyoyev



ЎЗБЕКИСТОН РЕСПУБЛИКАСИ ЭНЕРГЕТИКА ВАЗИРЛИГИ
ЎЗБЕКИСТОН РЕСПУБЛИКАСИ ОЛИЙ ВА ЎРТА МАХСУС
ТАЪЛИМ ВАЗИРЛИГИ
ТОШКЕНТ ДАВЛАТ ТЕХНИКА УНИВЕРСИТЕТИ
ЭНЕРГИЯ ВА РЕСУРСЛАР ТЕЖАШ
ИЛМИЙ-АМАЛИЙ ВА ЎҚУВ МАРКАЗИ
«ЭНЕРГИЯ ТЕЖАМКОРЛИГИ ВА ҚАЙТА ТИКЛАНУВЧАН
ЭНЕРГИЯ МАНБАЛАРИ» ИЛМИЙ - ТАДҚИҚОТ ЛАБОРАТОРИЯСИ
«МУҚОБИЛ ЁҚИЛҒИ ВА ЭНЕРГИЯ КОРХОНАЛАРИ»
АССОЦИАЦИЯСИ

ISSN (print) 2091-5985
ISSN (online) 2181-1946

ЭНЕРГИЯ ВА РЕСУРС ТЕЖАШ МУАММОЛАРИ

Журнал 2002 йилда
ташкил қилинган

Йилига 4 марта
чоп этилади

2022 й. _____ №1

ТОШКЕНТ - 2022

ТАҲРИР КЕНГАШИ АЪЗОЛАРИ

Акад. А.У.Салимов (раис), акад. Р.А.Захидов (раис ўринбосари), акад. Т.Х.Насиров,
акад. Н.Р.Юсупбеков, т.ф.д., проф. С.М.Турабджанов,
т.ф.д., проф. Ж.Б.Тошов

ТАҲРИР ҲАЙЪАТИ

Бош муҳаррир: акад. Аллаев К.Р.
Бош муҳаррир ўринбосари: проф. Ситдиқов Р.А.
Илмий котиб: доц. Раҳмонов И.У.

ТАҲРИР ҲАЙЪАТИ АЪЗОЛАРИ:

ЭЛЕКТР ЭНЕРГЕТИКАСИ

т.ф.д., проф. Т.Ш. Гайибов	т.ф.д., проф. А.Н. Назарычев (Россия)
т.ф.д., проф. А.Д. Таслимов	т.ф.д., проф. М.Ш. Мисриханов (Россия)
т.ф.д., проф. М.К. Бобожанов	т.ф.д., проф. М. Колцун (Словакия)
т.ф.д., проф. М.И. Ибадуллаев	проф. Christian Kreischer (Германия)

ИССИҚЛИК ВА АТОМ ЭНЕРГЕТИКАСИ

т.ф.д., проф. Р.П. Бобоҳаджаев	ҚР МФА акад. Б.К. Алияров (Қозоғистон)
т.ф.д., проф. Ё.С. Аббосов	ҚР МФА акад. С.А. Кешуов (Қозоғистон)
т.ф.д., проф. И.И. Садыков	т.ф.д., проф. Ж.С. Абдимуратов (Қозоғистон)
PhD, доц. Ш.Ш. Абдумаликов	БелР МФА акад. А.А. Михалевич (Белорусия)

ЭНЕРГИЯ САМАРАДОРЛИГИ ВА ЭНЕРГИЯНИ ТЕЖАШ

т.ф.д., проф. Ф.А. Хошимов	т.ф.д., проф. Н.Ш. Чемборисова (Россия)
т.ф.д., проф. О.Х. Ишназаров	т.ф.д., проф. Н.Л. Новиков (Россия)
т.ф.д., проф. Н.Б. Пирматов	проф. Ekkehard Bolte (Германия)
т.ф.д., проф. Х.М. Муратов	проф. Wilfrid Hofmann (Германия)

МУҚОБИЛ ВА ҚАЙТА ТИКЛАНУВЧИ ЭНЕРГИЯ МАНБАЛАРИ

т.ф.д., проф. Г.Н. Узатов	PhD, проф. Kyubock Lee (Жанубий Корея)
т.ф.д., проф. Н.Р. Авезова	т.ф.д., проф. Ж.О. Титова (Россия)
т.ф.д., проф. А.М. Мирзабаев	PhD, проф. Rhee Young Woo (Жанубий Корея)
т.ф.д., доц. И.А. Юлдошев	проф. Peter Schegner (Германия)

НЕФТЬ ВА ГАЗ. ЁҚИЛҒИ РЕСУРСЛАРИ

т.ф.д., проф. Н.С. Махмудов	т.ф.д., проф. А.Ф. Максименко (Россия)
т.ф.д., проф. У.С. Назаров	т.ф.д., проф. Ф.Г. Жағфаров (Россия)
т.ф.д., проф. Ф.Я. Умаров	т.ф.д., проф. И.Г. Кантаржи (Россия)
к.т.н., доц. И.Х. Халисматов	PhD, доц. А.С. Кулиев (Россия)

ЭКОЛОГИЯ ВА СУВ ЭНЕРГЕТИКАСИ МУАММОЛАРИ

т.ф.д., проф. М.М. Мухаммадиев	PhD, проф. Lee Young-Seak (Жанубий Корея)
т.ф.д., проф. Б.М. Турсунов	т.ф.д., проф. Д.С. Ахметбаев (Қозоғистон)
т.ф.д., проф. О.Я. Гловацкий	т.ф.д., проф. В.А. Хохлов (Россия)
т.ф.д., проф. Б.У. Уришев	PhD, проф. Namgee Jung (Жанубий Корея)

*Таҳририят манзили: 100095, Тошкент ш., Университет кўчаси, 2, ТошДТУ, ЭФ биноси,
220-хона. Тел. +99871-246-08-04; E-mail: tstu_energy@list.ru*

*Журнал Тошкент шаҳар Матбуот ва ахборот бошқармаси рўйхатиغا олинган
2007 йил 12 январ, 02-0044 гувоҳнома, ISSN 2091-5985 (print) ISSN (online) 2181-1946.*

МУНДАРИЖА

ЭЛЕКТР ЭНЕРГЕТИКАСИ

К.Р. Аллаев. Ўзбекистон энергетика тизимига қайта тикланувчи энергия манбаларини интеграциялаш масаласи.	11
Х.А. Шамсиев, Б.Х. Шамсиев. Марказий Осиё Бирлашган энергетика тармоғида блэкаутнинг сабоқлари.	29
Т.Ш. Гайибов, Э.А. Абдуллаев. Фотоэлектр станция ва дизел генераторига эга бўлган автоном электр тизимининг суткалик иш ҳолатини оптималлаш.	38
Ж.О. Обиджонов. Ўзбекистонда электр энергиясини ҳисобга олиш ва назорат қилишнинг автоматлаштирилган тизимини жорий этиш жараёнлари ва олинаётган натижалар.	51
А.Д. Таслимов, А.А. Юлдашев, Ф.М. Рахимов, А.Н. Султонов. Саноат корхоналари электр таъминоти тизими элементларининг техник-иқтисодий моделларини ишлаб чиқиш.	56
Қ.Г. Абидов, К.С. Дададжанов. Электромагнит тизими ишчи валининг математик модели.	65
Х.З. Назирова. Электр энергиядаги юклама йўқотишларини эҳтимоллий-статистик усул бўйича ҳисоблаш.	74
ИССИҚЛИК ВА АТОМ ЭНЕРГЕТИКАСИ	
Э. К. Матжанов, З. М. Ахрорхўжаева. Куёш-ёқилғи гибрид электр станцияларнинг иссиқлик тежамкорлик кўрсаткичлари.	82
ЭНЕРГИЯ САМАРАДОРЛИГИ ВА ЭНЕРГИЯНИ ТЕЖАШ	
А.С. Бердышев. Атроф муҳитда энергиянини ҳаракатланиш қонуни ва ундан истеъмолчиларда энергия тежаш масалаларини ечишда фойдаланиш.	95
МУҚОБИЛ ВА ҚАЙТА ТИКЛАНУВЧИ ЭНЕРГИЯ МАНБАЛАРИ	
Н.Р. Авезова, Э.Ю. Рахимов, Н.Н. Далмуратова, Д.У. Абдухамидов. Ўзбекистонда ўтган 40 йил давомида иситиш даври градусо-сутка кўрсаткичларининг ўзгариш динамикаси.	108
М.Н. Турсунов, Х. Сабилов, Т.З. Ахтамов, М. Эшматов, А. Жанузак. Қишлоқ аҳолиси учун кўчма кўп функционалли фотоиссиқлик қурилмаси.	119
ЭКОЛОГИЯ ВА СУВ ЭНЕРГЕТИКАСИ МУАММОЛАРИ	
Б.У. Уришев. Насос напор характеристиксини аниқлашнинг янги услубияти.	127
Б.М. Турсунов, Ф.М. Махаммадиев. Гидроэлектростанциянинг электр энергиясини ишлаб чиқаришда оқимни ташкил этувчи ва атмосфера омилларини таъсирини тадқиқ қилиш.	136
ХАБАРЛАР	
М. Хакимов. Электр энергиясини тақсимлашда энергия самарадорлигини ошириш муаммолари ва уларни ечиш йўллари.	144
ВЫДАЮЩИЕСЯ УЧЕНЫЕ УЗБЕКИСТАНА	
Р.Р. Авезов. Профессор Авезов Раббанакул Рахмонович туғилганлигининг 80 йиллиги муносабати билан.	151
БИЗНИНГ ЮБИЛЯРЛАР	
Ф.А. Хошимов (75 ёшлигига)	154

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ И
УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ
«ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ»
АССОЦИАЦИЯ «ПРЕДПРИЯТИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ
ТОПЛИВА И ЭНЕРГИИ»

ISSN (print) 2091-5985
ISSN (online) 2181-1946

ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ

Журнал основан
в 2002 году

Издаётся 4 раза
в год

2022 г.

№ 1

ТАШКЕНТ - 2022

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Академик А.У.Салимов (председатель), акад. Р.А.Захидов (заместитель председателя),
акад. Т.Х.Насиров, акад. Н.Р.Юсупбеков, д.т.н., проф. С.М.Турабджанов,
д.т.н., проф. Ж.Б.Тошов

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор: акад. Аллаев К.Р.
Заместитель главного редактора: проф. Ситдииков Р.А.
Ученый секретарь: доц. Рахмонов И.У.

ЧЛЕНЫ РЕДАКЦИОННОЙ КОЛЛЕГИИ:

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

д.т.н., проф. Гайибов Т.Ш. д.т.н., проф. Назарычев А.Н. (Россия)
д.т.н., проф. Таслимов А.Д. д.т.н., проф. Мисриханов М.Ш. (Россия)
д.т.н., проф. Бобожанов М.К. д.т.н., проф. Колшун М. (Словакия)
д.т.н., проф. Ибадуллаев М.И. проф. Christian Kreischer (Германия)

ТЕПЛО - И АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

д.т.н., проф. Бобоходжаев Р.П. акад. НАН РК Алияров Б.К. (Казахстан)
д.т.н., проф. Аббосов Ё.С. акад. НАН РК Кешуов С.А. (Казахстан)
д.т.н., проф. Садыков И.И. д.т.н., проф. Абдимуратов Ж.С. (Казахстан)
PhD, доц. Абдумаликов Ш.Ш. академик НАН РБ Михалевич А.А. (Белорусия)

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

д.т.н., проф. Хошимов Ф.А. Чемборисова Н.Ш. (Россия)
д.т.н., проф. Ишназаров О.Х. Новиков Н.Л. (Россия)
д.т.н., проф. Пирматов Н.Б. проф. Ekkehard Volte (Германия)
д.т.н., проф. Муратов Х.М. проф. Wilfrid Hofmann (Германия)

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

д.т.н., проф. Узаков Г.Н. PhD, проф. Kuubock Lee (Южная Корея)
д.т.н., проф. Авезова Н.Р. д.т.н., проф. Титова Ж.О. (Россия)
д.т.н., проф. Мирзабаев А.М. PhD, проф. Rhee Young Woo (Южная Корея)
д.т.н., доц. Юлдошев И.А. проф. Peter Schegner (Германия)

НЕФТЬ И ГАЗ. ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ

д.т.н., проф. Махмудов Н.С. д.т.н., проф. Максименко А.Ф. (Россия)
д.т.н., проф. Назаров У.С. д.т.н., проф. Жагфаров Ф.Г. (Россия)
д.т.н., проф. Умаров Ф.Я. д.т.н., проф. Кантаржи И.Г. (Россия)
к.т.н., доц. Халисмаев И.Х. PhD, доц. Кулиев А.С. (Россия)

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ

д.т.н., проф. Мухаммадиев М.М. PhD, проф. Lee Young-Seak (Южная Корея)
д.т.н., проф. Турсунов Б.М. д.т.н., проф. Ахметбаев Д.С. (Казахстан)
д.т.н., проф. Гловацкий О.Я. д.т.н., проф. Хохлов В.А. (Россия)
д.т.н., проф. Уришев Б.У. PhD, проф. Namgee Jung (Южная Корея)

Адрес редакции: 100095, г. Ташкент, ул. Университетская, 2, ТашГТУ, корпус ЭФ,
ком. № 220. Тел. +99871-246-08-04; E-mail: tstu_energy@list.ru

*Журнал зарегистрирован в Управлении печати и информации г. Ташкента 12. 01. 2007
года, регистрационное свидетельство № 02-0044, ISSN 2091-5985 (print),
ISSN (online) 2181-1946.*

СОДЕРЖАНИЕ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

К.Р. Аллаев. К вопросу интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему Узбекистана.	11
Х.А. Шамсиев, Б.Х. Шамсиев. Уроки блэкаута в ОЭС Центральной Азии.	29
Т.Ш. Гайибов, Э.А. Абдуллаев. Оптимизация суточного режима автономной электрической системы, имеющей фотоэлектрическую станцию и дизельный генератор.	38
Ж.О. Обиджонов. Процессы внедрения автоматизированной системы учета и контроля электроэнергии в Узбекистане и полученные результаты.	51
А.Д. Таслимов, А.А. Юлдашев, Ф.М. Рахимов, А.Н. Султонов. Разработка технико-экономических моделей элементов систем электроснабжения промышленных предприятий.	56
Қ.Г. Абидов, К.С. Дададжанов. Математическая модель системы электромагнитного рабочего вала.	65
Х.З. Назирова. Расчет нагрузочных потерь электрической энергии вероятностно-статистическим методом.	74

ТЕПЛО И АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Э. К. Матжанов, З. М. Ахрорхўжаева. Показатели тепловой экономичности солнечно-топливных гибридных электрических станций.	82
--	----

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

А.С. Бердышев. Закон движения энергии в среде и возможность его использования при решении задач энергосбережения у потребителя.	95
--	----

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Н.Р. Авезова, Э.Ю. Рахимов, Н.Н. Далмурадова, Д.У. Абдухамидов. Динамика изменения показателей градусо-суток отопительного периода в Узбекистане за последние 40 лет.	108
М.Н. Турсунов, Х. Сабиров, Т.З. Ахтамов, М. Эшматов, А. Жанузакоев. Переносная многофункциональная фототепловая установка для сельского жителя.	119

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ

Б.У. Уришев. Новая методика определения напорной характеристики насоса.	127
Б.М. Турсунов, Ф.М. Махаммадиев. Исследование влияния потокообразующих и атмосферных факторов на выработку электроэнергии на гидроэлектростанциях.	136

СООБЩЕНИЯ

М. Хахимов. Проблемы повышения энергоэффективности при распределении электроэнергии и пути их решения.	144
---	-----

ВЫДАЮЩИЕСЯ УЧЕНЫЕ УЗБЕКИСТАНА

Р.Р. Авезов. К 80 – летию со дня рождения профессора Авезова Раббанакула Рахмоновича.	151
--	-----

НАШИ ЮБИЛЯРЫ

Ф.А. Хошимов (75 лет)	154
--	-----

**MINISTRY OF ENERGY OF THE REPUBLIC OF UZBEKISTAN
THE MINISTRY OF HIGHER AND MIDDLE EDUCATION OF
UZBEKISTAN**

**TASHKENT STATE TECHNICAL UNIVERSITY
SAVING ENERGY AND RESOURCES SCIENTIFIC-PRACTICAL AND
EDUCATIONAL CENTER**

**THE SCIENTIFIC RESEARCH LABORATORY OF "ENERGY SAVINGS
AND RENEWABLE SOURCES OF ENERGY"**

**ASSOCIATION OF ALTERNATIVE FUEL AND ENERGY
ENTERPRISES**

*ISSN (print) 2091-5985
ISSN (online) 2181-1946*

PROBLEMS OF ENERGY AND SOURCES SAVING

The magazine founded
in 2002

Printed 4 times
a year

2022 y. _____ №1

TASHKENT - 2022

EDITORIAL COUNCIL

Academician A.U. Salimov (chairman), acad. R.A. Zakhidov (deputy chairman),
acad. T.Kh. Nasirov, acad. N.R. Yusupbekov, DScTech, prof. S.M. Turabdzhanov,
DScTech, prof. Zh.B. Toshov

EDITORIAL TEAM

Chief Editor: acad. Allaev K.R.
Deputy Chief: prof. Sitdikov R.A.
Scientific Secretary Editor: docent. Rakhmonov I.U.

MEMBERS OF THE EDITORIAL COLLEGE:

ELECTRIC POWER

DSc, prof. Gayibov T.Sh. DSc, prof. Nazarychev A.N. (Russia)
DSc, prof. Taslimov A.D. DSc, prof. Misrikhanov M.Sh. (Russia)
DSc, prof. Bobozhanov M.K. DSc, prof. M. Kolcun (Slovakia)
DSc, prof. Ibadullaev M.I. prof. Christian Kreischer (Germany)

HEAT AND NUCLEAR ENERGY

DSc, prof. Bobokhadzhaev R.P. acad. NASc RK Aliyarov B.K. (Kazakhstan)
DSc, prof. Abbosov Y.S. acad. NASc RK Keshuov S.A. (Kazakhstan)
DSc, prof. Sadykov I.I. DSc, prof. Abdimuratov Zh.S. (Kazakhstan)
PhD, dots. Abdumalikov Sh.Sh. acad. NAS RB A.A. Mikhalevich (Belarus)

ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING

DSc, prof. F.A. Khoshimov DSc, prof. Chemborisova N.Sh. (Russia)
DSc, prof. Ishnazarov O.H. DSc, prof. Novikov N.L. (Russia)
DSc, prof. Pirmatov N.B. prof. Ekkehard Bolte (Germany)
DSc, prof. Muratov Kh.M. Prof. Wilfrid Hofmann (Germany)

ALTERNATIVE AND RENEWABLE ENERGY SOURCES

DSc, prof. Uzakov G.N. PhD, prof. Kyubock Lee (South Korea)
DSc, prof. Avezova N.R. DSc, prof. Titova Zh.O. (Russia)
DSc, prof. Mirzabaev A.M. PhD, prof. Rhee Young Woo (South Korea)
DSc, dots. Yuldoshev I.A. prof. Peter Schegner (Germany)

OIL AND GAS. FUEL RESOURCES

DSc, prof. Makhmudov N.S. DSc, prof. Maksimenko A.F. (Russia)
DSc, prof. Nazarov U.S. DSc, prof. Zhagfarov F.G. (Russia)
DSc, prof. Umarov F.Ya. DSc, prof. Kantarzhi I.G. (Russia)
PhD., dots. Khalismatov I.Kh. PhD, Assoc. Kuliev A.S. (Russia)

ECOLOGY AND WATER-ENERGY PROBLEMS

DSc, prof. Mukhammadiev M.M. PhD, prof. Lee Young-Seak (South Korea)
DSc, prof. Tursunov B.M. DSc, prof. Akhmetbaev D.S. (Kazakhstan)
DSc, prof. Glovatsky O. Ya. DSc, prof. Khokhlov V.A. (Russia)
DSc, prof. Urishev B.U. PhD, prof. Namgee Jung (South Korea)

The address of edition: 100095, Tashkent, University str., 2, TSTU, EF building, room 220.
Telephone: +99871-246-08-04; E-mail : tstu_energy@list.ru

The journal is registered in the Printing and Information Management of Tashkent, the registration
certificate № 02-0044 on 2007.01.12, ISSN 2091-5985 (print) ISSN (online) 2181-1946.

CONTENTS

ELECTRIC POWER

K.R. Allayev. The issues of integration of renewable energy sources into the energy system of Uzbekistan.	11
H.A. Shamsiev, B.H. Shamsiev. Blackout lessons in the UPS of Central Asia.	29
T.Sh. Gayibov, E.A. Abdullaev. Optimization of the daily mode of an autonomous electric system with a photovoltaic power plant and a diesel generator.	38
Ж.О. Obidjonov. The processes of introduction of an automated system of accounting and control of electricity in Uzbekistan and the results obtained.	51
A.D. Taslimov, A.A. Yuldashev, F.M. Rakhimov, A.N. Sultonov. Development of technical and economic models of elements of power supply systems of industrial enterprises.	56
K.G. Abidov, K.S. Dadadzhanov. Mathematical model of the electromagnetic working shaft system.	65
H.Z. Nazirova. Calculation of load losses of electric energy by the probabilistic-statistical method.	74

HEAT AND NUCLEAR ENERGY

E. K. Matjanov, Z. M. Akhrorkhujeva. Thermal efficiency data of solar-fossil hybrid power plants.	82
---	----

ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING

A.S. Berdishev. The law of energy movement in the environment and the possibilities of their use in solving energy saving problems for the consumer.	95
--	----

ALTERNATIVE AND RENEWABLE ENERGY SOURCES

N.R. Avezova, E.Yu. Rakhimov, N.N. Dalmuradova, D.U. Abduxamidov. Dynamics of changes of heating degree-day in Uzbekistan over the past 40 years.	108
M.N. Tursunov, Kh. Sabirov, T.Z. Akhtamov, M. Eshmatov, A. Januzakov. Portable multi-functional photothermal unit for a rural.	119

ECOLOGY AND WATER-ENERGY PROBLEMS

B.U. Urishev. A new method for determining the pressure characteristics of a pump.	127
B.M. Tursunov, F.M. Maxammadiev. Study of the influence of current-forming and atmospheric factors in the production of electricity from hydropower.	136

REPORTS

M. Khakimov. Problems of increasing energy efficiency in the distribution of electricity and ways to solve them.	144
--	-----

OUTSTANDING SCIENTISTS OF UZBEKISTAN

R.R. Avezov. On the 80th anniversary of the birth of Professor Avezov Rabbanakul Rakhmonovich.	151
--	-----

OUR ANNIVERSARIES

F.A. Khoshimov (75 years old).	154
--	-----

УДК 620.9

**К ВОПРОСУ ИНТЕГРАЦИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ
ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМУ УЗБЕКИСТАНА****К.Р. Аллаев**

Мақолада ўзгарувчан қайта тикланувчи энергия (ЎҚТЭ) манбаларининг Ўзбекистон энергетика тизимларига тадбиқ қилиш масалалари ўрганилган. Электр тизимидаги ҳар қандай қўшимча энергия манбаларининг пайдо бўлиши тизимли таъсирга эга бўлиб, юкланишни ўзгариши, ортиқча юкланишлар ва электр тармогининг динамик параметрларини ўзгартириш шаклида бўлади. Бундай факторлар электр энергиясининг ишлаб чиқариш ва истеъмол қилинишидаги нархларида ўз ифодасини топиши шартлиги кўрсатилган. Энергетикада ЎҚТЭнинг пайдо бўлиши, энергия тизимининг суткалик графикларида ўз ифодасини топади – бу графикларда ўзгарувчанлик ҳосил бўлади, айниқса ЎҚТЭ ўчирилгандан кейин. ЎҚТЭнинг қуввати қанча катта бўлса, тизимнинг суткалик графиги шунча кўп настуға тушади ва бу жараён диспетчерлик бошқарувга салбий таъсир кўрсатади. Электр энергетикасида тизимли қўшимча тўловлар катта тўртта қисмдан иборат бўлиши мумкинлиги кўрсатилган ва шулар қаторига қуйидагилар киради – захира (бошқариш тўловлари), истеъмолни текислаш учун тўлов, тармоқлар учун тўлов ва улаш тўловлари орқали ифодаланган. Агарда ЎҚТЭ кичик миқдорда бўлиб, қуввати электр тизимининг умумий қувватининг (5-10) % ташиқил қилса, диспетчерлик бошқарувига таъсири кам бўлади. Вахоланки, ЎҚТЭнинг қуввати (20-25) % дан ошса электр тизимининг диспетчерлик бошқарувига салбий таъсир кўрсатиши аниқланган. Ўзбекистон энергетикасида захира масаласини ечиш усуллари таклиф қилинган: гидростанциялар, суваккумулятор электростанциялари, энергия истемолини бошқариш, газ турбина ускуналари ва кичик қувватдаги иссиқлик электр станцияларининг агрегатларини ишлатиш. Ананавий аккумулятор батареялари асосида энергияни сақлаш усули Ўзбекистон электр системасида қўллаш мумкин эмас, чунки бу усул жуда қимматлиги кўрсатилган.

В статье рассматриваются вопросы интеграции переменных возобновляемых источников энергии (variable renewable energy - VRE) в энергетику Узбекистана. Проанализированы и сравнительно оценены вклады технологий генерации традиционными и переменными возобновляемыми источниками энергии в покрытие потребления энергии и мощности в энергосистеме. Появление в электрической системе любых дополнительных источников энергии будет иметь системный эффект в ви-

де колебаний нагрузки и изменений динамических параметров электрической сети. Очевидно, что эти факторы должны найти свое отражение в стоимостных показателях производства и потребления электроэнергии. В суточном графике нагрузки энергосистемы с VRE, могут появиться другие провалы, которые усиливают неравномерность графика, в периоды отключения VRE. Чем больше мощности VRE, тем больше провалы графика нагрузки, с соответствующими трудностями диспетчерского управления энергосистемой. Системные издержки часто подразделяются на четыре обширные категории: издержки на резервирование (называемые некоторыми исследователями «издержками на манёвренность» или «издержками на управляемость»), издержки на выравнивание графиков нагрузок, сетевые издержки и издержки на подключение. Показано, что интеграция малых мощностей переменчивых VRE в современные энергосистемы, в пределах (5-10) % от суммарной мощности энергосистемы, не вызывают особой проблемы управляемости ЭС. Усложнения диспетчеризации энергосистем из-за нестабильности работы VRE начинаются после достижения ими доли в (20-25) % и более от общей установленной мощности системы. Приведены приоритетные способы обеспечения резервирования в энергосистеме Узбекистана: гидростанции, гидроаккумулирующие станции, управление спросом, газотурбинные установки и маломощные агрегаты тепловых станций. Показано, что ориентация на аккумуляторное хранение энергии даже в малых объемах в качестве резервирования не приемлема из-за чрезвычайной дороговизны.

The article deals with the integration of variable renewable energy sources (RES, variable renewable energy - VRE) in the energy sector of Uzbekistan. The contributions of generation technologies by traditional and variable renewable energy sources to the coverage of energy consumption and power in the energy system are analyzed and comparatively evaluated. The appearance of any additional energy sources in the electrical system will have a systemic effect in the form of load fluctuations and changes in the dynamic parameters of the electrical network. Obviously, these factors should be reflected in the cost indicators of production and consumption of electricity. In the daily load schedule of the power system, which is uneven with dips, when VRE is added to its composition, other dips may appear that increase the irregularity of the schedule during periods of RES shutdown. The larger the VRE power, the greater the dips in the load curve, with the corresponding difficulties in supervisory control of the power system. System costs often fall into four broad categories: redundancy costs (called "agility costs" or "management costs" by some researchers), load balancing costs, network costs, and connection costs. It is shown that the integration of small capacities of variable RES into modern power systems, within (5-10)% of the total power of the power system, does not

cause a particular problem of ES controllability. Complications in the dispatching of power systems due to the instability of the operation of renewable energy sources begin after they reach a share of (20-25)% or more of the total installed capacity of the system. The priority methods for ensuring redundancy in the energy system of Uzbekistan are given: hydroelectric power stations, pumped storage stations, demand management, gas turbine installations and low-power units of thermal stations. It is shown that the focus on battery storage of energy, even in small volumes, as a backup is not acceptable, due to the extreme high cost.

1. Общая характеристика проблемы. В последние десятилетия наблюдается беспрецедентный рост мощностей переменных VRE, в частности, двух технологий генерации электроэнергии - солнечной фотоэлектрической (PV) и ветровой - с соответствующими глобальными долями 4% и 7% установленных мощностей в мире в 2020 году, и среднегодовым приростом в 27% и 13% за последние 5 лет [1,10, 12, 13].

Масштабный переход к VRE и их внедрение в современные энергосистемы, в целом приводят к возрастанию системных затрат, так как стохастическая выработка электроэнергии, при использовании энергии Солнца и ветра, требует создания резервных генерирующих и/или накопительных мощностей [3].

В суточном графике нагрузки энергосистемы являющимся неравномерным с провалами, при добавлении в ее состав VRE, могут появиться другие провалы, что усиливает неравномерность графика в периоды отключения VRE. Чем больше мощности VRE, тем больше провал графика нагрузки, с соответствующими трудностями диспетчерского управления энергосистемой [5]. Например, более глубокий провал суточного графика нагрузки требует более резкого подъема, когда солнце садится, что часто бывает сделано с использованием станций, работающих на ископаемом топливе [17].

Существует ряд методов, с помощью которых можно решать вопрос выравнивания графика нагрузки энергосистемы при наличии в ее составе VRE [5]:

- увеличение резерва мощности и энергии в энергосистеме;
- расширение и усиление сетей;
- управление спросом;
- хранение энергии.

Несвоевременное и нерациональное решение вопросов сложного процесса интеграции VRE в энергосистемы может поставить под угрозу надежность энергосистемы. Здесь примером могут быть процессы, происходящие в энергосистемах мира с VRE, например, в Калифорнии (США) и Англии [1,11,12].

Проблема интеграции VRE в энергосистемы комплексна – здесь взаимосвязаны технические, финансовые, организационные, правово-нормативные, социальные и другие вопросы. Наиболее важными также являются доля VRE в общем энергобалансе страны, наличие резервов мощности и энергии в энергосистеме, типы источников VRE и их обеспеченность потенциалом энергии (диапазон изменения скоростей ветра в данной местности и инсоляция солнечной энергии) и др.

Интеграция VRE в энергетические системы включает в себя планирование, разработку и внедрение технологий со стороны предложения и спроса, создание инфраструктуры, наличия рынков и соответствующей нормативно-правовой базы для более широкого использования возобновляемых источников энергии во всех секторах конечного использования, обеспечивая при этом устойчивые, безопасные, адекватные, надежные и доступные энергетические услуги [18].

На рис. 1 приведены изменения суточного графика нагрузки энергосистемы Калифорнии (США) с учетом внедрения переменных VRE.

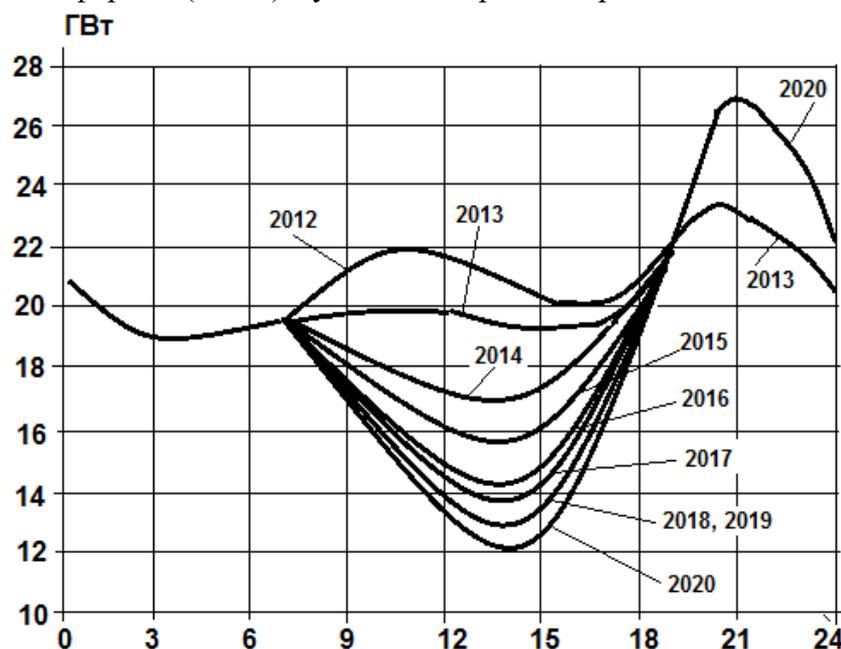


Рис. 1. Изменение суточного графика нагрузки энергосистемы Калифорнии с учетом внедрения переменных VRE [6]

Из рисунка видно, что с каждым годом, по мере увеличения в энергобалансе доли VRE, растет пиковое потребление, происходит разуплотнение графика нагрузки [6]. При этом появление новых переменных VRE увеличивает глубину провала суточного графика нагрузки с 2013 по 2020

годы примерно с 20 ГВт до 12 ГВт (провал более 40%), что представлял определенные трудности не только для диспетчеров энергосистемы, но и для генераторов работающих в базе графика (ТЭС, АЭС).

Традиционно при управлении энергосистемой стараются минимизировать расходы на дорогостоящую пиковую генерацию, для выработки которой используются ГЭС или ГАЭС, а в случае их отсутствия используется вращающаяся резервная мощность системы. Следовательно, при наличии VRE мощность резервирования должна увеличиваться и экономические показатели энергосистемы ухудшаются, ввиду дополнительных затрат на резервное топливо [5].

Сказанное выше можно полностью отнести к энергосистемам Узбекистана и СНГ, в которых, имеются дополнительные факторы, которые нельзя не учитывать. Главная особенность объединенной энергосистемы (ОЭС) заключается в централизованном регулировании частоты выделенными электростанциями энергосистемы и наличие резерва для этого, в отличие от западных энергосистем, где используется децентрализованное регулирование частоты с участием всех энергоблоков [23]. С этой точки зрения и необходимо рассмотреть системную аварию, которая произошла 25.01.2022 в ОЭС ЦА,

3. Влияние возобновляемых источников энергии на системные издержки. Необходимо отметить, что использование переменных возобновляемых источников энергии, таких как ветровая и фотоэлектрическая солнечная энергия, влечёт за собой ряд дополнительных издержек для всей энергосистемы, которые **называются системными издержками** [25].

Системные издержки энергосистемы (system cost) - выраженные в ценностных измерителях (долларах, сумах и др), текущие затраты на производство электро- и теплоэнергии делятся на **постоянные** (на содержание оборудования, арендные платежи и т.д.) и **переменные составляющие**, обычно пропорциональные объему выработанной электро- и теплоэнергии (на приобретение материалов и сырья, заработную плату и др.) и делятся на **четыре категории, которые составляют основную часть системных издержек и они детально рассмотрены в [1,26].**

В работе [28] отмечается, что при внедрении переменных VRE надо исходить из «**системной ценности**» (**SV — system value**) вырабатываемой ими электроэнергии, а не только **LCOE - средней расчётной себестоимости производства электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла электростанции.** То есть надо исходить из общей пользы, получаемой при добавлении в энергосистему солнечной или ветровой генерации.

На рис. 2 приведены сравнительные данные системных издержек на уровне электрической сети для некоторых технологий генерации электроэнергии с уровнями замещения VRE в 10 % и 30 %.

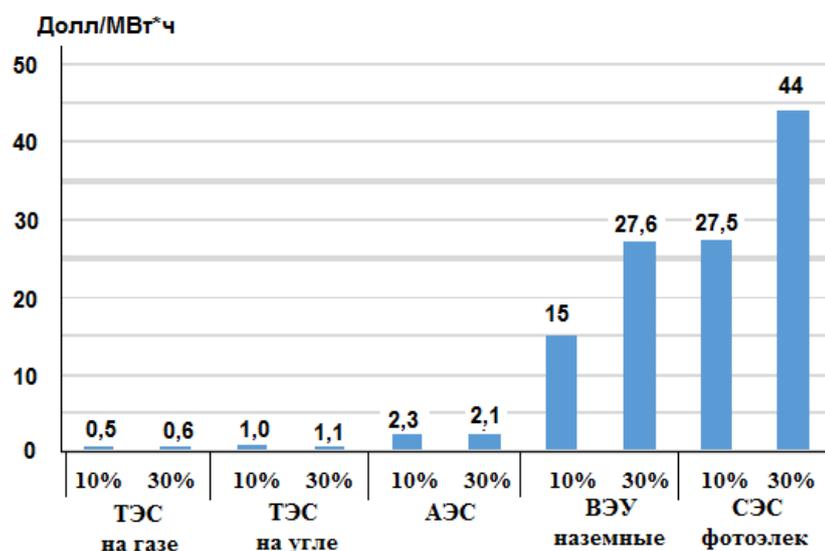


Рис. 2. Системные издержки на уровне электрической сети для некоторых технологий генерации электроэнергии с уровнями замещения VRE в 10 % и 30 % [4]

Приведенные данные показывают усреднённые значения системных затрат для различных технологий производства электроэнергии и необходимость тщательного анализа влияния переменных VRE не только на режим электрической системы, но и на технико-экономические параметры электрической системы.

Системные издержки характерны для всех технологий, но объём данных затрат для атомных и других традиционных электростанций **на порядок ниже издержек**, обусловленных переменными возобновляемыми источниками энергии, что видно из приведенного рисунка [4].

В то же время в традиционной энергосистеме (без VRE) **дополнительные системные издержки равны нулю**, поскольку проблема изменчивости отсутствует, весь объём электроэнергии вырабатывается традиционными технологиями на базе ТЭС, АЭС и ГЭС, предусматривающими возможность диспетчерского управления [24,27].

При 10% доле генерации на ветровых и фотоэлектрических солнечных электростанциях системные издержки находятся в диапазоне менее (10-30) долл/МВт·ч электроэнергии, вырабатываемой переменных VRE. При 30% доле ветровых и фотоэлектрических солнечных электростанций в энергобалансе энергосистемы, эти издержки составляют около (27-45) долл/МВт·ч электроэнергии, вырабатываемой переменных VRE. При 50% доле генерации ветровых и фотоэлектрических солнечных электростанций системные издержки увеличиваются более чем 50 долл/МВт·ч элек-

троэнергии, в зависимости от наличия в энергосистеме ресурсов манёвренности в виде межсистемных связей и управляемых гидроэнергетических источников.

Необходимо отметить, что подобная оценка хотя подразумевает некоторую степень неопределённости, порядок величин издержек даёт представление о ее значимости при принятии решений по проектированию и строительстве переменных VRE, что весьма важно в условиях Узбекистана, где разворачивается широкомасштабное внедрение переменных VRE.

Обобщая, можно отметить, что **суммарные издержки энергосистемы при наличии переменных VRE 10%, 30%, 50%, 75% могут вырасти в пределах 5%, 22%, 55%, 91%, по сравнению с базовым сценарием соответственно [1,24].**

Важнейшими категориями системных издержек, связанных с использованием переменных VRE, являются повышенные издержки на распределение и передачу вследствие малого размера электростанций и отдалённости от центров нагрузки, издержки на выравнивание нагрузок для обеспечения готовности к непредсказуемым изменениям скорости ветра и интенсивности солнечного излучения, а также, что более важно, возможные издержки на обеспечение надёжности снабжения остальной части системы в периоды полной или частичной невозможности использования ветровой и солнечной энергии.

В будущих электроэнергетических системах потребуется сочетать все доступные технологии низкоуглеродного производства электроэнергии: генерацию на основе ядерной, ветровой и фотоэлектрической солнечной энергии, а также гидроэнергии и, возможно, энергии ископаемого топлива, сопровождающуюся улавливанием, использованием и хранением углекислого газа для того, чтобы страны могли достичь стоящих перед ними экологических целей наиболее экономически эффективным образом.

4. Возобновляемая энергетика Узбекистана. Стратегическое развитие электроэнергетического комплекса Узбекистана будет **основано на совместном применении (симбиозе) возобновляемой и атомной энергетики**, глубокой переработке углеводородов и производстве водорода, разработке сланцевых месторождений и их применении в энергетике республики, при интенсификации методов повышения энергоэффективности производства и их использовании в отраслях экономики государства [1].

В настоящее время основным источником генерации в Узбекистане являются 11 ТЭС, в том числе 3 ТЭЦ. На 01.01.2021 года суммарная установленная мощность электростанций Узбекистана составила 15,1 млн кВт, в том числе ТЭС – 13,3 млн кВт, ГЭС – 1,8 млн. кВт.

Министерством энергетики Узбекистана на период 2020-2030 годы, предусматривается реализация крупных инвестиционных проектов по

увеличению генерирующих мощностей со строительством новых энергоблоков суммарной мощностью более 29,5 ГВт (на общую сумму около 35 млрд. долларов), с выработкой более 120 млрд. кВт·ч электроэнергии, с выводом из эксплуатации морально и физически устаревших энергоблоков на тепловых электростанциях общей мощностью 6,4 ГВт; совершенствование системы учёта электроэнергии, диверсификации топливно - энергетических ресурсов с расширением использования VRE [30].

На рис. 3 приведен прогноз роста установленной мощностей энергосистемы Узбекистана.

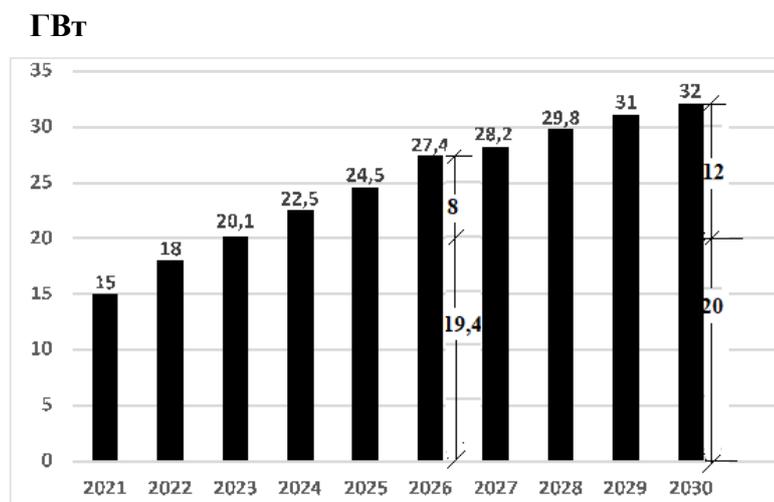


Рис. 3. Прогноз роста установленных мощностей источников электроэнергии в энергосистеме Узбекистана (расчет автора)

На рис. 5. выделены значения установленных мощностей VRE энергосистемы Узбекистана в 2026 и 2030 годах, соответственно: 8 ГВт (29,2% от установленной) и 12 ГВт (37,5%), а оставшаяся часть состоит из суммарных мощностей ТЭС, ГЭС. К данным 2030 года можно добавить в качестве постоянной составляющей мощность АЭС.

К 2030 году планируется обеспечить генерацию более 25% электроэнергии в стране за счёт возобновляемых источников, двукратное повышение показателей энергоэффективности ВВП, модернизацию инфраструктуры промышленных предприятий, обеспечивающую повышение их энергоэффективности минимум на 20% и широкое применение цифровизации, чистых технологий, достижение нейтрального баланса деградации земель и другие меры.

В Узбекистане начаты масштабные работы по использованию возобновляемых источников энергии - солнца, ветра и других их видов и решением руководства Узбекистана к 2026 году должно быть внедрено 8000 МВт мощности (СЭС – 5000 МВт, ВЭС – 3000 МВт), при суммарной

установленной мощности энергосистемы более 27 ГВт. К 2030 году мощность VRE должна возрасти до 12 ГВт (СЭС – 7000 МВт, ВЭУ – 5000 МВт), при суммарной установленной мощности энергосистемы Узбекистана 32 ГВт.

В Узбекистане впервые в регионе Центральной Азии, планируется к 2030 году строительство атомной электростанции мощностью 2400 МВт, с двумя агрегатами ВВЭР-1200 поколения «3+», мощностью 1200 МВт каждый. Это не только обеспечит Узбекистан недорогой электроэнергией, но также даст толчок развитию науки и образования, в таких направлениях, как фундаментальная наука, ядерная и химическая промышленность, машиностроение, строительство и других. Начало строительства АЭС намечено на 2022 год [1,33].

В Узбекистане в августе 2021 года запущена первая в стране солнечная электростанция мощностью 100 МВт стоимостью 110 млн. долларов. Станция будет вырабатывать 252 млн. кВт·ч электроэнергии в год. Это позволит экономить 80 млн. м³ природного газа и предотвратит выброс 160 тысяч тонн парниковых газов в атмосферу [29].

В настоящее время в мировой и Узбекской энергетике проблема изменения климата является наиболее обсуждаемой темой. Необходимо отметить, что к Парижскому соглашению ООН по климату Узбекистан присоединился в апреле 2017 года. Вклад Узбекистана в борьбу с глобальным потеплением будет усилен: Узбекистан намерен сократить выбросы парниковых газов к 2030 году не на 10%, как ранее было принято, а на 35% по сравнению с уровнем 2010 года. Об этом было сообщено на ежегодной конференции ООН (COP26, 11.2021) по изменению климата [32]. При этом подчеркивалась, что такие показатели можно достичь за счет широкого внедрения переменных VRE и ввода АЭС [32,33].

На сегодняшний день в энергетике мира накоплено большое количество теоретических, экспериментальных данных, касающихся управления электросетевым хозяйством в условиях высокой доли и даже доминирования при внедрении в энергосистемы переменных VRE [8]. Весьма подробно эти вопросы изложены в фундаментальных работах [14-16 и др]. В них рассмотрены вопросы интеграции VRE в современные энергосистемы, их допустимая доля, с точки зрения надежности и устойчивости энергосистем, проблемы трансформации финансирования и другие, и ответы на данные вызовы с конкретными примерами ряда стран.

Общим выводом этих исследований является, то что интеграция малых объемов переменных VRE в современные энергосистемы **в пределах (5-10)% от суммарной мощности энергосистемы не представляет особой проблемы** [14].

Основные проблемы с управлением режимов энергосистемы, их надежности, затратами, начинаются при превышении доли переменных VRE 20% и более от установленной мощности энергосистемы. При этом

на каждый 1 ГВт мощности VRE необходимо (300–500) МВт резервной мощности тепловой или атомной генерации [40].

Изменение структуры энергосистем при внедрении переменных VRE всегда приводит к изменениям системных издержек, связанных с обеспечением оперативного регулирования их режимами, а также поддержания технической и экономической надежности эксплуатации топливно-энергетического комплекса.

Результаты показывают, что системные затраты для традиционных технологий выработки электроэнергии (АЭС, ТЭС, ГЭС), обеспечивающих диспетчеризацию относительно невелики и обычно ниже 3 долл/МВт·ч. Выработка электроэнергии переменными VRE значительно выше и могут достигать до 40 долл/МВт·ч для наземных ВЭС, до 45 долл/МВт·ч для морских ВЭС и до 80 долл/МВт·ч для СЭС, с высокими затратами на подключение к сети [45]. Этот фактор необходимо иметь и учесть при выборе мощности VRE для внедрения в энергосистему Узбекистана.

На основе вышеприведенных данных можно оценить прогнозные показатели дополнительных системных издержек, при внедрении к 2026 году переменных VRE в энергосистему Узбекистана. Исходными данными являются: установленная мощность энергосистемы 27,4 ГВт, суммарная мощность VRE 8000 МВт (СЭС-5000 МВт, ВЭС-3000 МВт) и время работы установок VRE в течении года $T=2000$ часов.

1. Внедрение ветроагрегатов мощностью 3000 МВт. Доля мощностей ветрогенераторов относительно установленной мощности энергосистемы составляет $3000/27400=0,1095$. Примем условно 10%. Согласно данным [4] и рис. 2 удельные системные издержки при этом составляют 15 долл/кВт·ч. Суммарные системные издержки равны:

$$Z_{\text{сис}} = 15 \cdot 3000 \cdot 2000 = 90\,000\,000 \text{ долл.}$$

2. Внедрение солнечных электростанций мощностью 5000 МВт. Доля мощностей СЭС относительно установленной мощности энергосистемы составляет $5000/27400=0,1825$. Примем условно 18%. Если считать, что издержки при внедрении VRE изменяются по линейному закону, то, согласно рис.2, удельные системные издержки равны 35 долл/кВт·ч. Тогда суммарные системные издержки

$$Z_{\text{сис}} = 35 \cdot 5000 \cdot 2000 = 350\,000\,000 \text{ долл.}$$

Результаты расчета приведены в табл.1.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Системные издержки при внедрении к 2026 году переменных VRE в энергосистему Узбекистана при установленной ее мощности 27400 МВт (расчет автора)

Таблица 1

№ п/п	Тип VRE	Мощность VRE, МВт	Доля от устн. мощ. ЭС, %	Удельная ст-мость, долл/кВт·ч	Доп. системные издержки энергосистемы, млн. долл
1.	СЭС	5000	18	35	350
2.	ВЭУ	3000	10	15	90

Следовательно, прогнозные суммарные дополнительные издержки энергосистемы Узбекистана при внедрении в 2026 году **VRE суммарной мощностью 8000 МВт составят примерно 440 млн. долларов, при удельных системных издержках для СЭС мощностью 5000 МВт - 35 долл/кВт·ч и для ВЭУ мощностью 3000 МВт - 15 долл/кВт·ч.**

В табл. 2 приведены общие системные затраты энергосистем при различных технологиях производства электроэнергии в некоторых странах мира. Из них видно, что при внедрении VRE в 10% и 30% от суммарной мощности энергосистемы, системные затраты существенно возрастают, по сравнению с внедрением традиционных производителей электроэнергии. В случае **внедрения АЭС системные затраты энергосистем почти на порядок ниже, при практически одновременном отсутствии выбросов – парниковых газов.** Это является главным преимуществом использования атомной энергии – относительно дешево и отсутствуют выбросы.

Общие затраты энергосистемы при различных технологиях выработки электроэнергии в некоторых странах мира, долл/МВт·ч [45]

Таблица 2

Уровень Страна	АЭС		Уголь		Газ		Назем. ВЭС		СЭС	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Финляндия	2,37	2,2	1,1	1,1	0,56	0,56	17,7	23,56	46,67	54,22
Франция	2,07	2,05	1,01	1,01	0,54	0,54	20,47	24,10	43,03	46,55
Германия	2,42	2,25	0,97	0,97	0,54	0,54	19,36	43,85	35,64	82,95
Юж. Корея	1,74	1,4	0,46	0,46	0,34	0,34	19,64	27,84	31,42	38,12
Англия	3,10	2,76	1,34	1,34	0,56	0,56	18,60	30,23	57,89	71,71
США	1,72	1,67	1,07	1,07	0,51	0,51	16,30	19,84	14,82	28,27

Системы накопления и хранения энергии, с появлением переменных VRE, занимают все более значимое место в энергосистемах по всему миру [38,46,47].

Основной задачей накопителей энергии является оптимизация производства электроэнергии за счет выравнивания графика нагрузки энергосистемы и другую электроэнергетическую инфраструктуру [38,39].

Абсолютное лидерство в структуре накопителей энергии занимают гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), однако эксперты ожидают, что в долгосрочной перспективе доля других видов накопителей энергии возрастет [43]. Ожидается, что с ростом эффективности и стоимостной конкурентоспособности аккумуляторных батарей спрос на эти технологии будет расти. По данным агентства Bloomberg NEF, в период с 2010 по 2018 год средняя стоимость батареи снизилась на 85% [41]. В настоящее время наиболее дешевыми являются следующие типы литий-ионных батарей: «никель-кобальт-алюминий» и «литий-кобальт», стоимостью (180-210) долл/кВт·ч [38,39]. Ожидается, что в течение следующего десятилетия цена продолжит снижаться и достигнет 94 долл/кВт·ч к 2024 году и 62 долл/кВт·ч к 2030 году [38,41-43,46].

Какими мощностями можно обеспечить резервирование в энергосистеме Узбекистана, после ввода в 2026 году 8000 МВт мощностей VRE?

1.Прежде всего это гидроэлектростанции. В период 2020-2030 годы намечено проведение работ по 62 проектам, в том числе строительство 35 ГЭС общей мощностью 1537 МВт и модернизация 27 существующих ГЭС с увеличением мощности на 186 МВт [30].

В итоге, к 2026 году суммарная мощность ГЭС составит 3000 МВт, а к 2030 году 3785 МВт, объём вырабатываемой электрической энергии - 13,1 млрд. кВт·ч, т.е. увеличивается в 2,2 раза, по сравнению с 2019 годом. Необходимо отметить, что строительство Пскемской ГЭС с установленной мощностью 450 МВт сыграет определяющую роль по улучшению управления режимов работы энергосистемы Узбекистана [1,30].

2. Гидроаккумулирующие станции (ГАЭС). Учеными Ташкентского государственного технического университета разработаны и обоснованы прогнозные технико-экономические параметры предполагаемых к строительству проектов ГАЭС в Узбекистане, суммарной мощностью 522 МВт (табл.3).

Прогнозные параметры предполагаемых ГАЭС Узбекистана [35-37]

Таблица 3

№ п/п	Наименование ГЭС	Мощность МВт	Напор, м	Расход Воды, м ³ /сек	Стоимость, млн. долл США	Река
1	Туямуюнская ГАЭС-1	19,8	10,1	170	21,350	р. Амударья
2	Туямуюнская ГАЭС-2	19,18	9,2	180	19,910	р. Амударья

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

3	Туямуюнская ГАЭС-3	17,15	7,7	190	17,910	р. Амударья
4	Арнасайская ГАЭС-1	59,47	14,4	360	66,820	р. Сырдарья
5	Арнасайская ГАЭС-2	48,55	10,8	390	54,860	р. Сырдарья
6	Арнасайская ГАЭС-3	33,75	7,2	400	37,660	р. Сырдарья
7	Арнасайская ГАЭС-4	69,89	18	340	80,430	р. Сырдарья
8	Талимарджанская ГАЭС	21,31	25,8	72	27,710	Каршинский магистральный канал
9	Ходжикентская ГАЭС	233,10	186	104	320,0	р. Чирчик
	ИТОГО	522,2			646,65	

3. Маломощные агрегаты ТЭС, а также газотурбинные и газопоршневые энергоустановки. В этот перечень входят намечаемые к строительству в 2021-2025 годах маломощные ТЭС и газопоршневые установки, мощностью (174-270) МВт [34].

4. В целях обеспечения надежности энергосистемы Узбекистана при внедрении масштабных переменных VRE, потребуется не только перестройка электросетевой инфраструктуры и ввод маневренных мощностей, но также полная модернизация газотранспортной системы и изменения ее режимов работы, как это было сделано в Европе – **газовики должны работать по суточному графику энергосистемы, а не осуществлять оптовые поставки** [1,44].

5. Необходимо отметить, что применение аккумуляторного хранения энергии даже в малых объемах в качестве резервирования не требуется, тем более, что при удельной стоимости батарей 50 долл/кВт·ч, они чрезвычайно дорого обойдутся Узбекистану. Например, резервирование 1000 МВт мощности переменных VRE при их 2000 часов работы в год и стоимости батарей 50 долл/кВт·ч потребует 100 млрд. долларов затрат. Очевидно, что такой вариант не приемлем.

6. Следует применить технологии управления спросом. Это наименее затратные мероприятия, но могут сыграть большую роль в выравнивании графика нагрузки энергосистемы. Необходима разработка правово-нормативны документ по внедрению методов управления спросом. Управление спросом также позволит потребителям участвовать в процессе выработки и потребления электроэнергии и улучшить решение вопросов устойчивости режимов работы энергосистемы при применении VRE.

7. В рамках Объединенной энергосистемы (ОЭС) Центральной Азии, можно рассчитывать на мощности ГЭС Таджикистана и Кыргыз-

стана, как дополнительных источников резервирования энергосистемы Узбекистана и ОЭС.

Результаты исследований приведены в табл 4.

Прогнозные параметры резервных мощностей энергосистемы Узбекистана к 2026 году (расчет автора)

Таблица 4

Мощность VRE, МВт	Необходимый резерв, МВт	Источники резервирования, МВт			
		ГЭС	ГАЭС	ГЭС, ГТУ, ГПУ	Итого
8000	2400-4000	3000	522	478	4000

Таким образом, переменчивость, присущая таким источникам энергии, как ветровая и солнечная энергии подразумевает, что издержки системы в целом будут продолжать расти. Вклад ядерной энергетики и гидроэнергетики как важнейших низкоуглеродных генерирующих технологий, допускающих возможность диспетчерского управления, в решение данной проблемы заключается в их способности в любое время прогнозируемым образом производить большие объёмы электроэнергии в соответствии с потребностями. Эти факторы, по рекомендации МЭА и АЯЭ, должны быть изучены и учтены при принятии решений по проектированию и строительству переменных VRE, в государствах, где предполагается применение VRE, в том числе и в Узбекистане.

Учитывая первостепенную важность энергетической безопасности государства, вопросы **масштабного строительства объектов VRE в Узбекистане (более 30% от установленной мощности энергосистемы)** должны быть проработаны с учетом зарубежного опыта, перспектив развития топливно-энергетического комплекса государства и Центральной Азии, экологических проблем, обеспечения отраслей экономики и населения надежной и качественной электроэнергией на долгую перспективу. В Узбекистане для этого имеются все необходимые предпосылки: мощная ресурсная база в виде будущих ГЭС, ГАЭС и ГТУ, научно-технический потенциал и подготовленные кадры.

Литература

1. Аллаев К.Р. Современная энергетика и перспективы ее развития. Под ред. академика Салимова А.У. *T. Fan va texnologiyalar nashriot – matbaa uyi.* 2021, - 951 с.

2. The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. Paris. 2014. 268 p.
3. Интернет энергии (IDEA – Internet of Distributed Energy Architecture). (<http://csr-nw.ru/projects/ongoing/internet-energii-idea-internet-distributed-energy-architecture/>).
4. Полные затраты на производство электроэнергии. Париж. ОЭСР. 2018. 215 с. (www.oecd-neo.org/pub).
5. Безгин С. Геоэнергетика: Влияние VRE на стабильность энергосистем. (<https://bezgin.su/articles/140-jenergetika/58241-geojenergetika-vlijanie-vije-na-stabil-nost-jenergosistem>. 13.04.2018).
6. Тимофеев Д. Найти Грааль или накормить всех семью хлебами. О новом слове в языке энергетиков-гибкости (energy flexibility) в контексте западной и восточной институциональных матриц. /иСб. Цифровая энергетика: видение, практики, технологии. -М. Под. Ред. И.С. Холкина. Инфраструктурный Центр Energy Net. Информационно-аналитические работы 2018. 213 с.
7. Ветроэнергетика. (<https://ru.wikipedia.org/wiki/Ветроэнергетика>).
8. Сидорович. В. Интеграция VRE в энергосистему: практика, мифы и легенды. (<http://renen.ru/integration-of-res-into-the-energy-system-practice-myths-and-legends/13.06.2017>).
9. Renewables 2019 global status report. Paris: REN21. 2019. 336 p.
10. Sinsel S., Riemke R., & H. Hoffmann. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources – a review. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources – a review. 2019. Renewable Energy, 145, 2271-2285.
11. Мигунов Д. И спустилась Тьма. Самый передовой штат США (Калифорния) не может вырваться из блэкаутов. (<https://centrasia.org/newsA.php?st=1598361300.25.08.2020>).
12. Simon R. Sinsel, Rhea L. Riemke, Volker H. Hoffmann. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources – a review. (https://www.researchgate.net/publication/334241521_Challenges_and_solution_technologies_for_the_integration_of_variable_renewable_energy_sources-a_review.2020).
13. Energy Information Administration, Installed Electricity Capacity, Int. Energy Stat. (2018). <https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/> (accessed April 18, 2018).
14. The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. OECD/IEA. 2014. 238 p.
15. Renewable Energy Integration Challenges and Solutions. Editor: Jahangir Hossain and Apel Mahmud. Springer Science+Business Media Singapore 2014. 438 p.
16. Getting Wind and Sun onto the Grid A Manual for Policy Makers. OECD/IEA. Paris. 2017. 69 p.

17. Kathryn Cleary, Karen Palmer. Renewables 101: Integrating Renewable Energy Resources into the Grid. Washington April 15, 2020. 5 p.
18. Energy systems integration and enabling technologies. (https://www.ren21.net/gsr-2020/chapters/chapter_06/chapter_06/).
19. Сидорович В. Гибкость — необходимое и ключевое свойство энергосистемы. (<https://renew.ru/flexibility-is-a-necessary-and-key-property-of-the-power-system/#:~:text=ВВ.10.12.2017>).
20. N. K. Roy and H. R. Pota. Integration of Green Energy into Power Distribution Systems: Study of Impacts and Development of Control Methodology. Renewable Energy Integration Challenges and Solutions. Book in Green Energy and Technology · December 2013. Chapter 10. 209-237 p.
DOI: 10.1007/978-981-4585-27-9.
21. К концу 2020 года в Китае на долю VRE придется около 27% объема электрогенерации. (<https://www.eprussia.ru/news/base/2020/6615768.htm>).
22. Germany 2020. Energy Policy Review. IEA. Paris. 2020. 229 p.
23. Насиров Т.Х., Непомнящий В.А., Шамсиев Х.А. Влияние ветровых и солнечных электростанций на управляемость и надежность функционирования энергосистем. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. №3-4, 2020, С -25-37.
24. Стоимость декарбонизации: издержки в энергосистемах с большими долями ядерной и возобновляемой энергии. Агентство по ядерной энергии, № 7299. ОЭСР. Париж. 2019. 228 с. (www.oecd-nea.org).
25. Суточный график нагрузки энергосистемы Узбекистана на лето 2030 года (летний аксимум). (https://r.mail.ru/cls1074201/auth.mail.ru/cgi-bin/logout?next=&lang=ru_RU&Page=https%3A%2F%2Fmail.ru%2F%3Ffrom%3DIogout).
26. Электроэнергетика термины и определения. Некоммерческое партнерство «Инновации в электроэнергетике». СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ СТО 70238424.27.010.001-2008. Москва. 2008, 655 с.
27. Energy intensity of economies.
28. Next Generation Wind and Solar Power. From cost to value. Full report. OECD/IEA. Paris. 2016. 182 p.
29. В Узбекистане запущена первая в стране солнечная электростанция. (https://podrobno.uz/cat/economic/v-uzbekistane-zapushchena-pervaya-v-strane-solnechnaya-elektrostantsiya-/?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop.27/08/2021).
30. Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы. Утверждено приказом №70 Министра энергетики Республики Узбекистан от 28.04.2020 г.
31. Матвеев И.Е. Электроэнергетика Республики Узбекистан. (<http://matveev-igor.ru/articles/405751>).

32. Во благо экологии: в Узбекистане выбросов CO₂ станет еще меньше. (<https://uz.sputniknews.ru/20211110/povysil-planku-uzbekistan-nameren-sokratit-bolshe-vybrosov-co2-21295284.html>.11.11.2021).
33. Узбекистан заявил о масштабных планах модернизации энерго-сектора страны. (https://rossaprimavera.ru/news/a0b697ad?utm_source=uxnews&utm_medium=desktop.28.08.2021).
34. Минэнерго: 18 тепловых, солнечных и ветряных электростанций общей мощностью 7 331 мвт будут введены в эксплуатацию до 2025 года. (<https://minenergy.uz/ru/news/view/1507>.05.10.2021).
35. Mukhammadiev M.M., Dzhuraev K.S. Justification of the energy and economic parameters of pumped storage power plants in Uzbekistan// Applied Solar Energy, 56(3), New York (USA), 2020. – pp.227-232. (05.00.00; №4).
36. Джураев К.С. Выбор и обоснование параметров гидроаккумулирующих электростанций и условий их использования в энерговодохозяйственной системе Узбекистана: автореферат дис. доктора философии (PhD) по техническим наукам: 05.05.06. – Ташкент, 2021. – 49 с.
37. Dzhuraev K., Nasrulin A., Shadibekova F., Kurbonov Sh. Geoinformation systems at the selection of engineering infrastructure of pumped storage hydropower for the Tuyamuyun complex. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Volume 869, Number 4, Engineering Infrastructure, IOP Publishing, Hanoi (Vietnam), 2020. – pp.1-10. (www.scopus.com)
38. Battery storage for renewables: market status and technology outlook. IRENA. January 2015. 60 p.
39. World Energy Council (WEC), Shifting from cost to value, wind and solar applications – 2016.
40. Борисов М.Г. Страны Азии: устойчивая энергетика для устойчивого развития. (<https://cyberleninka.ru/article/n/strany-azii-ustoychivaya-energetika-dlya-ustoychivogo-razvitiya>).
41. Пути перехода к устойчивой энергетике. Ускорение энергетического перехода в регионе ЕЭК ООН. Серия публикаций ЕЭК ООН по энергетике, № 67, Женева, 2020, 84 с
42. Муштуков Д.А. Накопители энергии и их применение в электро-энергетических системах. Электроэнергетика глазами молодежи. 2018. Матер. IX Междунар. молод. науч.-техн. конф. Т.3. Под ред. Э.В. Шамсутдинов. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т. 2018. С. 118-123.
43. Накопители в электроэнергетике. М. Энергетический бюллетень. №60. Май, 2018. 28 с.
44. Flexible gas markets for variable renewable generation. (http://www.elecpor.pt/pdf/06_05_2014_EURELECTRIC_flexiblegasmarketpaper_final_lr.pdf).
45. Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon

Electricity Systems. Paris. Nuclear Energy Agency. 2012 № 7056. ECD. 255 p.

46. Handbook on battery energy storage system. Asian development bank. December 2018. 94 p. (www.adb.org).

47. Economic analysis of batteries: Impact on security of electricity supply and renewable energy expansion in Germany. Applied Energy Volume 275, 1 October 2020, 115364. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192030876X?via%3Dihub>).

*Представлено Ташкентским государственным
техническим университетом*

УДК 621.311

УРОКИ БЛЭКАУТА В ОЭС ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

Х.А. Шамсиев, Б.Х. Шамсиев

Мақолада Марказий Осиё Бирлашган энергетика тизимида 2022 йил 25 январда бўлиб ўтган, Ўзбекистон, Қирғизистон ва қисман Жанубий Қозоқстон энерготизимларини тўлиқ ўчишига олиб келган катта авария тўғрисида қисқача маълумот келтирилган. Бундай авариялар келажакда қайтарилмаслиги учун тадбирлар кўриб чиқилган. Қайта тикланувчи манбаларни минтақага катта миқдордаги кутилаётган интеграциясини ҳисобга олган ҳолда ўтказилган МО БЭТ истиқболнинг тахлили асосида МО БЭТнинг Қозоқстон ва Россия Ягона энерготизимлари билан параллел ишлаши ўрнига ўзгармас ток нистанцияси орқали ишлашга ўтиш таклиф қилинмоқда.

В статье кратко изложена информация о произошедшей в ОЭС Центральной Азии крупной системной аварии 25 января 2022 года с полным погашением энергосистем Узбекистана, Кыргызстана и части энергосистем Южного Казахстана. Рассмотрены мероприятия по недопущению повторения подобных аварий в будущем. На основе анализа перспектив развития ОЭС ЦА с учетом ожидаемой масштабной интеграции ВИЭ в регионе предлагается вместо параллельной работы перейти на совместную работу ОЭС ЦА с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России через вставку постоянного тока.

The article briefly provides information about a major system outage that occurred in the United Power System of Central Asia on January 25, 2022 with the complete blackout of the power systems of Uzbekistan, Kyrgyzstan and part of the power systems of South Kazakhstan. Measures to prevent the recurrence of such accidents in the future are considered. Based on an analysis of the perspectives for the development of UPS CA, taking into account the expected large-scale integration of RES in the region, it is proposed to switch from the current parallel operation to joint operation of UPS CA with the Unified Power Systems of Kazakhstan and Unified Power System of Russia through a back-to-back station.

25 января 2022 года случилось самая большая системная авария в ОЭС Центральной Азии за всю ее историю функционирования.

Комиссия ОЭС ЦА под руководством КДЦ «Энергия» провела расследование с привлечением опытных специалистов, в том числе и рос-

сийских, выявила причины произошедшего и разработала ряд мер по предотвращению подобных аварий в будущем.

В ходе расследования аварии было установлено, что на Сырдарьинской ТЭС имело место длительное горение дуги между неподвижными и подвижными контактами вводного разъединителя линии РВ-Л-502 (разъединитель подвесного типа), которое из-за ионизации воздуха перешло в междуфазное короткое замыкание с отключением в 10:58 ВЛ 500 кВ Л-502 (СДТЭС – ПС Ташкент) от быстродействующих защит (ДФЗ) с обеих сторон с успешным трехфазным автоматическим повторным включением (рис.1). При этом на Сырдарьинской ТЭС отключилась II-СШ-500 кВ от излишнего действия основного и дублирующего комплектов дифзащиты 2-й системы шин 500 кВ (ДЗШ-II-СШ). Через 2 минуты в результате повторного двухфазного короткого замыкания Л-502 снова отключилась от ДФЗ с обеих сторон. Короткое замыкание произошло по той же причине. На Сырдарьинской ТЭС отключилась I-СШ-500 кВ от действия основного и дублирующего комплектов ДЗШ-I-СШ.

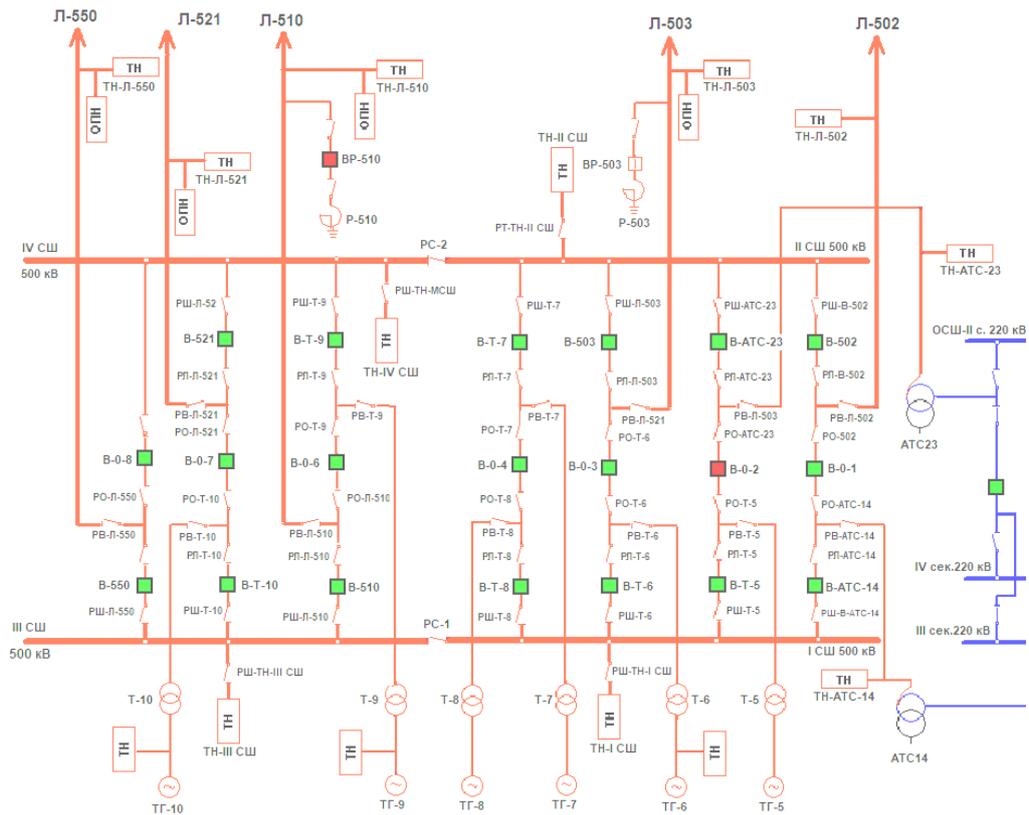


Рис.1. Схема распределительного устройства 500 кВ Сырдарьинской ТЭС

Поочередное погашение обеих систем шин 500 кВ на Сырдарьинской ТЭС привело к разделению узбекской энергосистемы и появлению огромного отрицательного небаланса, в семь раз превышающего величину допустимого наброса (300 МВт) на транзит Север-Юг Казахстана. Отключение последнего от такого нерасчетного возмущения создало еще дополнительный дефицит порядка 1500 МВт, что привело к снижению частоты до 47,1 Гц – граничного значения, при которой энергоблоки имеющие частотно-делительную автоматику (ЧДА), начали отделяться от энергосистемы на свой район с выделенной сбалансированной нагрузкой. Одновременно при этой частоте произошло отключение ПГУ на Туракурганской и Ташкентской ТЭС, работавших с форсированной нагрузкой, от технологических защит, что привело к лавине частоты с погашением собственных нужд станций и полному погашению энергосистем Узбекистана, Кыргызстана и частично Южного Казахстана.

Анализ показал, что причиной излишней работы основного и дублирующего комплектов ДЗШ I и II систем шин на Сырдарьинской ТЭС в обоих случаях явилась неправильная трансформация первичного тока от трансформаторов тока (ТТ) выключателей В-АТС-14 и В-502 во вторичные цепи ДЗШ при внешнем коротком замыкании. Послеаварийная проверка показала, что трансформация тока и в верхнем, и в нижнем каскадах ТТ соответствует заводским параметрам, т.е. каждый из них работал правильно. Вместе с тем, согласно данным регистраторов на выходе ТТ получена только часть трансформируемого тока. С высокой долей уверенности можно утверждать, что причина неправильной работы ТТ кроется в устройстве, которое расположено между этими каскадами, а именно, в разряднике, предохраняющем нижний каскад от перенапряжений, который был частично пробит при перенапряжениях во вторичной обмотке верхнего каскада во время горения дуги и больших токах (факт пробоя разрядника подтвердить трудно в виду отсутствия счетчика срабатываний).

Комиссия разработала ряд мероприятий, направленных на предотвращение повторения подобных аварий в будущем. В частности, чтобы избежать наброса от одновременного погашения систем шин, комиссия по расследованию аварии рекомендовала энергосистемам ОЭС ЦА выполнить на электростанциях УФОСШ (устройство фиксации отключения систем шин) на каждой системе шин, с действием на ДАР (дополнительная автоматическая разгрузка) при одновременном срабатывании обоих УФОСШ с потерей суммарной генерации более 300 МВт. Внедрение этого мероприятия позволит свести небаланс от этого крайне редкого возмущения (отключение обеих систем шин) к расчетному небалансу, на который рассчитана противоаварийная автоматика.

Можно ли дать гарантии, что подобное больше не повторится?

В многочисленных презентациях, посвященных перспективам развития ОЭС ЦА, КДЦ «Энергия» отмечал, что небалансы, создаваемые переменчивыми и прерывистыми ВИЭ, увеличивают вероятность больших некомпенсированных набросов на транзит Север – Юг Казахстана на несколько порядков.

Согласно Концепции развития энергетической отрасли [1] в Узбекистане к 2024 году планируется ввод ВИЭ суммарной мощностью 4000 МВт (в том числе СЭС - 2400 МВт и ВЭС - 1600 МВт), а к 2030 году – довести мощности ВИЭ до 9000 МВт. Если влияние переменчивости ВИЭ можно более или менее решить за счет поддержания горячих резервов на энергоблоках и с помощью накопителей, то проблема прерывистости, присущая солнечным станциям, для Узбекистана имеет свои особенности. Решить эту проблему за счет мобильных газовых станций, к примеру, ГТУ или газопоршневых, не получается даже в такой богатой газом стране как Узбекистан. Как указывалось в [2], проблема с замещением исчезающей вечером солнечной мощности обусловлена не недостатком генерирующих мощностей в энергосистеме, а ограничениями в скорости набора мощности на газовых станциях из-за неразвитости газотранспортной системы страны.

Так, существующая газотранспортная система АО «Узтрансгаз» позволяет обеспечивать газом электростанции в режиме, при котором рост газопотребления не должен превышать 250-300 тыс. м³ в час, что эквивалентно 800-1000 МВт, в то время как с внедрением ВИЭ потребность в подъеме мощностей на станциях, работающих с минимальной нагрузкой, вырастет в 2-3 раза.

Следовательно, для решения проблемы со скоростью подъема нагрузки на станциях нужно:

а) либо коренным образом перестроить работу газотранспортных систем по примеру Европы [3, 4], чтобы они работали по гибкому суточному графику электростанций, а не практически ровным графиком как сегодня – мероприятие, связанное с высокими финансовыми и временными затратами;

б) либо ставить при станциях газгольдеры, которые должны аккумулировать газ в провальные часы нагрузок и выдавать его в пиковые часы (суточное регулирование газа на самой станции) – такого опыта в республике пока не имеется;

в) либо перейти на режим ежедневного сжигания мазута в часы подъема нагрузки в вечерний максимум, когда имеют место ограничения по набору нагрузки из-за нехватки газа. Для этого необходимо будет сохранить в рабочем состоянии часть существующих традиционных энергоблоков, которые могут работать и на газе, и на мазуте – это очень дорогое предложение: мазут в настоящее время сжигается в крайних об-

стоятельствах в зимнее время, и переход на круглогодичное ежедневное сжигание мазута маловероятен;

г) либо ставить накопители энергии при СЭС и/или в энергосистеме - это тоже дорогостоящее мероприятие [5], на которое вынуждены идти страны, которые массово внедряют ВИЭ.

Если отмеченную выше проблему не решить, будут практически ежедневно создаваться ситуации с большими не скомпенсированными набросами мощности на транзит Север – Юг Казахстана и, соответственно, на интерфейс ЕЭС Казахстана - ЕЭС России. Напомним, что сейчас допустимый наброс в сторону России равен 500 МВт, а из России в сторону ОЭС ЦА - всего лишь 300 МВт.

С учетом последнего фактора в энергосистеме Узбекистане были вынуждены ввести автоматику по отключению крупных энергоблоков мощностью свыше 300 МВт. Так, при отключении блока 800 МВт на ТалимарджанТЭС срабатывает противоаварийная автоматика на САОН (специальная автоматика отключения нагрузки) в размере 800-300=500 МВт (естественно, предусмотрен контроль предшествующего режима (КПР), который определяет нужный объем САОН в зависимости от нагрузки, которую нес аварийно отключающийся блок). Отметим, что узбекская энергосистема является единственной в регионе, где по факту отключения крупных энергоблоков реализована соответствующая автоматика, предотвращающая наброс мощности при отключении генерации.

Можно ли рассчитывать на помощь от соседних энергосистем, обладающих значительными гидроресурсами? Сейчас в Кыргызстане резервов мало, порядка 150-200 МВт, в Таджикистане 700-1000 МВт. Для увеличения мобильных резервов КДЦ «Энергия», совместно НИЦ МКВК, считает необходимым реанимировать вопрос создания Международного водно-энергетического консорциума [6], чтобы вместе с Кыргызстаном и Таджикистаном совместно строить Камбаратинскую ГЭС-1 и Рогунскую ГЭС, а также, с учетом уменьшения водных ресурсов в регионе, гидроаккумулирующие станции (ГАЭС), которые помогут снизить небалансы от ВИЭ. Однако это очень долговременный процесс и в ближайшие годы увеличение резервов в регионе за счет новых гидростанций не предвидится.

Из сказанного можно сделать вывод, что проблема сохранения устойчивости может оказаться главным препятствием для широкомасштабной интеграции ВИЭ.

Что нужно сделать?

Задачу сохранения устойчивости при набросах мощности можно решить за счет мер, позволяющих увеличить пропускную способность транзита Север – Юг Казахстана. Строительство еще одной, четвертой по счету цепи длиной 1700 км – очень дорого. Построить линию постоянно-

го тока Север – Юг Казахстана (или Запад - Юг), что облегчит проблему с устойчивостью – тоже очень дорого.

Можно рассмотреть идею казахстанского проф. Трофимова Г.Г. по значительному увеличению пропускной способности существующих линий в Казахстане за счет применения УПК (устройств продольной компенсации), которые позволят снизить сопротивление линий и, соответственно, увеличить допустимые перетоки по ним [7]. Такой подход был реализован в СНГ на ВЛ 330 кВ Каховская-Джанкой, которая в настоящее время (после отделения Крыма) отключена. Затраты на УПК оцениваются в 10% от стоимости линии, но, скорее всего, их придется устанавливать для каждой цепи транзита и, возможно, на большинстве участков каждой цепи. Но, смягчив проблему с устойчивостью транзита Север-Юг Казахстана, данный подход не решит проблему в целом, т.е. с набросами мощности на интерфейс ЕЭС Казахстана – ЕЭС России. Кроме того, большое количество УПК может резко повысить вероятность появления высоких гармоник и резонансных явлений в энергосистеме и эту непростую проблему следует отдельно исследовать.

Для решения проблемы с обеспечением устойчивости параллельной работы энергосистем Центральной Азии с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России более перспективной представляется идея применения в ОЭС ЦА вставки постоянного тока на проблемном участке. В аварии 25 января 2022 года отключение транзита Север – Юг Казахстана привело практически к удвоению небаланса мощности, с переключением питания дефицитных южных областей Казахстана на узбекскую и киргизскую энергосистемы. Если инъекцию мощности, поставляемую по этому транзиту для южных областей Казахстана, сохранить в аварийной ситуации, то это будет способствовать получению режима в ОЭС ЦА с меньшим дефицитом, и, соответственно, с меньшими издержками для его нормализации. Предлагается отделить ОЭС ЦА и Южные области Казахстана от ЕЭС Казахстана вставкой постоянного тока (ВПТ), устанавливаемую в рассечку Л-514 (Шу-Фрунзе), и переводом шунтирующих ВЛ-220 кВ в тупиковые режимы (рис.2).

Мощность ВПТ необходимо выбрать достаточной для энергоснабжения Шымкентской и Джамбылской областей от ЕЭС Казахстана, оценочно порядка 1000 МВт.

Данное предложение предполагает, что ОЭС ЦА будет вынуждена регулировать самостоятельно частоту в энергообъединении. В своей истории ОЭС ЦА уже проходила такой этап, и нужно отметить, что регулирование частоты гораздо более легкая задача, чем регулирование сальдо-перетока на границе с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России. Обусловлено это тем, что в настоящее время ЕЭС России регулирует частоту с отклонениями $\pm 0,05$ Гц, хотя по ГОСТу допускается отклонение $\pm 0,2$ Гц.

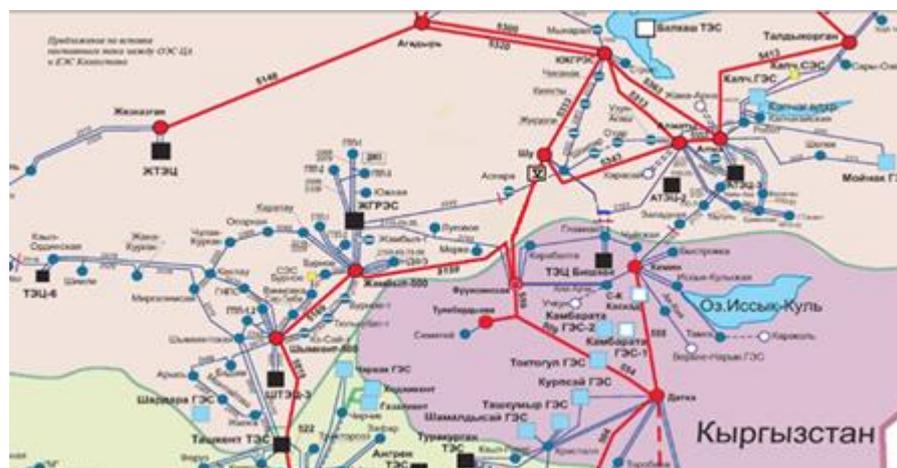


Рис.2. Предложение по вставке постоянного тока

При действующем централизованном регулировании частоты специально выделенными для этой цели российскими станциями первичного регулирования любые небалансы в смежных энергосистемах жестко ложатся в начальный момент переходного процесса на их трансграничные связи с российской энергосистемой и могут вызвать нарушение устойчивости. В случае совместной работы через вставку постоянного тока при небалансах в ОЭС ЦА проявится частотный эффект нагрузки, который существенно облегчает прохождение переходных процессов в аварийной ситуации. Предотвращение и/или ликвидация аварийной ситуации будет проходить значительно легче, так как, во-первых, вставка постоянного тока позволит сохранить устойчивость связи ОЭС ЦА – ЕЭС Казахстана и, во-вторых, энергоснабжение для южных областей Казахстана сохранится в доаварийном объеме через эту вставку.

Анализ показывает, что если бы такая вставка была в ОЭС ЦА в настоящее время, то в аварии 25 января частота снижалась бы после погашения систем шин на Сырдарьинской ТЭС только до 48,5 Гц и не было бы развития аварии с работой ЧДА на станциях и лавиной частоты в энергосистеме.

Такой подход позволит освободиться от нескольких проблем, которые имеют место в настоящее время:

- при централизованном регулировании частоты все небалансы, как указывалось выше, ложатся на трансграничные связи с ЕЭС России и перегружают их, в то время как при работе через вставку постоянного тока потокораспределение в ОЭС ЦА кардинально меняться не будет;
- упростится структура АРЧМ, которую планируют разработать и внедрить в ОЭС ЦА, т.к. отпадет задача регулирования отклонений саль-

до-перетоков на границе ОЭС ЦА с ЕЭС Казахстана и АРЧМ будет сосредоточена на регулировании частоты и перетоков внутри энергообъединения;

- упростится и получит однозначное решение задача с оказанием услуг по регулированию частоты в ОЭС ЦА, которая в настоящее время не прозрачна из-за отсутствия у участников ОЭС ЦА информации от интерфейса ЕЭС Казахстана – ЕЭС России.

Но самое важное – данное предложение повышает степень свободы в виде развязки от российской частоты и при этом сохраняет надежную связь с Единым энергообъединением через вставку постоянного тока. Это значительно повысит надежность работы ОЭС ЦА, и снимет, пожалуй, главную проблему в виде слабой связи транзита Север – Юг Казахстана, которая является основным препятствием на пути широкомасштабного внедрения ВИЭ в энергосистеме Узбекистана и в других энергосистемах энергообъединения.

Выводы

1. Анализ аварии 25 января в ОЭС ЦА показывает наличие проблем с балансируемой мощностью в ОЭС ЦА при нарушении устойчивости транзита Север-Юг Казахстана.

2. Масштабное внедрение переменных и прерывистых ВИЭ в сочетании с имеющимися и ожидаемыми проблемами в газотранспортной системе Узбекистана многократно увеличивают вероятность некомпенсированных набросов на транзит Север-Юг Казахстана.

3. Нерешение проблем с балансированием мощности может стать главным препятствием для интеграции ВИЭ в энергосистему Узбекистана и в другие энергосистемы региона.

4. Проблему небалансов от ВИЭ невозможно решить без коренной перестройки работы газотранспортных систем, чтобы они работали по гибкому суточному графику электростанций.

5. Увеличение пропускной способности транзита Север-Юг Казахстана за счет строительства новых линий или использования УПК представляется проблематичным для решения задачи сохранения устойчивости и не позволяет компенсировать небалансы, исходящие из ОЭС ЦА.

6. Для решения отмеченных проблем предлагается вместо параллельной работы перейти на совместную работу ОЭС ЦА с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России через вставку постоянного тока.

Литература

1. Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы. - Министерство энергетики РУз, 2020. Официальный сайт Министерства энергетики Республики Узбекистан.
2. Насиров Т.Х., Непомнящий В.А., Шамсиев Х.А. Влияние ветровых и солнечных электростанций на управляемость и надежность функционирования энергосистем. - Республиканская научно-техническая конференции «Новые технологии - основа развития энергетики Узбекистана», ТГТУ, декабрь 2020.
3. Flexible Gas Markets for Variable Generation. A EURELECTRIC report, May 2014.
4. Шамсиев Х.А. Проблемы при интеграции ВИЭ в энергосистему Узбекистана и рекомендации по их решению. - Практический семинар «Расширение трансграничного сотрудничества в области энергетики за счет внедрения энергии ветра и солнца в энергосистемы государств-участников СНГ для достижения ЦУР 7», Алматы, декабрь 2021.
5. Аллаев К.Р. Современная энергетика и перспективы ее развития. -Ташкент: Fan va texnologiyalar 2021, -952 с.
6. Шамсиев Х.А. Энергетическая безопасность в Центральной Азии: Современное состояние и будущие направления действий. - Региональный семинар на уровне экспертов, ОЭСР, 8 июня 2021.
7. Трофимов Г.Г. Направление развития электроэнергетики Казахстана. Энергетика. - Вестник Союза инженеров-энергетиков Республики Казахстан, №3(78), сентябрь 2021г. -С.25-27.

Представлено КДЦ “Энергия”

УДК 621.311.1.016

**ФОТОЭЛЕКТР СТАНЦИЯ ВА ДИЗЕЛ ГЕНЕРАТОРИГА ЭГА
БЎЛГАН АВТОНОМ ЭЛЕКТР ТИЗИМИНИНГ СУТКАЛИК ИШИ
ҲОЛАТИНИ ОПТИМАЛЛАШ****Т.Ш. Гайибов, Э.А. Абдуллаев**

Ушбу мақолада умумий электр тизимга уланмаган хусусий фотоэлектр станцияси ва дизел генераторига эга бўлган корхона автоном электр тизимининг суткалик иши режимини оптималлаш масаласининг математик модели ва уни ечиш алгоритми таклиф этилган. Минималлаштирилувчи мақсад функцияси сифатида сутка давомида фотоэлектр станцияси ва дизел генераторидан олинувчи электр энергия билан боғлиқ бўлган харажатлар функцияси қабул қилинган. Тенглик ва тенгсизлик кўринишидаги чегаравий шартлар ўзида сутканинг ҳар бир соатида автоном тизимда қувват баланслари, манбаларнинг рухсат этилган минимал ва максимал қувватлари, аккумулятор батареясининг зарядланиш энергияси бўйича тенглама ва тенгсизликларни ифода этади. Шакллантирилган математик моделга мувофиқ ҳолда оптималлаш чизиқли дастурлаш усули асосидаги симплекс алгоритми бўйича амалга оширилади. Математик моделнинг адекватлиги ва унинг асосидаги оптималлаш алгоритмининг самарадорлиги Жиззах политехника институтининг иккинчи ўқув биноси ҳудудида жойлашган фотоэлектр тизимининг суткалик иши режимини оптималлаш мисолида тадқиқ қилинган. Тадқиқот натижалари таклиф этилган математик модел ва оптималлаш алгоритмидан фойдаланиш сутка давомида истеъмолчини маълум юклама графигига мувофиқ ҳолда электр энергияси билан таъминлашда сарфланувчи харажатлар 1,1 % га камайишини кўрсатди. Таклиф этилган математик модел ва унинг асосидаги оптималлаш алгоритмидан корхоналарда мавжуд фотоэлектр тизимларининг иши режимларини оптималлаш, шунингдек, уларни лойиҳалашда оптимал параметрларини аниқлашда фойдаланиш мумкин эканлиги кўрсатилган.

В данной статье предлагается математическая модель и алгоритм решения задачи оптимизации суточного режима работы автономной электрической системы предприятия, имеющего собственную фотоэлектрическую станцию и дизельный генератор. В качестве целевой функции, которая минимизируется, принята функция суммарных издержек, связанная с получаемой электроэнергией от фотоэлектрической станции и дизельного генератора в течении суток.

Ограничивающие условия представляют собой уравнения и неравенства по балансам мощностей, минимально и максимально возможным нагрузкам оборудования для каждого часа суток, ёмкости аккумуляторной батареи. В соответствии с формируемой математической моделью оптимизация осуществляется по симплексному алгоритму метода линейного программирования. Адекватность предлагаемой математической модели и эффективность алгоритма оптимизации исследована на примере оптимизации суточного режима фотоэлектрической системы, расположенной на территории Джизакского политехнического института. Результаты исследования показали, что использование предложенной математической модели и алгоритма оптимизации, при известном суточном графике нагрузки потребителя, позволяет уменьшить суммарные суточные издержки на электроэнергию на 1,1 %. Предложенная математическая модель и алгоритм оптимизации могут быть использованы для оптимизации режимов работы фотоэлектрических систем предприятий, а также для определения оптимальных параметров при их проектировании.

In this article a mathematical model and an algorithm for solving the problem of optimization the daily operation modes of an autonomous electrical system of an enterprise that has its own photovoltaic station and a diesel generator are proposed. As an objective function, which is minimized, the function of the total costs associated with the electricity received from the photovoltaic station and diesel generator during the day is taken. Limiting conditions are equations and inequalities on power balances, minimum and maximum possible equipment loads for each hour of the day, and battery capacity. In accordance with the formed mathematical model, optimization is carried out according to the simplex algorithm using linear programming methods. The adequacy of the proposed mathematical model and the effectiveness of the optimization algorithm were studied on the example of optimization of the daily mode of the photovoltaic system located on the territory of the 2nd academic building of the Jizzakh Polytechnic Institute. The results of the study showed that the use of the proposed mathematical model and optimization algorithm, with a known daily consumer load schedule, allows reducing the total daily electricity costs by 1.1%. The proposed mathematical model and optimization algorithm can be used for optimization of a operating modes of photovoltaic systems of enterprises, as well as to determine the optimal parameters for their design.

Кириш. Ҳозирги даврда Жаҳон миқёсида электр энергиясига бўлган талабнинг юқори суратларда ортиб бориши шароитида истеъмолчиларни талаб этилган миқдордаги электр энергия билан ишончли ва кам харажатларда таъминлашга қаратилган ишлар долзарб ҳисобланади. Мавжуд муаммоларни, жумладан, юқори самарадорликка эга бўлган

қурилмалар ҳамда қайта тикланувчан энергия манбаларидан фойдаланиш хисобига ҳал этиш асосий йўналишлардан бири ҳисобланади. Бунда самарадорлик электр энергиясини ишлаб чиқариш ва узатишдаги иқтисодийлик ва ишончлилик билан бир қаторда экологик жиҳатдан зарарнинг камлиги билан ҳам белгиланади.

Сўнгги йилларда фотоэлектр станцияларидан фойдаланишга асосланган электр энергиясини ишлаб чиқарувчи технологияларни ривожлантириш, улардан оқилона фойдаланиш ва уларни электр энергияси тизимларига оптимал интеграциялашга бағишланган тадқиқотлар ва амалий ишларни ривожлантиришга оид бир қатор ишланмалар эълон қилинди [1-5]. Шу билан бирга бундай тизимларнинг иш ҳолатларини барча таъсир этувчи ва чекловчи омилларни ҳисобга олган ҳолда оптималлаштиришнинг усул ва алгоритмларини ишлаб чиқилганлик ҳолати мукамал даражада эмас. Бу борадаги муаммолардан бири фотоэлектр станцияси ва дизел генераторига эга бўлган истеъмолчилар учун қурилмаларнинг оптимал юклама графикларини аниқлаш билан боғлиқ бўлган масала ҳисобланади.

Мавжуд ишланмалардан [1] да қайта тикланувчан энергия манбаларининг математик моделлари билан бир қаторда дизел генераторида ёқилғи сарфининг ҳам математик моделлари келтирилган. Бироқ ушбу ишда суткалик иш режимларини оптималлаштириш масалалари кўриб ўтилмаган. [2] да қуёш ва дизел гибрид тизимда электр энергиясини автоном тарзда ишлаб чиқариш ва истеъмол қилиш билан боғлиқ бўлган масалалар кўриб ўтилган бўлиб, аккумулятор батареясидан фойдаланишнинг самарадорлик масалалари ўрганилмаган. [3] да аккумулятор батареясига эга бўлган PV-шамол-дизел тизимларини кўп мақсадли оптималлаштириш харажатлари кўриб чиқилган бўлиб, мазкур мақолада суткалик ёки қисқа муддатли иш режимларини оптималлаштириш масалалари ўрганилмаган.

[4] да тизимга уланган қуёш панели – дизел генераторини захиралаш тизимининг иқтисодий моделини башоратли бошқариш масалалари кўриб чиқилган. Бироқ ушбу мақолада ҳам электр энергетик тизимга уланмаган автоном ҳолатлар учун қисқа муддатли иш режимларини оптималлаштириш масалалари кўрилмаган.

Дизел генератори шамол ва қуёш электр станцияси билан биргаликда автоном тизимда ишлатилганда уларнинг қисқа муддатли иш режимларини оптималлаштириш масаласи пайдо бўлади. [5] да шамол ва қуёш электр станцияси, турбинали тизим сифатида насос ва дизел генераторини ўз ичига олган гибрид кичик тизим учун оптимал ҳолатни аниқлаш усули таклиф қилинган. Аммо мақолада юклама сифатида фақат насос қурилмаси кўриб ўтилганлиги сабабли, натижаларни бошқа турдаги истеъмолчилар учун умумлаштириш алоҳида ўрганишларни талаб этади.

Бундай қурилмалардан оқилона фойдаланиш учун аккумулятор батареяларидан фойдаланиш мумкин [2-4]. Бошқа томондан, батареялардан фойдаланиш фотоэлектр станцияларни қуриш ва улардан фойдаланиш билан боғлиқ иқтисодий ҳаражатларни кескин ошишига олиб келиади. Шу сабабли, бундай қурилмаларда батареялардан фойдаланишнинг мақсадга мувофиқлиги тегишли оптималлаштириш масаларини ечиш асосида аниқланади [6, 7, 8, 10-12].

Қайта тикланувчан энергия ресурсларидан фойдаланувчи электр станциялари ва қурилмаларига эга бўлган автоном электр тизимларида энергия билан таъминлашнинг ишончлилигини ошириш учун кўпгина ҳолларда дизелли электр станцияларидан фойдаланилади. Бундай шароитларда электр тизимининг иш ҳолатини олдиндан оптимал режалаштириш муҳам аҳамият касб этади.

Дизел генераторларидан олинаётган энергиянинг нархи бирламчи моторда сарфланаётган ёқилғининг миқдорига боғлиқдир. Бундай ҳолларда корхонанинг автоном электр тизимини суткалик иш ҳолатини оптималлаштириш асосида фотоэлектр ва дизел қурилмаларининг оптимал юклама графикларини аниқлаш вазифаси қўйилади. Бу масала, умумий ҳолатда, тенглик ва тенгсизликлар кўринишидаги кўплаб содда, функционал ва интеграл чегаравий шартларга эга бўлган мураккаб оптималлаштириш масаласи ҳисобланади.

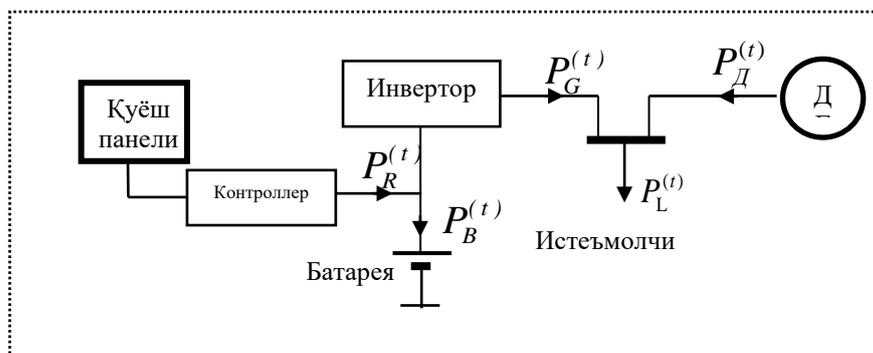
Ҳозирги дарда мавжуд адабиётларда бундай масалаларни ҳал қилишнинг тегишли математик моделлардан фойдаланишга асосланган қатъий усуллари ва алгоритмлари етарли даражада мавжуд эмас. [9] да қуёш ва шамол энергиясига асосланган автоном электр таъминоти тизимини оптималлаштириш муаммоси кўриб чиқилган. [10, 11] ларда тақсимловчи электр тармоқларида аккумуляторли қуёш фотоэлектр станцияларининг жойлашишини ва параметрларини оптималлаштириш муаммоларини ҳал қилишнинг математик моделлари ва усуллари таклиф қилинган. Бироқ, ушбу мақолада кўриб чиқилган муаммони самарали ҳал қилиш учун уларни тўғридан-тўғри ишлатиш тегишли қийинчиликларни келтириб чиқаради. [13] да ушбу давр учун зарур бўлган электр энергияси миқдорини ўзгартирмасдан маълум ораликда бир сутка давомида юкламаларни индивидуал ораликларда тартибга солиш имкониятини таъминлаш шароитида истеъмолчиларнинг юклама графикларини оптималлаштириш алгоритми тасвирланган. У фақат махсус ҳолатларда кўриб чиқиладиган муаммони ҳал қилиш учун ишлатилиши мумкин. Шу сабабли, қайта тикланувчан энергия манбаларида ишлайдиган электр станцияларига эга бўлган автоном электр тизимларининг қисқа муддатли (масалан, суткалик) иш ҳолатларини оптималлаштириш асосида станцияларнинг оптимал юклама графикларини барча таъсир қилувчи ва чекловчи омилларни ҳисобга олган ҳолда аниқлаш масаласининг

математик модели ва алгоритмини ишлаб чиқиш долзарб вазифа бўлиб қолмоқда [14].

Ушбу мақолада фотоэлектр ва дизел станциясига эга бўлган автоном тизимнинг суткалик ҳолатини оптималлаштириш масаласининг математик модели ва уни ечиш усули таклиф қилинмоқда.

Оптималлаш модели

Корхонага ўрнатилган фотоэлектр станцияси қуёш панелларидан ташқари контроллерлар, инверторлар, монитор тизими кабилар билан бир қаторда, умумий ҳолатда, аккумулятор батареяларини ҳам ўз ичига олиши мумкин. 1-расмда дизел генератори ва фотоэлектр станциясига эга бўлган истеъмолчининг автоном электр тизимини принципиал схемаси келтирилган.



1 -расм: Фотоэлектр станцияси ва дизел генераторига эга бўлган автоном электр тизимининг принципиал схемаси

Ушбу тизимнинг иш ҳолатини оптималлаштиришда батареянинг электр сиғими W , режалаштирилган сутка учун истеъмолчининг юклама графиги $P_L(t)$, фотоэлектр станцияси берувчи қувватнинг прогнозлаштириш орқали аниқланган графиги $P_R(t)$, батареяни минимал ва максимал зарядланиш/разрядланиш чегаравий қувватлари (разрядланиш қуввати манфий ишора билан олинган) маълум дастлабки маълумотлар ҳисобланади. Фотоэлектр станцияси ишлаб чиқарувчи қувват графиги $P_G(t)$ (аккумуляторнинг қувватини эътиборга олган ҳолда), дизел генераторидан олинувчи қувват графиги $P_D(t)$ ва батареяни зарядлаш/разрядлаш графиклари $P_B(t)$ эса, масалани ечиш асосида аниқланувчи боғланишлар ҳисобланади.

Мақсад функцияси бўлиб сутка давомида фотоэлектр ва дизел қурилмаларидан олинувчи энергиянинг харажатлари функцияси ҳисобланади:

$$Z = \sum_{t=1}^{24} [C_D q_D^{(t)} + \beta P_G^{(t)}] \rightarrow \min ,$$

бу ерда, C_D - дизел генераторида сарфланаётган ёқилғининг солиштирма нархи; $q_D^{(t)}$ - сутканинг t - чи соатида дизел генераторидаги ёқилғи сарфи (литр/соат) [1-4];

$$q_D^{(t)} = a * P_D(t) + b * P_N;$$

$P_D(t)$ – сутканинг t - чи соатида дизел генератори ишлаб чиқарувчи қувват (кВт); P_N – дизел генераторининг номинал қуввати (кВт); a ва b – ёқилғи сарфининг солиштирма нархини юкламага боғлиқ холда ифодаловчи коэффициентлар (литр/кВт.соат) [1-4]:

$a = 0,246$ (литр/кВт.соат); $b = 0,08415$ (литр/кВт.соат); $P_G^{(t)}$ - сутканинг t - чи соатида фотоэлектр станциясидан олинувчи қувват; β - қуёш модуллари ва унга хизмат қилувчи ускуналарни ишлаб чиқариш, ўрнатиш, фойдаланиш ва техник хизмат кўрсатиш харажатларини ҳамда ишлаб чиқарган корхона олган фойдани келишилган тарзда тақсимлаш билан боғлиқ харажатларни ўз ичига олувчи солиштирма харажат (коэффициент)[15]:

$$\beta = C_\phi + C_{сар} + C_{иш}.$$

Сармоя харажатлари $C_{сар}$ турли хил бошланғич харажатларни ўз ичига олади. Масалан, ҳар бир қуёш модуллари ишлаб чиқариш ва унга зарур ускуналарни сотиб олиш учун кетган харажатлар. Буни ҳисобга олиб сармоя харажатлари функциясини қуйидагича ёзиш мумкин:

$$C_{сар} = \sum_{i=1}^N C_{i,сар},$$

бу ерда, N - қуёш модуллари сони.

Фойдаланиш ва техник хизмат кўрсатиш харажатлари $C_{иш}$ ускуналарни янгилаш, таъмирлаш ва тиклаш билан боғлиқ харажатларни ўз ичига олади. Ушбу нархнинг айти олинган пайтдаги қийматини моделлаштириш учун қуйидаги формуладан фойдаланилади:

$$C_{иш} = \sum_{y=1}^M \sum_{i=1}^N \left[C_{фой,мхк} P_i \left(\frac{1+INF}{1+FST} \right)^y \right],$$

бу ерда, $C_{фой,мхк}$ - йиллик фойдаланиш ва техник хизмат кўрсатиш харажатлари; INF ва FST мос равишда инфляция даражаси ва фоиз ставкаси.

Қуёш модуллари ишлаб чиқарган корхона даромадлари C_ϕ нинг қиймати қуйидагича аниқланади:

$$C_\phi = \frac{365}{4} \sum_{y=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^{24} \left[P_{i,t}^y C_{Pi} \left(\frac{1+INF}{1+FST} \right)^y \right],$$

бу ерда, $P_{i,t}^y$ - у йил учун t соатдаги i та куёш модулининг ишлаб чиқарувчи актив қуввати; C_{P_i} - ускуналарни сотувчи компания ва харидор ўртасидаги шартнома нархи.

Чегаравий шартлар [20].

Дизел генераторининг рухсат этилган қуввати бўйича:

$$0 \leq P_D(t) \leq P_N.$$

Сутканинг ҳар бир соатида қувват баланси бўйича:

$$P_D^{(t)} + P_G^{(t)} = P_L^{(t)}, \quad t = 1, 2, \dots, 24.$$

Сутканинг ҳар бир соатида фотоэлектр станциясининг аккумуляторни зарядлаш/разрядлаш қувватини эътиборга олган ҳолатдаги қуввати бўйича:

$$P_R^{(t)} + P_B^{(t)} = P_G^{(t)}, \quad t = 1, 2, \dots, 24.$$

Аккумулятор батареясининг мумкин бўлган максимал зарядланиш (разрядланиш) қуввати бўйича (разрядланиш манфий ишора билан олинган):

$$-P_{B.max} \leq P_B^{(t)} \leq P_{B.max}, \quad t = 1, 2, \dots, 24.$$

Сутканинг ҳар бир соатида фотоэлектр станциясининг инверторни максимал қуввати билан белгиланадиган чекланган қуввати бўйича:

$$0 \leq P_G^{(t)} \leq P_{G..max}^{(t)}, \quad t = 1, 2, \dots, 24.$$

Аккумулятор батареясининг зарядланиш энергияси бўйича:

$$W_{bal} + \sum_{k=1}^{t-1} [P_R^{(k)} - P_G^{(k)}] \leq W, \quad t = 2, 3, \dots, 24.$$

Сутканинг ҳар бир соатида аккумулятор батареясининг зарядлаш/разрядлаш имконияти бўйича:

$$-P_B^{(t)} \leq W_{bal} + \sum_{k=1}^{t-1} [P_R^{(k)} - P_G^{(k)}] \leq W - P_B^{(t)}, \quad t = 2, 3, \dots, 24,$$

бу ерда: $P_R^{(t)}$ - сутканинг t -чи соатида фотоэлектр станцияси томонидан ишлаб чиқарилувчи актив қувват; $P_L^{(t)}$ - сутканинг t -чи соатида истеъмолчиларнинг умумий актив қувват юкламаси; $P_{B..max}$ - батареянинг мумкин бўлган максимал зарядланиш ёки разрядланиш қуввати; $P_{G..max}^{(t)}$ - сутканинг t -инчи соатида инверторнинг рухсат этилган максимал қуввати; W - аккумулятор батареясининг электр сифими; W_{bal} - батареянинг олдинги суткадан қолган заряди ҳисобига қолдиқ электр энергияси.

Ушбу моделда, ишлаб чиқариш қувватининг ҳар қандай қийматида электр станцияларида энергия ва ёқилғининг солиштирма нархи ўзгармас деб қабул қилинган.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Ҳосил бўлган математик моделда мақсад функцияси ва чегаравий шартлар чизиқли кўринишда бўлганлиги сабабли уни ечиш мос чизиқли дастурлаш усулларида симлекс алгоритм ёрдамида амалга оширилади.

Тадқиқотлар ва фикр-мулоҳазалар

Таклиф этилаётган математик модел ва у асосида ушбу масалани ечиш алгоритмининг самарадорлиги фотоэлектр станциясига эга бўлган Жиззах политехника институтининг 2 ўқув биносини юклама графигини мавжуд фотоэлектр тизими ва дизел генератори ёрдамида оптимал қоплаш мисолида ўрганилди. Истеъмолчининг юклама графиги ва фотоэлектр станциясининг суткалик ишлаб чиқарувчи қувват графиги 1 жадвалда келтирилган. Аккумулятор батареясининг электр сиғими $W = 24 \text{ kWh}$. Ўтган суткадан батареядаги қолдиқ энергия $W_{\text{bal}}=0$. Батареянинг максимал зарядлаш/разрядланиш қуввати $P_{B,\text{max}} = 4 \text{ kW}$. Фотоэлектр станцияси ишлаб чиқарилаётган электр энергиясининг солиштирма нархи барча харажатларни ҳисобга олган ҳолатда $\beta = 0,088 \text{ \$ /kWh}$.

1-жадвал

Истеъмолчининг суткалик юкламаси ва фотоэлектр станциясининг қувват ишлаб чиқариш графиклари, кВт

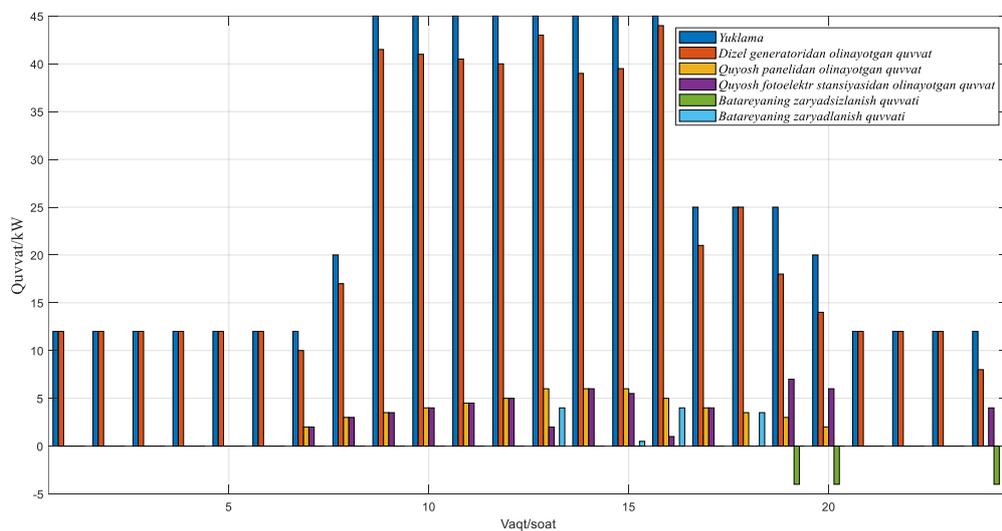
t, h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_L^{(t)}$	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	20,0	45,0	45,0	45,0	45,0
$P_D^{(t)}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
t, h	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$P_G^{(t)}$	45,0	45,0	45,0	45,0	25,0	25,0	25,0	20,0	12,0	12,0	12,0	12,0
$P_{dch}^{(t)}$	6,0	6,0	6,0	5,0	4,0	3,5	3,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0

2 жадвал ва 2 расмда таклиф этилган модел ва алгоритм асосида оптималлаш натижалари келтирилган. Бунда фотоэлектр станцияси ва дизел генераторининг оптимал юклама графиклари $P_G(t)$ ва $P_D(t)$ ҳамда аккумулятор батареясининг оптимал зарядланиш (мусбат ишлрали) ва разрядланиш (манфий ишорали) графиклари $P_{ch}(t)$ ва $P_{dch}(t)$ лар берилган. Ушбу ҳолатда фотоэлектр станцияси ва дизел генераторидан олинаётган электр энергиясининг суткалик умумий нархи 10,8148 долларни ташкил қилди.

2-жадвал

Истеъмолчи, фотоэлектр станцияси, дизел генератори ва аккумулятор батареясининг суткалик юклама графиклари, кВт

t, h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_L^{(t)}$	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	20,0	45,0	45,0	45,0	45,0
$P_D^{(t)}$	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	10,0	17,0	41,5	41,0	40,5	40,0
$P_R^{(t)}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
$P_G^{(t)}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
$P_{dch}^{(t)}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$P_{ch}^{(t)}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
t, h	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$P_L^{(t)}$	45,0	45,0	45,0	45,0	25,0	25,0	25,0	20,0	12,0	12,0	12,0	12,0
$P_D^{(t)}$	43,0	39,0	39,5	44,0	21,0	25,0	18,0	14,0	12,0	12,0	12,0	8,0
$P_R^{(t)}$	6,0	6,0	6,0	5,0	4,0	3,5	3,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$P_G^{(t)}$	2,0	6,0	5,5	1,0	4,0	0,0	7,0	6,0	0,0	0,0	0,0	4,0
$P_{dch}^{(t)}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-4,0	-4,0	0,0	0,0	0,0	-4,0
$P_{ch}^{(t)}$	4,0	0,0	0,5	4,0	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



2-расм. Истеъмолчи, фотоэлектр станцияси, дизел генератори ва аккумулятор батареясининг суткалик юклама диаграммалари

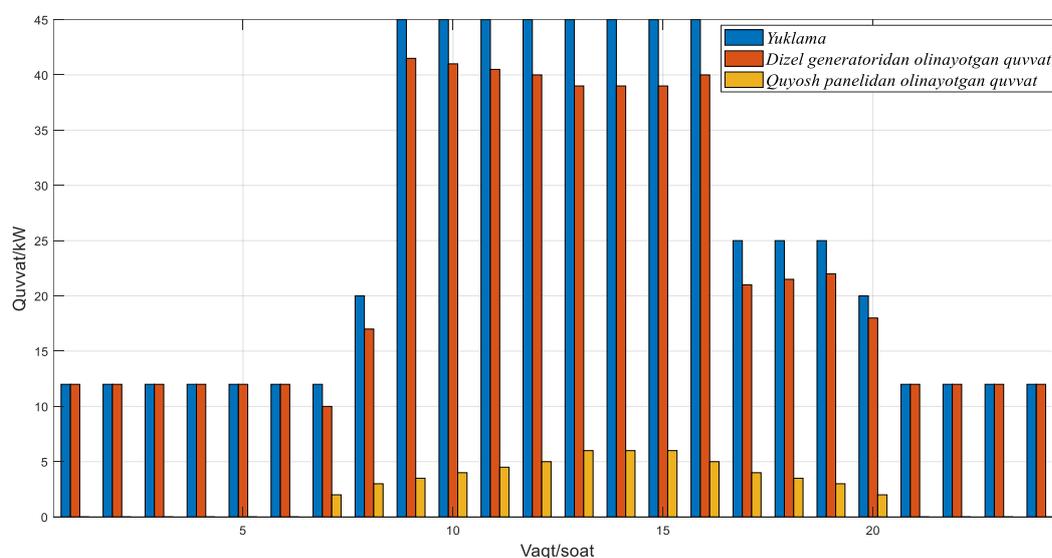
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Оптималлаштириш натижаларини таққослаш учун 3 жадвалда фотоэлектр станцияси аккумулятор батареясига эга бўлмаган ҳолат учун оптималлаш натижалари келтирилган. Бундай ҳолатда фотоэлектр станцияси ва электр энергетик тизимдан олинган электр энергияси нархининг суткалик қиймати 11,7988 долларни ташкил қилади.

3 -жадвал

Аккумулятор батареяси мавжуд бўлмаган ҳолатда истеъмолчи,
фотоэлектр станцияси ва дизел генераторининг суткалик юклама
графиклари, кВт

t, h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_L^{(t)}$	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	20,0	45,0	45,0	45,0	45,0
$P_D^{(t)}$	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	10,0	17,0	41,5	41,0	40,5	40,0
$P_R^{(t)}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
t, h	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$P_L^{(t)}$	45,0	45,0	45,0	45,0	25,0	25,0	25,0	20,0	12,0	12,0	12,0	12,0
$P_D^{(t)}$	39,0	39,0	39,0	40,0	21,0	21,5	22,0	18,0	12,0	12,0	12,0	12,0
$P_R^{(t)}$	6,0	6,0	6,0	5,0	4,0	3,5	3,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0



3-расм. Аккумулятор батареяси мавжуд бўлмаган ҳолатда истеъмолчи, фотоэлектр станцияси ва дизел генераторининг суткалик юклама диаграммалари

Шундай қилиб, кўриб чиқилган мисолда, фотоэлектр станциясига эга бўлган истеъмолчининг юклама графигини тавсия этилган математик

моделдан фойдаланиб оптималлаштиришнинг иқтисодий самарадорлиги 1,1 % ни ташкил этди. Бундай самарадорлик юклама миқдори ва фотоэлектр станциядан ишлаб чиқарилаётган электр энергиясининг камлиги ҳамда сутка давомидаги дизел генераторидан олинаётган қувватнинг кам ўзгариши билан боғлиқдир.

Кўриб чиқилган мисолда фотоэлектр станциясининг ишлаб чиқарувчи қувват графиги детерминистик боғланиш сифатида қабул қилинди. Умуман олганда, бундай графиклар эҳтимолий ёки қисман ноаниқ характерда бўлади. Бундай ҳолларда масала юклама графикларининг характери ҳисобга олган ҳолда таклиф қилинган математик модел ва [16-19] ларда келтирилган мос алгоритмлар ёрдамида самарали ечилиши мумкин.

Хулосалар. Фотоэлектр станцияси ва дизел генераторига эга бўлган автоном электр тизимининг иш ҳолатини оптимал режалаштириш масаласининг математик модели ва уни ечиш алгоритми таклиф этилди.

Сутка давомида дизел генераторидан олинаётган ўзгарувчан қувват шароитида фотоэлектр станциясининг юклама графикларини оптималлаштириш орқали сезиларли иқтисодий самарага эришиш мумкинлиги кўрсатилди.

Фотоэлектр ва дизел станцияларига эга бўлган автоном тизимларда аккумулятор батареяларидан фойдаланиш ишлатиш харажатларини камайтириш учун муҳим омил эканлиги кўрсатилди.

Таклиф этилган математик модел ва оптималлаш алгоритмидан фотоэлектр ва дизел станцияларига эга бўлган автоном тизимларнинг қисқа муддатли ишлаш ҳолатларини режалаштиришда фойдаланиш мумкин.

Адабиёт

1. Y. Azomuah, D. Yamegueu, X. Pu. (2012). Sustainable electricity generation by solar pv/diesel hybrid system without storage for off grids areas. *1st International Symposium on Electrical Arc and Thermal Plasmas in Africa (ISAPA)*. 1-6.

2. M.S. Ismaila, M. Moghavvemi, T.M.I. Mahlia. (2013). Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate. *Energy Conversion and Management*. 163-173.

3. Hanieh Borhanazad. (2013). Techno economic analysis of stand-alone hybrid renewable energy system. *Faculty of engineering university of malaya kuala lumpur*.

4. Patrick K. Ndwali, Jackson G. Njiri, Evan M. Wanjiru. (2021). Economic Model Predictive Control of Microgrid Connected Photovoltaic-

Diesel Generator backup Energy System Considering Demand side Management. *Journal of Electrical Engineering & Technology*. Volume 16, pages 2297–2312 (2021).

5. Mohsen Alizadeh Bidgoli, Ali Reza Payravi, A. Ahmadian, Weijia Yang. (2021). Optimal day-ahead scheduling of autonomous operation for the hybrid micro-grid including PV, WT, diesel generator, and pump as turbine system. *Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing*. Volume 12, pages 961–977 (2021)

6. Duong Quoc Hung, N. Mithulananthan, R.C. Bansal. (2014). Integration of PV and BES units in commercial distribution systems considering energy loss and voltage stability. *Applied Energy*. 113. 1162–1170.

7. Xing, H., Cheng, H., Zhang, Y. and Zeng, P. (2016). Active distribution network expansion planning integrating dispersed energy storage systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 10(3). 638-644.

8. Padmanabhan, N., Ahmed, M. and Bhattacharya, K. (2019). Battery Energy Storage Systems in Energy and Reserve Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*.

9. Harpreet kaur Channi¹, Surbhi Gupta², Arvind Dhingra³. (2020). Optimization and simulation of a solar–wind hybrid system using HOMER for Rural Electrification. *International Journal of Advanced Science and Technology*, 29(10s), 2108-2116. Retrieved from <http://sersc.org/journals/index.php/IJAST/article/view/16821>

10. Akbari-Dibavar, A., Nojavan, S., Zare, K. (2019). Optimal Sizing and Sizing of Energy Storage Systems in a Smart Distribution Network Considering Network Constraints and Demand Response Program. *Journal of Energy Management and Technology*, 3(2), 14-25. doi: 10.22109/jemt.2018.143478.111.

11. Rayees Ahmad Thokar, Nikhil Gupta, K R Niazi, Anil Swarnkar, Sachin Sharma, N K Meena. (2020). Optimal Integration and Management of Solar Generation and Battery Storage System in Distribution Systems under Uncertain Environment. *International Journal of Renewable Energy Research*. 10(1), March.

12. Sterling, G. and Tyler, B. (2018). Renewable Energy Management Using Action Dependent Heuristic Dynamic Programming. *IEEE International Smart Cities Conference (ISC2)*, 1-5. USA. doi: 10.1109/ISC2.2018.8656942.

13. Gayibov, T.Sh., Reymov, K.M., (2017). Optimal Planning of Short-Term Modes of Power Systems with Control of Loads of Electric Consumers and Taking into Account of Network Factor. *European Science Review*. 3(9-10), 86-91.

14. T.Sh. Gayibov, B.A. Uzakov, E.A. Abdullaev. (2020) Optimization of loading schedules of consumers with own stations on the basis of renewable energy sources. *Journal of critical reviews*. 7(15) 1738-1742.

15. Jordan Radosavljević, Nebojša Arsić, Miloš Milovanović, and Aphrodite Ktena. (2020). Optimal Placement and Sizing of Renewable Distributed Generation Using Hybrid Metaheuristic Algorithm. *Journal of modern power systems and clean energy*. 8(3), 499-510.
16. Gayibov, T. (2020). Algorithm for optimization of power system short-term mode in conditions of partial uncertainty of initial information taking into account the frequency change. / *E3S Web of Conferences*. Volume 216, 14, December 2020. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202021601100>
17. Gayibov, T., Latipov, S., Abdurashidov, D., Pulatov, B., Davirov, A. (2020). Algorithm for power systems mode optimization taking into account the frequency change in terms of probabilistic nature of initial information/ *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Volume 883, Issue 1, July 2020. CONMECHYDRO-2020. <https://doi:10.1088/1757-899X/883/1/012185>
18. Valdma, M, Keel, M, Liik, O. and Tammoja, H. (2003). Method of Minimax optimization of Power System Operation. *Proceedings of IEEE Bologna PowerTech*. 23-26. Italy.
19. Valdma, M, Keel, M. and Liik, O. (1990). Optimization of active power generation in electric power system under incomplete information. *Proceedings of Tenth Power Systems Computation Conference*, 1171-1176. Graz, Austria.
20. Tulkin Gayibov and Elnur Abdullaev. (2021). Optimization of daily operation mode of photovoltaic systems of enterprises. *E3S Web of Conferences* 264, 04063 (2021). CONMECHYDRO - 2021.

*Представлено Ташкентским государственным
техническим университетом*

УДК 621.31

**ЎЗБЕКИСТОНДА ЭЛЕКТР ЭНЕРГИЯСИНИ ҲИСОБГА ОЛИШ
ВА НАЗОРАТ ҚИЛИШНИНГ АВТОМАТЛАШТИРИЛГАН
ТИЗИМИНИ ЖОРИЙ ЭТИШ ЖАРАЁНЛАРИ
ВА ОЛИНАЁТГАН НАТИЖАЛАР**

Ж.О. Обиджонов

Ўзбекистонда электр энергиясини мониторинг қилиши ва ҳисобга олишининг автоматлаштирилган тизимини (ЭЭМХАТ) жорий этилиши якуний босқичга кирмоқда, бу эса электр энергияси учун тўлов шаффофлигини кафолатлаш ва истеъмолчиларнинг тўлов интизомини яхшилаш имконини бермоқда. Истеъмолчиларга электр энергиясининг ҳақиқий истеъмоли тўғрисида ишончли маълумотларни тақдим этади ва уни турли алоқа каналлари (PLC, ПЛС, GPRS, RS-485 ва бошқалар) ёрдамида ҳамда микрораёнга киришдан тортиб инсталланган объектда амалга ошириш имконини етказди. Амалдаги барча алоқа каналлари истеъмол, фавқулудда вазиятлар тўғрисидаги маълумотларни ўз вақтида ва ишончли узатишни таъминлайди, электр энергиясини ўзгирлиши фактларини аниқлаш ва тўламаганларни масофадан туриб ўчириш имконини беради. Барча керакли функциялар тизим администратори ихтиёрида бўлади.

В Узбекистане внедрение системы мониторинга и учета потребления электроэнергии - автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), находится в заключительной стадии. Внедрение АСКУЭ позволит улучшить систему оплаты за электроэнергию и финансовую дисциплину потребителей. Система предоставляет потребителям и контролирующим органам объективную информацию о состоянии данного вопроса и позволит максимально использовать возможности каналов связи (PLC, ПЛС, GPRS, RS-485 и др.). Эти каналы позволяют передать оперативно информацию о потреблении и чрезвычайных ситуациях, а также определить кражу электроэнергии и неоплате за нее. Вся информация находится в распоряжении администратора системы.

In Uzbekistan, the introduction of a system for monitoring and accounting for electricity consumption - an automated system for commercial accounting of electricity (ASCAE), is at the final stage. The introduction of ASKUE will improve the system of payment for electricity and the financial discipline of consumers. The system provides consumers and regulatory

authorities with objective information about the state of this issue and will allow maximum use of the possibilities of communication channels (PLC, PLC, GPRS, RS-485, etc.). These channels allow you to quickly transmit information about consumption and emergency situations, as well as determine the theft of electricity and non-payment for it. All information is at the disposal of the system administrator.

Электр энергияси ва табиий газ ҳам аҳоли, ҳам корхоналарнинг ҳаётий эҳтиёжларини қондиришнинг энг муҳим манбалари ҳисобланади. Шу боис мазкур ресурслар устидан назорат ўрнатиш, улардан фойдаланиш самарадорлигини ошириш муҳим талаблардан ҳисобланади.

Мамлакатимизда электр энергиясини мониторинг қилиш ва ҳисобга олишнинг автоматлаштирилган тизимини (*ЭЭМҲАТ-АСКУЭ*) жорий этилиши якуний босқичга кирмоқда, бу эса электр энергияси учун тўлов шаффофлигини кафолатлаш ва истеъмолчиларнинг тўлов интизомини яхшилаш имконини бермоқда.

Давлатимиз раҳбарининг “2017-2021-йилларда Ўзбекистон Республикасини ривожлантиришнинг бешта устувор йўналиши бўйича Ҳаракатлар стратегияси” муҳим лойиҳага янги туртки бўлди. 2018-йил 23-октябрдаги “Електр энергетикаси барқарорлиги тўғрисида”ги қароридан 2018-2020-йилларда ишлаб чиқариш қувватларини ошириш, электр тармоқларини модернизация қилиш, электр энергияси истеъмолини назорат қилиш ва ҳисобга олишни такомиллаштириш бўйича “йўл харитаси” қабул қилинди.

АСКУЭ тизимини жорий этишдан кўзланган асосий мақсад истеъмолчи ва йетказиб берувчи ўртасидаги шаффофликни таъминлаш, етказиб берилган электр энергияси учун ҳисоб-китобларни аниқлаштириш, шунингдек, истеъмолчилар томонидан фойдаланилган электр энергияси учун тўлов интизомини мустаҳкамлашдан иборат.

Ўзбекистон Республикаси Президентининг 2019 йил 9 июлдаги **ПҚ-3981-сонли** ва Ўзбекистон Республикаси Вазирлар Маҳкамасининг 2020 йил 28 сентябрдаги **594-сонли** қарорларига асосан республика ҳудудларида “Электр энергиясини ҳисобга олиш ва назорат қилишнинг автоматлаштирилган тизимини жорий этиш амалга ошира бошланди. Ушбу қарорлар ижросини таъминлаш “Худудий электр тармоқлари” АЖга юкланган бўлиб, бугунги кунда республика ҳудудларида **7 миллион 400 мингдан ортиқ** бир фазали ва уч фазали ҳисоблагичлар электр энергияси истеъмолчиларига ўрнатилди.

Истеъмолчиларга электр энергиясининг ҳақиқий истеъмоли тўғрисида ишончли маълумотларни тақдим этади ва уни турли алоқа каналлари (PLC, ПЛС, GPRS, RS-485 ва бошқалар) ёрдамида ҳамда микроараёнга киришдан тортиб исталган объектда амалга ошириш

мумкин. Амалдаги барча алоқа каналлари истеъмол, фавқулодда вазиятлар тўғрисидаги маълумотларни ўз вақтида ва ишончли узатишни таъминлайди, электр энергиясини ўғирланиши фактларини аниқлаш ва тўламаганларни масофадан туриб ўчириш имконини беради. Барча керакли функциялар тизим администратори ихтиёрида бўлади.

Амалдаги электр ҳисоблагичларни янгисига алмаштиришда аҳолидан ҳеч қандай ортиқча харажат талаб қилинмаганлиги боис, мазкур лойиҳанинг илк босқичи Осиё тараққиёт банки томонидан молиялаштирилиб, 150 миллион АҚШ доллари миқдорига маблағ ажратилди ва Жанубий Кореянинг “КТ Corporation” компанияси билан ҳамкорликда амалга оширилмоқда. Лойиҳанинг умумий қиймати 587 миллион долларни ташкил этади.

Янги ўрнатилаётган электр ҳисоблагичлар ҳақида аниқ тасаввурга эга бўлмаган айрим фуқаролар орасида унинг ўрнатилишидан норози бўлаётганлар ҳам учраб турганлиги туфайли, қурилмаларнинг нафақат тизим мутахассислари, балки аҳоли учун ҳам фойдаланишда қулай ва бир қатор афзалликларини кўрсатиб беришимиз лозим:

-электр энергетикаси соҳасида ҳисоб-китобнинг йўқлиги, дебитор қарздорликнинг йилдан йилга ўсиб бориши тизимни тубдан ислоҳ қилиш, мавжуд электр-ҳисоблагичларни автоматлашган турдагиларига алмаштириш заруратини юзага келтирди.

-амалдаги электр ҳисоблагичлар электрон бўлсада, аввалги айланадиган дискли (индукцион) ҳисоблагичлардан фақат кўриниши билангина фарқ қилади. Уларнинг ҳар иккаласи орқали, афсуски, маълумотларни масофадан олиш ва бошқаришнинг имкони йўқ. Ҳисоблагичларни ҳар сафар кўриқдан ўтказиш, ундан кўрсаткичларни ёзиб олиш ва ҳисоб-китоб қилиш учун дастурга киритишга ҳар бир истеъмолчига ҳудудий электр тармоқларидан ходим бориши талаб этилади;

-аввалги ҳисоблагичларда санокли маълумотлар жамланган бўлса, тизимга уланганларида 40 тага яқин маълумотни кўриш имконияти мавжуд бўлиб, хонадон соҳибига тахминан 25 йилгача хизмат қилиши кўзда тутилган.

-ҳисоблагични созлаш билан боғлиқ муаммоларда ҳам фуқароларнинг ортиқча оворагарчилигига ҳожат қолмайди. Тизимга уланиш жараёнида камчиликка йўл қўйилган бўлса ёки ишлаши билан боғлиқ бошқа муаммолар юзага келганда, ҳисоблагич тизимга автоматик хабар юборади ва мутахассислар келиб, нуксонни бартараф этади.

-ҳисоблагичлар тўлиқ автоматлаштирилган тизимга уланиши ҳисобига унга инсон омили таъсири буткул чекланади, яъни ҳисоблагич кўрсаткичларини қайд этиш, қарздорлик мавжуд бўлганда тармоқдан ажратиш, қарздорлик бартараф этилганда, тармоққа қайта улашнинг бари автоматлаштирилган тизим асосида амалга оширилади.

-ҳисоблагичлар ҳар 10 йилда истеъмолчилар ҳисобидан текширилди. Енди бу бепул, Худудий электр тармоқлари ҳисобидан амалга оширилади.

Ҳисоблагичлар барча худудларга ўрнатиб бўлингач, “Худудий электр тармоқлари” АЖ томонидан Тошкентда 2020 йилнинг август ойида ишга туширилган Электр энергиясини ҳисобга олишни автоматлаштириш марказига уланади. Бугунги кунда бу ерда ўрнатиладиган дастурий таъминотнинг сервер қурилмалари саккиз миллион истеъмолчини улашга мўлжалланган бўлиб, келгусида 20 миллион нафарга етказиш имконияти мавжуд бўлади.

Тизимни барча худудларда ишга тушириш учун, қуйидаги мавжуд муаммоларни бартараф этиш талаб қилинади:

-электр ҳисоблагичларни автоматлаштирилган тизимга улаш учун барча трансформатор пунктларига маълумотларни жамловчи концентраторлар ўрнатилиб, мобиль алоқа орқали маълумотлар марказга узатиб бориш жараёнини лади.

-махсус ва олий таълим муассаларида АСКУЭ тизими бўйича мутахассисларни тайёрлаш бўйича таълим йўналишини киритиш. Тайёрланадиган ёш мутахассисларнинг амалий кўникмаларини шакллантириш бўйича ОЎЮ ўқиш даврида стажировкаларини ташкил этиш;

-Худудий электр тармоқлари корхоналарида меҳнат фаолиятини амалга ошираётган АСКУЭ бўйича мутахассисларни доимий равишда малакасини оширадиган “Компетенция марказини” ташкил этиш;

-Республиканинг худудларида ўрнатилган ҳисоблагичларга хизмат кўрсатадиган сервис марказларини ташкил этиш. Сервис марказларини ташкил этишнинг асосий шарти бу етарли даражада малакали мутахассисларни керакли асбоб анжомларни мажудлиги шарти билан ташкил этиш;

-АСКУЭ тизини асоси бўлган дастурий таъминотини ноқонуний ташқи арлушивидан ҳимоялаш комплексини ишчи ҳолатда ушлаб туриш;

-АСКУЭ тизимига боғлиқ янги дастурий ишланмаларни ўрганиш ва амалиётга самара кўрсатадиганларини жорий этиш.

АСКУЭ тизими истеъмолчиларда келиб чиқаётган барча муаммоларга даво бўла олмасда, у албатта электр энергиясини ноқонуний равишда ишлатилиши ва ўғирлиги йўлида тўсиқ қўйиши мумкин. Айтиш жоизки Давлатимиз ҳар доим коммунал истеъмолчиларга қулай шароитлар яратиш учун керакли амалиётларни бажаришга ҳаракат қилади.

Адабиёт

1. Ожегов А. Н. Системы АСКУЭ: учебное пособие/– Киров: ВятГУ, 2006. – 102с.
2. Гуртовцев А.Л. О метрологии цифровых АСКУЭ и границах метрологической экспансии.// Промышленные АСУ и контроллеры, – М.: 2007. - №5.
3. Гашо Е.Г., Ковылов В.К. Опыт эксплуатации АСКУЭ в ОАО «Белокалитвинское металлургическое производственное объединение» // Промышленная энергетика, – М.: 2002. - № 10.
4. Задачи прогнозирования энергопотребления в интегрированной АСКУЭ // Энергосбережение, –М.: 2007.- №1, с.42-44.

*Худудий электр тармоқлари акционерлик
жамияти томонидан тақдим қилинган*

УДК 691.316

**РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ****А.Д. Таслимов, А.А. Юлдашев, Ф.М. Рахимов, А.Н. Султонов**

Мақолада саноат корхоналари электр таъминоти тизими элементларининг, жумладан ташқи электр таъминоти линиялари, трансформатор подстанциялари, таъминловчи ва тақсимловчи линияларнинг, математик моделлари ишлаб чиқилади. Ушбу моделлар саноат корхоналари электр таъминоти тизими элементлари параметрларини комплекс ва кўп параметрли оптималлаштириши таҳлил масалаларини ечиши имконини беради.

В статье разрабатываются математические модели суммарных затрат элементов систем электроснабжения промышленных предприятий, а именно линий внешнего электроснабжения, трансформаторных подстанций, питающих и распределительных линий. Данные модели позволяют решать задачи комплексного и многопараметрического оптимизационного анализа параметров систем электроснабжения промышленных предприятий.

The article develops mathematical models of the total costs of elements of power supply systems of industrial enterprises, namely, external power supply lines, transformer substations, supply and distribution lines. These models allow solving the problems of complex and multi-parameter optimization analysis of the parameters of power supply systems of industrial enterprises.

Научно-обоснованный выбор основных параметров элементов систем электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий подразумевает оптимизацию комплексной технико-экономической модели участков СЭС. Применение предложенных в [1,2,3,4] технико-экономических моделей участков указанных сетей для оптимизации параметров недостаточно, так как данные модели не отражают зависимость критерия оптимизации от комплекса параметров.

При технико-экономическом сопоставлении различных вариантов технических решений наиболее экономичным считается тот, который имеет минимальные суммарные затраты [5]:

$$Z = Z_{\min} \quad (1)$$

Это положение принято в основу решения вопроса о выборе экономически целесообразных параметров СЭС промышленных предприятий. СЭС промышленного предприятия представляет собой совокупность отдельных элементов, связанных между собой в определенной последовательности и характеризуемых своими технико-экономическими параметрами. В общем виде СЭС крупного промышленного предприятия можно представить в виде блок-схемы, изображенной на рис. 1.

Суммарные затраты на СЭС промышленного предприятия являются суммой затрат на ее отдельные элементы и в соответствии с блок-схемой (рис. 1) их можно записать в виде уравнения:

$$Z = Z_{ВЛ} + Z_{ГПП} + Z_{КЛ2} + Z_{ТП} + Z_{КЛ3}; \quad (2)$$

где $Z_{ВЛ}$ - затраты на линию внешнего электроснабжения; $Z_{ГПП}$ - затраты на главные понизительные подстанции (ГПП); $Z_{КЛ2}$ - затраты на распределительные линии внутреннего электроснабжения; $Z_{ТП}$ - затраты на потребительские трансформаторные подстанции (ТП); $Z_{КЛ3}$ - затраты на линии, питающих непосредственно потребители электроэнергии.



Рис. 1. Блок-схема системы электроснабжения промышленных предприятий

Из выражения (2) видно, что составляющие Z представляют собой затраты на элементы двух типов: линии электропередачи и ТП. Суммарные затраты для каждого из этих двух типов элементов можно записать как сумму двух слагаемых: суммарных капитальных вложений, отчислений на обслуживание, амортизацию, ремонт Z_k и затраты на компенсацию потерь электроэнергии $Z_{\Delta\epsilon}$ в рассматриваемом элементе СЭС. Затраты на линию:

$$Z_L = Z_{KL} + Z_{\Delta\epsilon L}; \quad (3)$$

$$\text{здесь} \quad Z_{KL} = r_{\Sigma} K_L l, \text{ млн. сум/год}; \quad (4)$$

где K_L - стоимость сооружения одного км линии электропередачи, млн. сум/км; l - длина ЛЭП, км; r_{Σ} - суммарный нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, отчислений на ремонт, амортизацию и обслуживание линии.

Затраты на оплату потерь электроэнергии в линии определяются общеизвестным выражением:

$$Z_{\Delta\epsilon L} = \Delta P_L \tau C_0 = \frac{S_p^2 \rho l \tau C_0}{U^2 F} \cdot 10^6 \text{ млн. сум/год}; \quad (5)$$

где S_p - передаваемая расчетная мощность по линии, кВА; U - напряжение, кВ; F - сечение проводников линии, мм²; ρ - удельное сопротивление проводника, Ом.мм²/км; C_0 - стоимость потерь электроэнергии, сум/кВт.ч; τ - время потерь, ч/г.

Суммарные затраты на ТП:

$$Z_{ТП} = Z_{КТП} + Z_{\Delta ЭТП} \quad (6)$$

Затраты на сооружение подстанции:

$$Z_{КТП} = r_{н\Sigma} K_{ТП}, \text{ млн. } \frac{\text{сум}}{\text{год}}, \quad (7)$$

где $r_{н\Sigma}$ - суммарный нормативный коэффициент; $K_{ТП}$ - капитальные вложения на сооружение подстанции, млн. сум.

Второе слагаемое выражение (6) определяется формулой [5]:

$$Z_{\Delta ЭТП} = \Delta \mathcal{E}_{ТП} C_0 = \left[\Delta P_{хх} T + \Delta P_{кз} \left(\frac{S_p}{S_{HT}} \right)^2 \tau \right] C_0 \cdot 10^{-3}, \text{ млн. сум/год}, \quad (8)$$

где $\Delta P_{хх}$ и $\Delta P_{кз}$ - номинальные потери х.х. и к.з., кВт; T - годовое время включения, S_p и S_{HT} - соответственно расчетная и номинальная мощность трансформатора, кВА.

Для получения функции затрат СЭС промышленных предприятий проведем исследование влияния различных факторов на экономические показатели элементов системы электроснабжения.

Анализ стоимостных показателей линии электропередачи (ЛЭП) и ТП, которые определяют величину суммарных затрат (4) и (7), показывает, что они зависят от электротехнических параметров и от принимаемых конструктивных решений их сооружения. Стоимость сооружения ЛЭП определяется стоимостью строительства одного километра воздушной линии (ВЛ) и марки провода, типом опор, количеством цепей на одной опоре. Стоимость сооружения ТП определяется ее функциональной принадлежностью (ГПП и ТП) и номинальной мощностью; уровнем высшего напряжения и количеством трансформаторов, типом трансформаторов, типом и количеством ячеек распределительных устройств.

Следовательно, для проведения дальнейших исследований необходимо определить конкретные математические связи между электротехническими параметрами и стоимостными показателями элементов СЭС. С этой целью в данной статье определены зависимости, аппроксимирующие вышеуказанные связи.

Использование материалов какого-либо источника без их предварительной практической оценки суммарных затрат не позволяет найти экономически целесообразное решение при проектировании. Проектирование, следовательно, и выбор оптимального варианта должны производиться в сопоставимых условиях. На основании обработки данных по стоимостным показателям элементов СЭС были получены выражения

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

[6,7,8,9], аппроксимирующие стоимости сооружения элементов СЭС промышленного предприятия.

а). Линии электропередачи.

Представим удельную стоимость одного километра ЛЭП в виде двух составляющих, зависящих от сечения $K_{Л}=f(F)$ и напряжения $K_{Л}=f(U)$. Анализ зависимостей $K_{Л}=f(F)$, проведенные в [6,7,8,9] для различных типов и исполнения воздушных и кабельных линий, дает основание принять линейную зависимость величины капиталовложений от сечения проводов линии.

Приняв допущение о непрерывности изменения стоимости линии в зависимости от сечения проводов, можно записать:

$$K_{Л} = f(U) = \alpha_{0F} + \alpha_F F \quad (9)$$

$$K_{ГСП} = f(S_{HT})$$

В [6] получены коэффициенты аппроксимации α_{0F} и α_F для различных типов ВЛ напряжением 6-35 кВ. Для ВЛ 110-220 кВ и кабельных линий, питающих непосредственно технологическое оборудование, аппроксимирующие коэффициенты α_{0F} и α_F - были определены хорошо известными математическими приемами. Значения коэффициентов $a_{Лр}$ и $a_{р}$ сведены в табл. 1.

Таблица 1.
Значения коэффициентов аппроксимации зависимости капитальных затрат от сечения для различных типов линий

Тип линии	Тип промежуточных опор	U, кВ	α_{0F} , млн. сум.	α_F , млн. сум./мм ²
Одноцепные воздушные линии (провод АС)	Стальные	35	228,3	0,33
		110	295,5	0,33
		220	426,3	0,33
	Железобетонные	6-10	30,3	0,33
		35	161,7	0,33
		110	210,6	0,33
Двухцепные воздушные линии (провод АС)	Стальные	6-10	44,1	0,33
		35	335,1	0,72
		110	445,8	0,72
		220	364,5	0,72

	Железобетонные	35 110	276,3 363,3	0,72 0,72
Кабельные линии	кабель КШВГ	6	111	2,1
		10	174	2,1
		35	240	2,1

Очевидно, что прямые $K=f(F)$ отсекают от оси ординат отрезки, численно равные удельной стоимости линий, зависящей от напряжения. Поскольку тангенс угла наклона на $K=f(F)$ численно равен α , для каждого типа линий при всех напряжениях получился одинаковым, можно построить зависимости стоимости линий от напряжения $K = f(U)$.

Примем к аппроксимации $K_{Л}=f(U)$ выражение вида[^]

$$K_{Л}(U) = \alpha_{0U} + \alpha_U U. \quad (10)$$

При определении аппроксимирующих коэффициентов был применен хорошо известный метод наименьших квадратов при допущении непрерывности функций $K_{Л}=f(U)$ в рассматриваемом диапазоне напряжений.

В зависимости от принимаемых условий при решении оптимизационной задачи аппроксимирующая функция (10) для ВЛ может быть взята линейной. Следует отметить, что стоимости одноцепных ВЛ достаточно хорошо аппроксимируются линейными функциями отдельно по диапазонам 6-35 кВ и 35-220 кВ.

Значения коэффициентов α_{0F} и α_F для различных типов линий сведены в табл. 2 и 3.

б). Трансформаторные подстанции.

Для промышленных предприятий характерно преобладание потребителей электроэнергии I и II категорий, поэтому ГПП, как правило, сооружаются двухтрансформаторными. При этом стремятся к максимальному упрощению схем коммутации подстанций и применению минимума коммутационных аппаратов. Это достигается отказом от выключателей на стороне высшего напряжения (35-220 кВ) и применением более и простой аппаратуры.

Стоимость сооружения ТП в основном определяется силовыми трансформаторами и распределительным устройством (РУ). При этом, стоимость трансформаторов зависит от уровня высшего напряжения и номинальной мощности, а стоимость РУ определяется номинальным напряжением.

Таблица 2.
Значения аппроксимирующих коэффициентов a_{0U} и a_U функции $K_{л} = f(U)$

Тип линии	a_{0U} , млн. сум.	a_U , млн. сум./кВ
Одноцепные В Л (6-35 кВ) железобетонные опоры	12	1,65
Одноцепные В Л (35-220 кВ) А) стальные опоры	210	1,44
Б) железобетонные опоры	153	0,18
Двухцепные В Л (35-220 кВ) А) стальные опоры	309	0,195
Б) железобетонные опоры	252	0,33
Кабельные линии (кабель КШБГ)	-	54,6

В общем случае стоимость ТП можно записать в функции двух вышеуказанных параметров:

$$K_{ТП} = f(U, S_{HT})$$

Стоимость ТП, которые выполняются в настоящее время комплектными [11], определяет в основном силовой трансформатор и конструктивное исполнение самой подстанции, отвечающее специфике эксплуатации в условиях предприятий.

Для анализа модели элементов СЭС с целью оптимизации их параметров, в качестве аппроксимации стоимости ТП можно выражать:

$$K_{ТП} = b_0 + b_U U + b_S S_{HT}, \quad (11)$$

Или

$$K_{ТП} = b_U U^\alpha + b_S S_{HT}, \quad (12)$$

Из выражений (11) и (12) следует, что стоимость сооружения ТП при одной и той же мощности трансформаторов, но для различных уровней высшего напряжения отличается на величину:

$$\Delta K_{ТП} = b_U (U_1 - U_2),$$

или

$$\Delta K_{ТП} = b_U (U_1 - U_2)^\alpha.$$

Таблица 3

Значение коэффициентов a_{0U} и a_U при линейной аппроксимаций $K_{л} = f(U)$

Тип линии	a_{0U} , млн. сум.	a_U , млн. сум./кВ
Одноцепные ВЛ (6-35 кВ) А) железобетонные опоры	4,5	2,85
Одноцепные ВЛ (35-220 кВ) А) стальные опоры	184,62	1,08
Б) железобетонные опоры	130,44	0,78
Двухцепные ВЛ (35-220 кВ) А) стальные опоры	265,2	1,78
Б) железобетонные опоры	224,16	1,34

Эта разность в стоимостях ТП остается постоянной при любых номинальных мощностях трансформаторов.

Выражения (11) и (12) не вносят существенных погрешностей в определение стоимостей ТП подстанций напряжением 6-35 кВ и мощностью трансформаторов 0,63 - 4,0 МВА. Однако при сооружении ТП и для определения их стоимостей ТП с высшим напряжением 35-220 кВ и мощностью 16-63 мВА и выше, что наиболее характерно для ГПП промышленных предприятий, аппроксимации стоимости ТП по рассматриваемым выражениям (11) и (12) вносят ошибку, которая дана при ориентировочных расчетах и может привести к неверным результатам. Например, для ГПП с мощностью 25 МВА стоимости при напряжениях 35 кВ и 220 кВ составляют 8400 млн. сум. и 16050 млн. сум., а для мощности 63 мВА при тех же уровнях высшего напряжения соответственно 13800 млн. сум. и 25800 млн. сум.

В первом случае ($S_{HT} = 25$ мВА) разность в стоимостях ГПП по напряжению составляет 7650 млн. сум, а во втором - 12000 млн. сум., т.е. очевидно значительное расхождение (4350 млн. сум.) в стоимости ТП.

В связи с этим можно предложить выражения, которые более точно описывают изменения стоимостей ТП от параметров U и S_{HT} :

$$K_{ТП} = b_S S_{HT}^\alpha \quad (13)$$

или

$$K_{ТП} = (b_0 + b_U U) S_{HT}^\alpha \quad (14)$$

При определении коэффициентов аппроксимации и показателей степеней α в (13) и (14) использовались хорошо известные математические приемы [10].

Например, для ТП (ГПП) с трехобмоточными трансформаторами записывали значения S_{HT} и $K_{ТП}$ в логарифмической системе координат. При этом функции $\lg K_{ТП} = f(\lg S_{HT})$ достаточно точно описываются прямыми. Далее, методом наименьших квадратов [10] определялись коэффициенты аппроксимации вышеуказанных прямых.

В результате расчетов были получены следующие выражения:

$$\begin{aligned} \lg K_{ТП}(35) &= 1,519 + 0,458 \lg S_{HT}; \\ \lg K_{ТП}(110) &= 1,627 + 0,468 \lg S_{HT}; \\ \lg K_{ТП}(220) &= 1,759 + 0,461 \lg S_{HT}. \end{aligned} \quad (15)$$

Потенцируя уравнения (15), получаем:

$$\begin{aligned} K_{ТП}(35) &= 32,51 S_{HT}^{0,458}; \\ K_{ТП}(110) &= 42,36 S_{HT}^{0,468}; \\ K_{ТП}(220) &= 57,41 S_{HT}^{0,461}. \end{aligned} \quad (16)$$

Принимаем значение $a = 0,46$, тогда числа 32,51; 42,36 и 57,41 имеют размерность. Кроме того, эти числа имеют непосредственную связь с уровнем высшего напряжения ТП, которая может быть аппроксимирована прямой линией.

Итак, для ГПП с двумя и трехобмоточными трансформаторами с РПН и ОРУ стоимость сооружения может быть описана формулой:

$$K_{ГПП} = (22,7 + 0,136U) S_{HT}^{0,46}, \text{ млн. сум.} \quad (17)$$

Для ГПП с двумя двухобмоточными трансформаторами с РПН и аналогичным ОРУ капитальные вложения составят:

$$K_{ГПП} = (16,0 + 0,084U) S_{HT}^{0,54}, \text{ млн. сум.} \quad (18)$$

Для комплектной трансформаторной подстанции:

$$K_{КТП} = (8,4 + 0,073U) S_{HT}^{0,61}, \text{ млн. сум.} \quad (19)$$

Следует заметить, что в выражениях (17), (18) и (19) размерность напряжения U -в кВ, а номинальной мощности трансформаторов - в мВА.

Таким образом, проведенные технико-экономические исследования и анализ элементов СЭС промышленных предприятий позволили установить зависимости стоимостных показателей отдельных элементов СЭС от их электрических параметров и получены аналитические выражения затрат СЭС промышленного предприятия по отдельным ее элементам, т.е. разработаны математические модели, отражающие основные свойства элементов исследуемого объекта. На основе полученных аналитических выражений разработаны алгоритм и программа для составления комплексной технико-экономической модели СЭС промышленного предприятия [12], что позволяет определить рациональные параметры этой системы.

Литература

1. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для студентов высших учебных заведений. - М.: Интермет Инжиниринг, 2005. - 672 с.
2. Козлов В.А. Городские распределительные сети. -Л.: Энергия. 2001. -274 с.
3. Катренко Г.Н. Новые подходы к построению распределительных электрических сетей 0,4-35кВ. - // Электрические сети и системы, 2013, № 5, - С. 25-29.
4. Лещинская Т.Б. Оптимизация систем электроснабжения (в примерах и иллюстрациях).- М.: Издательство МЭИ, 2002. - 52 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
6. Таслимов А.Д., Меликузиев М.В., Муродов Б.К. Разработка технико-экономической модели оптимизации параметров распределительной сети // Журнал «Вестник ТашГТУ». Ташкент, 2018. - № 3. -С. 53-57.
7. Таслимов А.Д. Математические модели в задачах оптимизации параметров и структур систем электроснабжения городов // Научно-технический журнал «Проблемы энерго-и ресурсосбережения». Ташкент, 2017. - № 3-4. С. 62-65.
8. Таслимов А.Д. Унификация параметров городских распределительных электрических сетей в условиях неопределенности: Монография. – Т.: ТашГТУ, 2019. – 148 с.
9. Таслимов А.Д. Товбаев А.Н., Хужанов Б.К. Комплексная технико-экономическая модель унификации сечений кабелей электрических сетей. // Горный вестник Узбекистана. № 53. Навои, 2013., - С.122-124.
10. Справочник по математике для научных работников и инженеров Корн Г., Корн Т. -М.: Издательство Лань, 2003. - 832с.
11. www.uzkabel.uz, www.glotr.uz, www.kabel.uz, <http://www.tula-transformator.ru/info.html>, <http://www.chtz.uz/uz>, www.scopus.com.
12. Таслимов А.Д., Меликузиев М.В., Муродов Б.К. Программа комплексной технико-экономической модели унификации сечений кабелей городских распределительных электрических сетей 1000В// Агентство по интеллектуальной собственности РУз. Свидетельство DGU № 05721 18.09.2018.

*Представлено Ташкентским государственным
техническим университетом*

УДК.621.313.333

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО РАБОЧЕГО ВАЛА****Қ.Г. Абидов, К.С. Дададжанов**

Кўприкли кранлар ишлаб чиқариш операцияларини, юклаш-тушириш ва омор операцияларини механизациялаш ва автоматлаштиришнинг асосий воситаларидан биридир. Металлургия ва машинасозлик заводларининг айрим цехларида, масалан, Ўзбекистон металлургия комбинати, “Ўзнефтвазماش” АЖ, ТТЗ, ҲИИ АЖ “Ўзиккиламчи рангли металл” зарб ва пресслаш цехларида, кўприкли кранлар асосий технологик жиҳозлар ҳисобланади. Уларнинг ишончилиги ва ишлаши устахонанинг техник ва иқтисодий кўрсаткичларини белгилайди. Кўприкли кранлар – юкларни уч йўналишида ҳаракатлантиради кўприк, арава ва кўтариш, ҳаракатлантириш механизмлари тўпламини ўзида акс эттиради. Металл истеъмоли бўйича, кўприкли кранлар бошқа турдаги машиналар орасида биринчи ўринлардан биридир. Кўприкли кранларнинг ўсиб бораётган парки уларга техник хизмат кўрсатиш билан шугулланадиган ишчилар ва мутахассислар сонининг доимий ўсишига олибкелади. Шу билан бирга, электр жиҳозлари энг кўп эътибор талаб қилади, бу кран механизмларининг барча носозликларининг 75% ташиқил этади. Шу сабабли, муҳим вазифа кранларнинг электр юритмаларини такомиллаштириш, уларнинг ишончилигини ошириш ва кранларни таъмирлаш ва техник хизмат кўрсатиш харажатларини камайтириш имконини берувчи элемент базасини соддалаштиришидир. Кран электр юритмаларнинг ишлаши ва ишончилигини ошириш янада илгор ускуналардан фойдаланиш орқали эришилади. Муҳим операцияларни бажарадиган юқори қувватли механизмларда асинхрон электр моторлар учун мураккаб бошқарув тизимларидан фойдаланиш сезиларли харажатлар ва энергия тежаш имконини беради. Шу билан бирга, электр юритма тизимларидан фойдаланиш тавсия этиладиган кам қувватли оммавий кран механизмлари учун кичик ўлчамли, нисбатан арзон, юқори ишончли, осон хизмат кўрсатадиган электр юритма тизимларини яратиш долзарб муаммодир.

Мостовые краны являются одним из основных средств механизации и автоматизации производственных операций, погрузочно-разгрузочных и складских работ. В некоторых цехах металлургических и машиностроительных заводов, например, Узбекский металлургический завод, АО Узнефтвазماش, ТТЗ, АО УИИ "Ўзиккиламчиранглиметалл" в кузнечно-прессовых цехах мостовые краны являются основным технологическим

видом оборудования. Их надежность и производительность определяет технико-экономические показатели работы цеха. Мостовые краны представляют собой комплекс механизмов подъема, передвижения моста и тележки, осуществляющих перемещение груза в трех направлениях. По своей металлоемкости мостовые краны стоят на одном из первых мест среди машин других видов. При этом, наибольшего внимания к себе требует электрооборудование, на долю которого приходится до 75% всех отказов крановых механизмов. Поэтому важной задачей является совершенствование крановых электроприводов, повышение их надежности и упрощение элементной базы, что позволяет снизить затраты на ремонт и обслуживание кранов. Повышение работоспособности и надежности крановых электроприводов достигается за счет использования более совершенной аппаратуры. На механизмах большой мощности, выполняющих ответственные операции, применение сложных систем управления асинхронными электроприводами дает значительную экономию средств и энергии. В то же время для массовых крановых механизмов небольшой мощности, на которых целесообразно применять системы электропривода, актуальной проблемой является создание малогабаритных, относительно недорогих, высоконадежных, легко обслуживаемых систем электропривода.

Overhead cranes are one of the main means of mechanization and automation of production operations, loading and unloading and warehouse operations. In some workshops of metallurgical and machine-building plants, for example, the Uzbek Metallurgical Plant, JSC Uzneftegazmash, TTZ, JSC UII "Ozikkilamchiranglimetall" in forging and pressing shops, overhead cranes are the main technological equipment. Their reliability and performance determine the technical and economic performance of the shop. Overhead cranes are a set of mechanisms for lifting, moving a bridge and a trolley that move cargo in three directions. In terms of metal consumption, overhead cranes are one of the first places among machines of other types. The growing fleet of overhead cranes leads to a constant increase in the number of workers and specialists involved in their maintenance. At the same time, electrical equipment requires the most attention, which accounts for up to 75% of all failures of crane mechanisms. Therefore, an important task is to improve crane electric drives, increase their reliability and simplify the element base, which allows reducing the cost of repair and maintenance of cranes. Improving the efficiency and reliability of crane electric drives is achieved through the use of more advanced equipment. On high power mechanisms that perform critical operations, the use of complex control systems for asynchronous electric drives provides significant cost and energy savings. At the same time, for mass crane mechanisms of low power, on which it is advisable to use electric drive sys-

tems, an urgent problem is the creation of small-sized, relatively inexpensive, highly reliable, easily maintained electric drive systems.

Введение. Переходные процессы в электроприводах происходят при: изменениях напряжений и частоты питающей сети, а также нагрузки на валах двигателей; включении и отключении от сети; реверсе; коротких замыканиях, изменении параметров двигателя и т.п. [1-3]. В реальных условиях переходные процессы протекают при одновременном изменении нескольких факторов. Комбинации факторов, влияющих на динамику, могут быть разнообразны (изменения напряжения, частоты и параметров, нагрузки и т.д.) [4, 5].

По важности и числу выполненных работ переходные процессы делятся на процессы при пуске, торможении, реверсе, повторном включении и изменении нагрузки. Эти процессы могут протекать при симметричных и несимметричных напряжениях, в симметричных и несимметричных машинах [6, 7].

Исследовать динамику электропривода – значит выявить как влияют параметры и изменения независимых переменных на переходные процессы и выбрать условия, в которых будут работать электрические машины, а также оптимальные параметры и характер измерения независимых переменных. Переходные процессы в электроприводах столь многообразны, что изучить их полностью невозможно [8,9].

Точное описание процессов в реальной системе ЭМРВ осложняется совокупностью трехмерных взаимосвязанных электрических и магнитных цепей с переменной магнитной проницаемостью. Динамические режимы системы ЭМРВ зависят от многих параметров как двигателей, так и системы в целом. Анализ такой многоэлементной системы требует разработки специальных методов электромагнитных процессов в ЭМРВ. Для составления математической модели ЭМРВ, с учетом электромагнитных процессов, и его дальнейшего анализа примем общепринятые в теории электрических машин и электроприводе допущения [6, 10].

Основная часть. С учетом принятых допущений для контуров каждой из фаз статора, ротора и индукционного реостата двигателей ЭМРВ справедливы уравнения напряжений Максвелла [6,11,12]. Уравнения напряжения для обмоток фаз статора двигателей имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} U_{nSA} &= i_{nSA} \cdot R_{SA} + \frac{d\psi_{nSA}}{dt} \\ U_{nSB} &= i_{nSB} \cdot R_{SB} + \frac{d\psi_{nSB}}{dt} \\ U_{nSC} &= i_{nSC} \cdot R_{SC} + \frac{d\psi_{nSC}}{dt} \end{aligned} \right\} . \quad (1)$$

Соответственно для обмоток фаз роторов имеем:

$$\left. \begin{aligned} U_{nra} &= i_{nra} \cdot R_{ra} + i_{nra} \cdot R_{upna} + \frac{d\psi_{nra}}{dt} + \frac{d\psi_{nupa}}{dt} \\ U_{nrB} &= i_{nrB} \cdot R_{rB} + i_{nrB} \cdot R_{upnB} + \frac{d\psi_{nrB}}{dt} + \frac{d\psi_{nupB}}{dt} \\ U_{nrc} &= i_{nrc} \cdot R_{rc} + i_{nrc} \cdot R_{upnc} + \frac{d\psi_{nrc}}{dt} + \frac{d\psi_{nupc}}{dt} \end{aligned} \right\} . \quad (2)$$

Для фаз третьей обмотки индукционного реостата получим:

$$\left. \begin{aligned} U_{3ura} &= i_{3ura} \cdot R_{up3a} + i_{3ura} \cdot R_e' + \frac{d\psi_{3ura}}{dt} \\ U_{3урв} &= i_{3урв} \cdot R_{up3в} + i_{3урв} \cdot R_e' + \frac{d\psi_{3урв}}{dt} \\ U_{3урс} &= i_{3урс} \cdot R_{up3с} + i_{3урс} \cdot R_e' + \frac{d\psi_{3урс}}{dt} \end{aligned} \right\} ; \quad (3)$$

где: n – порядковый номер двигателей (в нашем случае изменяются от 1 до 2);

R_s, R_r, R_{up} – активные сопротивления статорной, роторной цепи и реостатной цепи системы ЭМРВ;

$\psi_s, \psi_r, \psi_{up}$ – потокосцепления статора, ротора и индукционного реостата.

Методы. Величины потокосцеплений определяются путем анализа взаимодействия токов обмоток двигателей и индукционного реостата. Например, для одной фазы статора, ротора и индукционного реостата имеем:

$$\left. \begin{aligned}
 \psi_{nSA} &= L_{1SA} \cdot i_{1SA} + M_{c1AB} \cdot i_{1SB} + M_{c1AC} \cdot i_{1SC} + \\
 &\quad + M_{cp1Aa} \cdot \cos \varphi_{Aa} \cdot i_{1ra} + M_{cp1Ab} \cdot \cos \varphi_{Ab} \cdot \\
 &\quad \cdot i_{1rb} + M_{cp1Ac} \cdot \cos \varphi_{Ac} \cdot i_{1rc} \quad ; \\
 \psi_{npA} &= L_{1ra} \cdot i_{1ra} + M_{p1ab} \cdot i_{1rb} + M_{p1ac} \cdot i_{1rc} + \\
 &\quad + M_{cp1Aa} \cdot \cos \varphi_{Aa} \cdot i_{1sa} + M_{cp1Ab} \cdot \cos \varphi_{Ab} \cdot \\
 &\quad \cdot i_{1sb} + M_{cp1Ac} \cdot \cos \varphi_{Ac} \cdot i_{1sc} \quad ; \\
 \psi_{nupA} &= L_{1upa} \cdot i_{1upa} + M_{up1a1b} \cdot i_{1upb} + M_{up1a1c} \cdot \\
 &\quad \cdot i_{1upc} + M_{up1a2a} \cdot \cos \varphi \cdot i_{2upa} + M_{up1a2b} \cdot \\
 &\quad \cdot \cos \varphi \cdot i_{2upb} + M_{up1a2c} \cdot \cos \varphi \cdot i_{2upc} + \\
 &\quad + M_{up1a3a} \cdot \cos \varphi \cdot i_{3урка} + M_{up1a3b} \cdot \cos \varphi \cdot \\
 &\quad \cdot i_{3уркв} + M_{up1a3c} \cdot \cos \varphi \cdot i_{3уркc} \quad ;
 \end{aligned} \right\} : \quad (4)$$

где: $L_{nsa} = L_{nsb} = L_{nsc}$ – индуктивность фаз статора двигателей;

$L_{npa} = L_{npb} = L_{npc}$ – индуктивность фаз роторов двигателей;

$L_{1upa} = L_{1upb} = L_{1upc}$ – индуктивность фаз ИР для 1-й обмотки;

$L_{2upa} = L_{2upb} = L_{2upc}$ – индуктивность фаз ИР для 2-й обмотки;

$L_{3upa} = L_{3upb} = L_{3upc}$ – индуктивность фаз ИР для 3-й обмотки.

$M_{c1AB} = M_{c1AC} = M_{c1BC}$ – взаимная индуктивность между обмотками 1-го двигателя;

$M_{c2AB} = M_{c2AC} = M_{c2BC}$ – взаимная индуктивность между обмотками 2-го двигателя;

$M_{p1ab} = M_{p1ac} = M_{p1bc}$ – взаимная индуктивность между обмотками ротора 1-го двигателя;

$M_{p2ab} = M_{p2ac} = M_{p2bc}$ – взаимная индуктивность между обмотками ротора 2-го двигателя;

$M_{cp1Aa} = M_{cp1Ab} = M_{cp1Ac}$ – взаимная индуктивность между обмотками статора и ротора 1-го двигателя;

$M_{cp2Aa} = M_{cp2Ab} = M_{cp2Ac}$ – взаимная индуктивность между обмотками статора и ротора 2-го двигателя;

$M_{\text{уп}1} = M_{\text{уп}2} = M_{\text{уп}3}$ – взаимная индуктивность между обмотками ИР 1-й, 2-й и 3-й обмоток.

Введем обозначения углов между обмотками в виде:

$$\left. \begin{aligned} \varphi_{1Aa} = \varphi_{1Aa} = \varphi_1; & \quad \varphi_{1AB} = \varphi_{1BA} = \varphi_1 - 120^\circ; & \quad \varphi_{1Ca} = \varphi_{1aB} = \varphi_1 + 120^\circ \\ \varphi_{1Ba} = \varphi_{1Ba} = \varphi_1 + 120^\circ; & \quad \varphi_{1Bb} = \varphi_{1bB} = \varphi_1; & \quad \varphi_{1Bc} = \varphi_{1cB} = \varphi_1 - 120^\circ \\ \varphi_{1Ca} = \varphi_{1aC} = \varphi_1 - 120^\circ; & \quad \varphi_{1Cb} = \varphi_{1bC} = \varphi_1 + 120^\circ; & \quad \varphi_{1Cc} = \varphi_{1cC} = \varphi_1 \end{aligned} \right\} \cdot \quad (5)$$

Для второго двигателя изменяется только индекс 1 на 2.

Выражения потокосцеплений с учетом углов можно представить в виде [6, 13],

$$\begin{aligned} \psi_{\text{н}SA} = & L_{1SA} \cdot i_{1SA} + M_{c1AB} \cdot i_{1SB} + M_{c1AC} \cdot i_{1SC} + \\ & + M_{\text{cp}1Aa} \cdot \cos \varphi_{1Aa} \cdot i_{1ra} + M_{\text{cp}1AB} \cdot \cos(\varphi_1 + 120^\circ) \cdot \\ & \cdot i_{1rb} + M_{\text{cp}1Ac} \cdot \cos(\varphi_1 - 120^\circ) \cdot i_{1rc} \quad ; \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \psi_{\text{н}rA} = & L_{1ra} \cdot i_{1ra} + M_{p1ab} \cdot i_{1rb} + M_{p1ac} \cdot i_{1rc} + \\ & + M_{\text{cp}1Aa} \cdot \cos \varphi_1 \cdot i_{1sa} + M_{\text{cp}1AB} \cdot \cos(\varphi_1 - 120^\circ) \cdot \\ & \cdot i_{1sb} + M_{\text{cp}1Ac} \cdot \cos(\varphi_1 + 120^\circ) \cdot i_{1sc} \quad ; \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \psi_{1\text{уп}a} = & L_{1\text{уп}a} \cdot i_{1\text{уп}a} + M_{\text{уп}1a1b} \cdot i_{1\text{уп}b} + M_{\text{уп}1a1c} \cdot \\ & \cdot i_{1\text{уп}c} + M_{\text{уп}1a2a} \cdot \cos \varphi_1 \cdot i_{2\text{уп}a} + M_{\text{уп}1a2b} \cdot \\ & \cdot \cos(\varphi_1 + 120^\circ) \cdot i_{2\text{уп}b} + M_{\text{уп}1a2c} \cdot \cos(\varphi_1 - 120^\circ) \cdot \\ & \cdot i_{1\text{уп}c} + M_{\text{уп}1a3a} \cdot \cos \varphi_1 \cdot i_{3\text{уп}ka} + M_{\text{уп}1a3b} \cdot \\ & \cdot \cos(\varphi_1 + 120^\circ) \cdot i_{1\text{уп}b} + M_{\text{уп}1a3c} \cdot \cos(\varphi_1 - 120^\circ) \cdot \\ & \cdot i_{3\text{уп}kc} \quad ; \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} \psi_{2\text{уп}a} = & M_{\text{уп}2a1a} \cdot i_{1\text{уп}a} + M_{\text{уп}2a1b} \cdot i_{1\text{уп}b} + M_{\text{уп}2a1c} \cdot \\ & \cdot i_{1\text{уп}c} + L_{\text{уп}2a} \cdot \cos \varphi \cdot i_{2\text{уп}a} + M_{\text{уп}1a2b} \cdot \\ & \cdot (\varphi_1 + 120^\circ) \cdot i_{2\text{уп}b} + M_{\text{уп}1a2c} \cdot \cos(\varphi_1 - 120^\circ) \cdot \\ & \cdot i_{1\text{уп}c} + M_{\text{уп}1a3a} \cdot \cos \varphi_1 \cdot i_{3\text{уп}ka} + M_{\text{уп}1a3b} \cdot \\ & \cdot \cos(\varphi_1 + 120^\circ) \cdot i_{3\text{уп}kb} + M_{\text{уп}1a3c} \cdot \cos(\varphi_1 - 120^\circ) \cdot \\ & \cdot i_{3\text{уп}kc} \quad ; \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned}
 \psi_{3\text{упа}} = & M_{\text{уп}3\text{а}1\text{а}} \cdot i_{1\text{упа}} + M_{\text{уп}3\text{а}1\text{в}} \cdot i_{1\text{упв}} + M_{\text{уп}3\text{а}1\text{с}} \cdot \\
 & \cdot i_{1\text{упс}} + M_{\text{уп}3\text{а}2\text{а}} \cdot \cos \varphi_1 \cdot i_{2\text{упа}} + M_{\text{уп}3\text{а}2\text{в}} \cdot \\
 & \cdot (\varphi_1 + 120) \cdot i_{2\text{упв}} + M_{\text{уп}3\text{а}2\text{с}} \cdot \cos(\varphi - 120^\circ) \cdot \\
 & \cdot i_{2\text{упс}} + L_{\text{уп}3\text{а}} \cdot \cos \varphi \cdot i_{3\text{ука}} + M_{\text{уп}3\text{а}3\text{в}} \cdot \\
 & \cdot \cos(\varphi + 120) \cdot i_{3\text{упкв}} + M_{\text{уп}3\text{а}3\text{с}} \cdot \cos(\varphi - 120^\circ) \cdot \\
 & \cdot i_{3\text{упкс}} ;
 \end{aligned}
 \tag{10}$$

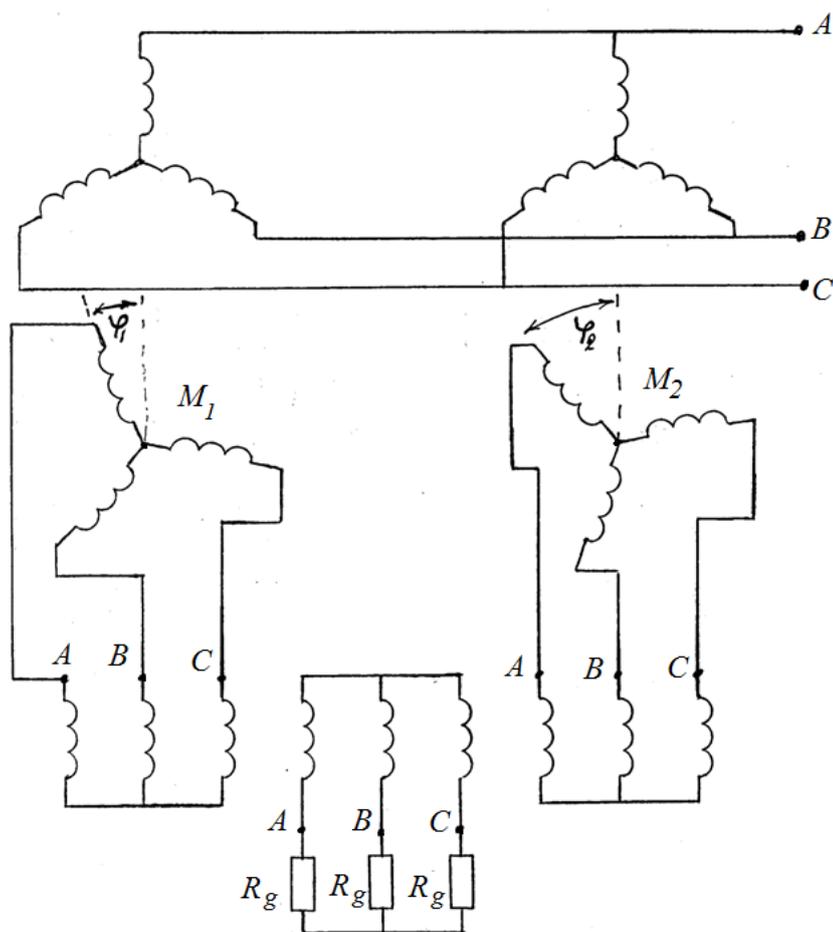


Рис.1. Пространственная модель ЭМРВ

Выводы. Полученные уравнения описывают систему в потокосцеплениях для приведенной на рис. 1 схемы. Для упрощения полученных выражений необходимо привести реальный трехфазный асинхронный двигатель к эквивалентной двухфазной машине. При этом намного

уменьшается число электрических контуров и, следовательно, число уравнений, описывающих электромагнитные процессы [14- 25].

Литература

1. Постановление Президента Республики Узбекистан от 23.08.2017 года №ПП-3238 «О мерах по дальнейшему внедрению современных энергоэффективных и энергосберегающих технологий».
2. Аллаев К.Р. Современная энергетика и перспективы ее развития. /Под общей редакцией академика Салимова А.У.-Т.: «Fan va texnologiyalar nashriyot-matbaa uyi», 2021.-952 с.
3. Аллаев К.Р. Энергетика мира и Узбекистана. Аналитический обзор.Т.2006.-380 с.
4. Дададжанов К.С. Многодвигательные электроприводы крановых механизмов. /Тезисы докладов конференции молодых ученых и специалистов: Актуальные проблемы научных исследований кибернетики, механики и энергетике. Ташкент, 1987 – С. 67-68.
5. Динамика автоматизированного электропривода с упругой механической связью В.И. Ключев, В.И. Яковлев, Л.Я. Телечко и др. //Электричество, 1973 N -С. 40-46.
6. Копылов И.П. Математическое моделирование электрических машин : Учеб. для вузов. - М.: Высшая. школа., 2001. -327 с.
7. Разработка электроприводов производственных механизмов/ Томашевский Н.И., Томашевский Д.Н., Емельянов А.А., Ипполитов В.В.; Учебное пособие, - Екатеринбург: Изд. РГПГТУ, 2006, - 229с.
8. Теория электропривода. Примеры расчетов: учебное пособие / Г.И. Драчев, А.Н. Шишков, С.М. Бутаков, А.В. Валов; под ред. Г.И. Драчева. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2010. – 192 с.
9. Теоретические основы электротехники. Установившиеся и переходные процессы в линейных электрических цепях: учебное пособие [Электронный ресурс]/ С. И.Петров, А. А. Руппель; ред. В. П. Горелов. - Омск: ОИВТ, 2009. - 137 с..
10. Унгру В., Иордан Г. Системы согласования вращения асинхронных электродвигателей -Л.: Энергия, 1971. -182 с.
11. Копылов И.П. Математическое моделирование электрических машин : Учеб. для вузов. - М.: Высшая. школа., 2001. -327 с.
12. Тищенко В.Н. Математическое описание и исследование переходных процессов многодвигательного электропривода с электрической связью асинхронных машин //Электротехника, 1978, N 7 -С. 30-33.
13. Усольцев А.А. Электрический привод/Учебное пособие. СПб: НИУ ИТМО, 2012, – 238 с.

14. Усынин, Ю.С. Теория автоматического управления: учебное пособие для вузов / Ю.С. Усынин. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2010. – 176 с.

15. Усманходжаев Н.М., Кадыров М. К методике расчета ИР в системе согласованного вращения синхронных двигателей на принципе электромагнитного рабочего вала //Изв. СССР Электромеханика, 1991. -N9, -С. 23-28.

16. Усманходжаев И.М., Сагитов П.И. Система согласованного вращения асинхронных двигателей //Электротехника, 1976. -N 2, -С. 46-51.

17. Усманходжаев Н.М., Белоковский Р.И., Дададжанов К.С., Кадыров М.Т. Тиристорно-электромагнитное согласование и регулирование скоростей вращения асинхронных двигателей //“Электроприводы переменного тока с полупроводниковыми преобразователями”/ Тезисы докладов VIII научно-технической конференции. Свердловск, 1989. – С. 20.

18. Усманходжаев Н.М., Дададжанов К.С., Кадыров М.Т. Регулируемый электромагнитный рабочий вал и его приложение к подъемно-транспортным механизмам /Информационное сообщение N 500. – Ташкент: ФАН, 1991. –С. 12.

19. Усманходжаев Н.М., Дададжанов К.С. Согласование скоростей электродвигателей в механизмах передвижения мостовых кранов// Журнал: Подъемно-транспортная техника и склады, 1992, N 2, -С.15-16.

20. Ушаков Н.С. Мостовые электрические краны -Л.: Машиностр.: 1980. -296 с.

21. Чиликин М.Г., Ключев В.И., Сандлер А.С. Теория автоматизированного электропривода / М., Энергия, 1979. 614 с.

22. Шабатов А.П., Лысяков А.Г. Мостовые краны общего назначения / М., Машиностр. 1980. -304 с.

23. Шубенко В.А., Браславский И.Я. Тиристорный асинхронный электропривод с фазным управлением -М.: Энергия, 1972.

24. Шумков Е.Б., Белов Б.А., Котов Н.Г. Новая конструкция асинхронных двигателей //Промышленная энергетика, 1979. -N1. -С. 26-28.

25. Яуре А.Г. Крановая электрическая аппаратура -М.: Энергия, 1974. -104 с.

*Представлено Ташкентским государственным
техническим университетом*

УДК 621.311:017

**РАСЧЕТ НАГРУЗОЧНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
ЭНЕРГИИ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ****Х.З. Назирова**

Ushbu maqolada tugunlarning kuchi o'rtasidagi korrelyatsion bog'liqliklarni hisobga olgan holda elektr energiyasini yo'qotishlarini hisoblash uchun probabilistik oqim taqsimotiga asoslangan ehtimoliy-statistik usulning asosiy qoidalari bayon etilgan. Elektr energiyasining yuk yo'qotishlarini hisoblashning ehtimoliy-statistik usuli an'anaviy usullarning asosiy taxminini bartaraf etadi-elektr tarmog'ining barcha elementlari uchun yo'qotish formulasida bir xil integratsion multiplikatorni joriy etish, shuningdek, tarmoq tugunlarining yuklarining xilma-xilligini va tugun yuklarining quvvati o'rtasidagi o'zaro bog'liqlikni hisobga olish imkonini beradi.

В данной статье излагаются основные положения вероятностно-статистического метода для расчета потерь электрической энергии, основанного на вероятностном потокораспределении, с учетом корреляционных зависимостей между мощностями узлов. Вероятностно-статистический метод расчета нагрузочных потерь электрической энергии снимает главное допущение традиционных методов – введение одинакового интегрирующего множителя в формуле потерь для всех элементов электрической сети, а также позволяет учесть разнородность нагрузок узлов сети и корреляционные связи между мощностями нагрузок узлов.

This article presents the main provisions of the probabilistic-statistical method based on probabilistic flow distribution for calculating electrical energy losses, taking into account the correlation dependencies between the capacities of nodes, and a model of power consumption is proposed that describes the initial data for the load nodes of the electrical network for daily, monthly and annual time intervals. The probabilistic-statistical method of calculating load losses of electrical energy removes the main assumption of traditional methods – the introduction of the same integrating factor in the loss formula for all elements of the electrical network, and also allows you to take into account the heterogeneity of the loads of network nodes and correlations between the capacities of the loads of nodes.

Ключевые слова: электрические сети, электрическая энергия, потери, вероятностно-статистический метод, вероятностное потокораспреде-

ление, расчеты потерь мощности, корреляция между нагрузками узлов, суточные графики нагрузки.

Расчет потерь электрической энергии всегда наталкивался на отсутствие полной и в той или иной мере достоверной информации о графиках электрических нагрузок, количестве потребленной электрической энергии по узлам схемы сети, коммутационных состояниях схемы электрической сети и др. Современные автоматизированные информационно-измерительные системы постепенно снимают эту проблему и позволяют определять потери электрической энергии в темпе процесса за небольшие интервалы времени. Однако во многих случаях расчеты нагрузочных потерь по-прежнему требуют определённых изменений, дополнений, замещений и допущений для восполнения части информации о режимах потребления электрической энергии за расчетный интервал времени. При этом полученная модель электропотребления может быть использована для расчета потерь как за прошедшие интервалы времени работы электрических сетей (по факту), так и за будущие (прогнозные) интервалы [1,2].

Все практические методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии (далее прогноз потерь) имеют главное допущение, основанное на принятии какого-то так называемого интегрирующего множителя, одинаков для всех элементов расчетной схемы сети [3]. При этом для оценки интегрирующего множителя используется график нагрузки центра питания электрической сети или суммарный график основных потребителей в сети. Это во многом упрощает расчет потерь и точность расчета можно повышать, например, увеличением количества интервалов времени, на которые разбивается основной расчетный интервал. Для каждого интервала определяется свой интегрирующий множитель. Такой подход приемлем для относительно однородных (схожих по конфигурации) графиков нагрузки потребителей и радиально-магистральной (разомкнутой) схемы электрической сети.

В настоящей работе приводятся основные положения расчета потерь электрической энергии вероятностно-статистическим методом (ВСМ), в котором нет общих интегрирующих множителей и некоторых допущений, принятых в традиционных методах.

1. Расчет потерь электрической энергии по вероятностно-статистическому методу (ВСМ) производится по формуле:

$$\Delta W = M[\Delta P]T_p \quad (1)$$

где $M[\Delta P]$ – математическое ожидание потерь мощности или средние потери мощности ΔP_{cp} в электрической сети; T_p – расчетный период времени.

Расчет средних потерь по ВСМ для одной ветви схемы сети выполняется по формуле [2]:

$$M[\Delta P_{ij}] = G_{ij} \left[(m_{U'_i} - m_{U'_j})^2 + D_{U'_i} + D_{U'_j} - 2cov(U'_i, U'_j) + (m_{U''_i} - m_{U''_j})^2 + D_{U''_i} + D_{U''_j} - 2cov(U''_i, U''_j) \right] \quad (2)$$

где i, j – номера узлов, примыкающих к ветви; G_{ij} – активная проводимость ветви (вещественная часть комплекса проводимости, полученного как величина обратная комплексу сопротивления ветви); U', U'' – вещественная и мнимая составляющие комплекса напряжений в узлах, отмеченные индексами номеров узлов i и j ; m и D – символы математического ожидания и дисперсии переменной, записанных как их индексы.

Суммарные средние потери мощности в сети определяются как сумма средних потерь по всем ветвям схемы сети. Похожий подход к расчету потерь электрической энергии изложен в [1].

Таким образом, вычислению средних потерь мощности предшествует расчет режима электрической сети в вероятностной постановке: вероятностное (потокораспределение) – вычисление математических ожиданий и ковариаций напряжений узлов электрической сети [6–10].

Математическая модель установившегося режима электрической сети, состоящей из n узлов, для числовых характеристик мощностей (исходные данные) и напряжений в узлах (искомые величины) для вероятностно – статистического записывается в виде [2]:

$$\sum_{j=0}^{n-1} \left\{ G_{ij} [m_{U'_i} m_{U'_j} + cov(U'_i, U'_j)] - B_{ij} [m_{U'_i} m_{U''_j} + cov(U'_i, U''_j)] + \right. \\ \left. + B_{ij} [m_{U''_i} m_{U'_j} + cov(U''_i, U'_j)] + G_{ij} [m_{U''_i} m_{U''_j} + cov(U''_i, U''_j)] \right\} = \\ m_{P,i} \\ \sum_{j=0}^{n-1} \left\{ -B_{ij} [m_{U'_i} m_{U'_j} + cov(U'_i, U'_j)] - G_{ij} [m_{U'_i} m_{U''_j} + cov(U'_i, U''_j)] + \right. \\ \left. + G_{ij} [m_{U''_i} m_{U'_j} + cov(U''_i, U'_j)] - B_{ij} [m_{U''_i} m_{U''_j} + cov(U''_i, U''_j)] \right\} \\ = m_{Q,i}$$

где $m_{P,i}$ и $m_{Q,i}$ – математические ожидания мощностей в узлах сети; G_{ij} и B_{ij} – элементы матрицы узловых проводимостей (активная и реактивная составляющие); $m_{U'_i}, m_{U'_j}, m_{U''_i}, m_{U''_j}$ – математические ожидания вещественной и мнимой составляющих комплексов напряжений в узлах i и j ; $cov(U'_i, U'_j), cov(U'_i, U''_j), cov(U''_i, U'_j), cov(U''_i, U''_j)$ – ковариации между составляющими напряжений в узлах i и j , и

$$Jcov(U'_i, U''_j)JT = cov(P, Q); \quad (5)$$

где J – матрица Якоби системы уравнений (3); $cov(U'_i, U''_j)$ – ковариационная матрица составляющих комплексов напряжений в узлах; $cov(P, Q)$

-ковариационная матрица мощностей в узлах, рассчитанная для расчетного периода T_p .

2. Модель электропотребления. Исходными данными для расчета, кроме параметров сети, являются математические ожидания и ковариационная матрица мощностей в узлах. Эти два элемента составляют модель электропотребления за расчетный интервал времени в рассматриваемой сети.

Система уравнений (3), (4) решается одновременно, в результате чего получают математические ожидания и ковариационная матрица составляющих комплексов напряжений в узлах. Они необходимы для вычисления потерь электроэнергии по формулам (1) и (2).

Следует отметить особенность записи уравнений (2)–(4) через вещественные и мнимые составляющие напряжений в узлах сети U' , U'' в так называемой форме декартовых координат представления векторов комплексных переменных уравнений установившегося режима. Это позволяет записать уравнения для математических ожиданий (2) и (3) вполне корректно без использования приема линеаризации, что невозможно при использовании записи уравнений в полярной форме.

Изменение нагрузок электрической системы во времени взаимосвязано циклическими закономерностями, обусловленными суточными, недельными и годовыми периодами.

Недельные периоды характеризуются пониженным потреблением электрической энергии в выходные дни. Наличие праздничных дней также меняет электропотребление и конфигурацию суточных графиков нагрузки. Годовой период для большинства нагрузок характеризуется летним снижением электропотребления.

Для расчетов потерь электрической энергии за расчетный интервал времени T_p , равный суткам, месяцу или году, следует учитывать не только изменения каждой нагрузки в отдельности, но и стохастические связи между ними.

В случае полных измерений мощностей нагрузок с заданной дискретностью по времени за весь интервал T_p , в каждом узле электрической сети модель электропотребления получается без введения особых условий и по формулам математических ожиданий и ковариационной матрицы мощностей узлов для статистической выборки объемом N .

Приемлемо и корректно выполнить N расчетов по среднечасовым данным о нагрузках. Этот подход и используется при наличии автоматизации измерений в темпе процесса.

Рассмотрим одну из возможных моделей электропотребления. Для этого необходимо принять несколько допущений. Вначале рассмотрим один узел нагрузки электрической сети и расчетный интервал T_p , равный одному месяцу.

На основе измерений или по типовым графикам нагрузки потребителей, подключенных к узлу сети, определим характерный суточный график нагрузки рабочего и нерабочего дня. Примем графики одинаковыми для соответствующих дней всего расчетного месяца, будем иметь n_p рабочих и n_n нерабочих суточных графиков нагрузки ($n_p + n_n = n$ – число дней в месяце).

Для модели электропотребления нужно получить математические ожидания и дисперсии мощностей нагрузок для расчетного интервала. Для суточных интервалов времени числовые характеристики получаем по выборкам из 24 значений для рабочих m_p, D_p и нерабочих m_n, D_n дней.

Числовые характеристики мощности нагрузки месячного интервала m_m, D_m определим через числовые характеристики для суточных интервалов. Это можно сделать по месячному графику среднечасовых значений мощностей, составленному из n_p и n_n суточных графиков, или по формулам:

$$m_m = \frac{n_p m_p + n_n m_n}{n}; D_m = \frac{n_p D_p + n_n D_n}{n} + D_{m(c)}; \quad (6)$$

где $D_{m(c)}$ – дисперсия мощности нагрузки для месячного интервала, полученная по выборке из n среднесуточных значений (математических ожиданий за суточные интервалы).

Если преобразовать месячный график среднесуточных значений в график по продолжительности, то получится двухступенчатый график, одна ступень величиной m_p объемом n_p рабочих и другая m_n объемом n_n значений. Тогда будем иметь;

$$D_{m(c)} = \frac{\sum_{i=1}^n m_{c,i}^2}{n} - m_m^2 = \frac{n_p m_p^2 + n_n m_n^2}{n} - m_m^2 \quad (7)$$

где $m_{c,i}$ – математическое ожидание мощности нагрузки за i -е сутки.

Таким образом,

$$m_m = \frac{n_p m_p + n_n m_n}{n}; D_m = \frac{n_p D_p + n_n D_n}{n} + \frac{n_p m_p^2 + n_n m_n^2}{n} - m_m^2. \quad (8)$$

Если представить, что для всех 12 месяцев года получены $m_{m,i}, D_{m,i}$ ($i = 1, 2, \dots, 12$), то для расчетного интервала, равного году, дисперсию можно определить по дисперсиям всех двенадцати месяцев с учетом их различия в количестве дней:

$$m_g = \frac{\sum_{i=1}^{12} n_i m_{m,i}}{n_g}; D_g = \frac{\sum_{i=1}^{12} n_i D_{m,i}}{n_g} + D_{g(m)}; \quad (9)$$

где $D_{m,i}$ – дисперсия мощности нагрузки за i -й месяц; $D_{g(m)}$ – дисперсия мощности нагрузки за год, рассчитанная по среднемесячным значениям; n_g – число дней в году.

В [11] показано, что при допущении одинаковых дисперсий суточных графиков нагрузки, а также одинаковых дисперсиях месячных графиков дисперсия годового графика может быть получена как сумма:

$$D_{\Gamma} = D_c + D_{M(c)} + D_{\Gamma(M)}; \quad (10)$$

где D_c – дисперсия суточного графика нагрузки; $D_{M(c)}$ – дисперсия мощности нагрузки для месячного интервала, рассчитанная по среднесуточным значениям; $D_{\Gamma(M)}$ – дисперсия мощности нагрузки за год, рассчитанная по среднемесечным значениям.

Соотношения (6)–(8) позволяют получить дисперсию годового графика нагрузки для различающихся суточных графиков по месяцам года.

Модель электропотребления для нескольких узлов включает в себя и ковариации между мощностями нагрузок узлов. Для определения матрицы ковариаций мощностей узлов за годовой период также возможно использование соотношений (6)–(8):

$$\begin{aligned} cov(P_{\Gamma}, Q_{\Gamma}) &= \frac{1}{n_{\Gamma}} \sum_{i=1}^{12} n_{M,i} cov(P_{M,i}, Q_{M,i}) + cov(P_{\Gamma(M)}, Q_{\Gamma(M)}); \\ cov(P_{M,i}, Q_{M,i}) &= \frac{1}{n_{M,i}} (n_{p,i} cov(P_{p,i}, Q_{p,i}) + n_{н,i} cov(P_{н,i}, Q_{н,i})) + \\ &cov(P_{M(c),i}, Q_{P_{M(c),i}}), \\ cov(P_{M(c),i}, Q_{P_{M(c),i}}) &= \frac{1}{n_i} (n_{p,i} m_{p,i} m_{p,i}^T + n_{н,i} m_{н,i} m_{н,i}^T) - m_{M,i} m_{M,i}^T; \end{aligned} \quad (11)$$

где $cov(P_{\Gamma}, Q_{\Gamma})$ – ковариационная матрица мощностей нагрузок для годового расчетного интервала; $cov(P_{M,i}, Q_{M,i})$ – ковариационная матрица мощностей нагрузок для i -го месяца; $cov(P_{\Gamma(M)}, Q_{\Gamma(M)})$ – ковариационная матрица мощностей нагрузок для годового интервала, полученная по среднемесечным значениям.; $cov(P_{p,i}, Q_{p,i})$ и $cov(P_{н,i}, Q_{н,i})$ – ковариационные матрицы мощностей нагрузок соответственно рабочих и нерабочих суток i -го месяца; $cov(P_{M(c),i}, Q_{P_{M(c),i}})$ – ковариационная матрица мощностей нагрузок для i -го месячного интервала, полученная по среднесуточным значениям; $m_{p,i}$, $m_{н,i}$, $m_{M,i}$ – вектора математических ожиданий мощностей нагрузок соответственно рабочих и нерабочих суток и всего i -го месяца.

Исследования, выполненные на основе экспериментальных расчетов различных схем электрических сетей [12], показывают значительное снижение погрешности расчета потерь по ВСМ по сравнению с методом средних нагрузок. При этом результаты расчетов показывают существенное влияние так называемого смещения математического ожидания напряжения в узлах вследствие использования в уравнениях установившегося режима центральных моментов второго порядка, уравнение (3).

Заключение. Вероятностно-статистический метод расчета нагрузочных потерь электрической энергии снимает главное допущение традиционных методов - введение одинакового интегрирующего множителя в формулу потерь для всех элементов электрической сети. А также позволяет учесть разнородность нагрузок узлов сети, корреляционные связи

между мощностями нагрузок узлов и рассчитывать математические ожидания потерь мощности при реверсивных потоках мощности и энергии по линиям электропередачи.

Этот метод может быть использован для повышения точности расчета потерь в темпе процесса на часовых и получасовых интервалах для учета изменений потоков мощности по элементам сети на этих интервалах.

Литература

1. Аллаев, К.Р. Современная энергетика и перспективы ее развития : [аналитический обзор] / К. Р. Аллаев ; Под общей редакцией академика Салимова А.У. “Fan va texnologiyalar nashriyot-matbaa uyi” 2021. 952с. : ISBN 978-9943-7185-2-4.

2. Аллаев, К.Р. Малые колебания электрических систем = Small oscillations of electric systems : (матричный подход) / Аллаев К. Р., Мирзабаев А. М. ; Ташкентский государственный технический институт им. Абу Райхана Бериуни ; под ред. В. К. Соколова Ташкент : Fan va texnologiya, 2011 315 с. ISBN 978-9943-10-458-7.

3. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практ. расчетов. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.

4. Лыкин А.В., Жилина Н.А., Нестерова А.Н. Расчёт потерь электрической энергии в электрических сетях вероятностно-статистическим методом // Энергетика глазами молодежи: науч. тр. Все рос. науч.-техн. конф., г. Екатеринбург, 17–19 ноября. 2010 г.: в 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2010. – Т. 1. – С. 314–318.

5. Паздерин А.В. Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения // Электр. станции. – 2004. – № 12. – С. 44–49.

6. Манусов В.З., Лыкин А.В. Вероятностный анализ установившихся режимов электрических систем / В.З. Манусов // Электричество. – 1981. – № 4. – С. 7–13.

7. Borkowska B. Probabilistic Load Flow // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1974. – Vol. PAS-93, № 3. – P. 752–755.

8. Allan R.N., Borkowska B. and Grigg C.Y. Probabilistic analysis of power flows // Proc. of the Institution of Electrical Engineers (London). – 1974. – Vol. 121, № 12. – P. 1551–1556.

9. Dopazo J.F., Klitin J.F., and Sasson A.M. Stochastic load flows // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1975. – Vol. PAS-94, № 2. – P. 299–309.

10. Leite da Silva A.M., Arienti V.L., and Allan R.N. Probabilistic load flow considering de-pendence between input nodal powers // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1984. – Vol. PAS-103, № 6. – P. 1524–1530.

11. Лыкин А.В., Жилина Н.А. Определение параметров математической модели энергопотребления узлов электрической сети в расчетах потерь электрической энергии Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. III междунар. науч.-техн. конф., г. Екатеринбург, 22–26 окт. 2012 г.: в 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т. 2. – С. 398–402.

12. Лыкин А.В., Жилина Н.А., Нестерова А.Н. Исследование погрешностей в расчете потерь электрической энергии вероятностно-статистическим методом Международная молодежная научно-техническая конференция «Управление, информация и оптимизация в электроэнергетических системах»: тез. докл., г. Новосибирск, 21–24 сент. 2011 г. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – С. 46–47.

*Представлено Ташкентским государственным
техническим университетом*

УДК 621.311.22 + 621.311.26 + 628.946.13

ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ СОЛНЕЧНО-ТОПЛИВНЫХ ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Э. К. Матжанов, З. М. Ахрорхўжаева

Ҳозирги кунда дунё бўйича ишлаб чиқарилаётган электр энергиясининг асосий қисми органик ёқилгида ишлайдиган буг турбинали иссиқлик электр станциялар (ИЭС) ҳиссасига тўғри келади. Аммо сўнгги йилларда қуёш энергетик қурилмаларига қизиқиш ортиб бормоқда. Жумладан, қуёш концентрловчи қурилмалар асосидаги энергетик технологиялар янада жозибадор бўлиб бормоқда. Мазкур мақолада амалда ишлатилаётган буг турбинали ИЭСларда қуёш энергиясидан фойдаланиш имкониятлари тадқиқ этилган. Қуёш-ёқилги гибрид электр станциялари бўйича мавжуд илмий адабиётлар таҳлил қилинганда аниқ бўлдики, бундан станциялар учун қуёш энергиясини электр энергиясига айлантириш самарадорлигини аниқлаш бўйича тенгламалар мавжуд эмас. Айниқса, ишлатилаётган буг турбинали ИЭСлар асосида яратилган қуёш-ёқилги гибрид ИЭСлар учун қуёш энергиясини электр энергиясига айлантириш самарадорлик тенгламаларини топшининг имкони бўлмади. Ушбу мақолада амалда ишлатилаётган буг турбинали ИЭСлар асосида яратилган қуёш-ёқилги гибрид ИЭСлар математик моделлари яратилган. Бундан ташқари мазкур турдаги электр станциялар учун қуёш энергиясини электр энергиясига айлантириш самарадорлиги тенгламалари таклиф этилган. Яратилган математик моделлар ва қуёш энергиясини электр энергиясига айлантириш самарадорлиги тенгламалари амалда ишлатилаётган буг турбинали ИЭСлар асосида қуёш-ёқилги гибрид ИЭСларнинг техник-иқтисодий оптимал схемаларини яратиш ва уларни баҳолаш имконини беради.

В настоящее время основная часть электрической энергии во всём мире вырабатывается тепловыми электрическими станциями (ТЭС) на органическом топливе, работающих по циклу Ренкина. Но в последние десятилетия растёт интерес к солнечным энергетическим установкам. В том числе все более привлекательными становятся энергетические технологии на основе солнечных концентрирующих установок (СКУ). В данной статье изучается возможность использования солнечной энергии на существующих паротурбинных ТЭС с интеграцией СКУ. Анализируя доступные публикации по солнечно-топливным гибридным ТЭС (СТ ТЭС), пришли к выводу, что в настоящее время не разработаны уравнения по определению эффективности преобразования солнечной энергии в электрическую энергию СТ ТЭС. Не разработаны уравнения эффективности преобразования солнечной энергии в электрическую для СТ ТЭС, созданных на основе существующих паротурбинных ТЭС. В статье разработаны математические модели СТ ТЭС, созданных на основе существующих паротурбинных ТЭС. В статье также предложено уравнение для определения КПД преобразования солнечной энергии в электрическую для таких электр

тростанций. Предложенные математические модели и уравнение преобразования солнечной энергии в электрическую дают возможность разработать и оценить технико-экономически оптимальных схемы СТ ТЭС на основе существующих паротурбинных ТЭС.

Rankine cycle power plants on fossil fuel are dominated in electricity production worldwide. In recent decades an interest in solar power plants is growing up. Particularly, concentrated solar power technologies are becoming more attractive. Solar repowering existing steam cycle power plants by using the concentrated solar power technologies are studied in this paper. Analyzing available publications on solar-fossil hybrid power plants, it is impossible to find equations to calculate a solar-to-electric efficiency for such power plants. Especially, the solar-to-electric efficiency equations concerning the solar-fossil hybrid power plants, created on base of the existing steam cycle power plants, have not been developed up to now. Mathematical models of the solar-fossil hybrid power plants, created on base of the existing Rankine cycle power plants, have been developed in this paper. The solar-to-electric efficiency equation for such power plants is also proposed in the paper. The developed mathematical models and the solar-to-electric equation give possibility to develop and assess the technical-economical optimal schemes of the solar-fossil hybrid power plants on base of the existing steam cycle power plants.

Введение. Электрические станции на основе солнечных концентрирующих установок (СКУ) можно разделить на две основные группы: 1. Солнечные ТЭС, работающие только на энергии солнца (СТЭС); 2. Солнечно-топливные гибридные ТЭС, работающие на энергии солнца и органическом топливе (СТ ТЭС). К СТ ТЭС, в основном относятся следующие: а) солнечные газовые турбины; б) солнечные парогазовые установки; в) солнечно-топливные гибридные паротурбинные электростанции. Аккумуляторы тепла могут быть включены в схемы всех типов вышеперечисленных электростанций. В настоящее время типы (а) и (б) интенсивно исследуются и развиваются многочисленными исследователями и компаниями. Тип (в) все еще находится на начальном этапе развития.

В обзорных статьях [1-2] показаны следующие преимущества СТЭС:

- более высокий КПД по сравнению с фотоэлектрическими солнечными электростанциями;

- способность аккумулировать тепло, что позволяет работать практически круглосуточно.

Недостатки СТЭС:

- более высокие капитальные вложения по сравнению с фотоэлектрическими солнечными электростанциями;

- необходимость больших площадей;

- сложные производственные процессы, снижающие надежность электростанций.

СТ ТЭС, созданные на основе существующих паротурбинных ТЭС, имеют, кроме вышеперечисленных, дополнительное преимущество:

- возможность сохранения части оборудования существующей паротурбинной ТЭС, что существенно снижает капитальные вложения на строительство.

Недостатки СТ ТЭС:

- более низкая доля солнечной энергии по сравнению с СТЭС;
- более сложные производственные процессы по сравнению с СТЭС.

Данная статья посвящена разработке математических моделей СТ ТЭС, создаваемых на основе действующих паротурбинных ТЭС, с целью определения показателей их тепловой экономичности.

Обзор литературных источников. Ying и Hu [3] исследовали использование солнечного тепла для замены отбираемого из турбины пара для регенеративного подогрева питательной воды на паротурбинной ТЭС. Были исследованы и оценены преимущества подхода с точки зрения термодинамики. Gupta и Kaushik [4] проанализировали различные способы прямого солнечного производства на электростанциях. Авторы пришли к выводу, что подогрев питательной воды за счет тепла солнечной энергии более экономичен, чем использование солнечной энергии в чистых солнечных электростанциях. Hu и др. [5] предложили интегрировать солнечную энергию в цикл традиционных угольных электростанций и представили преимущества такого решения на концептуальном уровне. Samrogeale и др. [6] исследовали модернизацию электростанции мощностью 320 МВт (Италия) с использованием солнечных концентрирующих установок. Было предложено заменить три регенеративных подогревателя питательной воды высокого давления (ПВД) на солнечные теплообменники.

Более пристального внимания заслуживает статья Pоров [7]. Автор предлагает уменьшить подачу пара в паровую турбину, когда некоторые регенеративные подогреватели питательной воды отключены вследствие замены солнечными водяными подогревателями, чтобы объемный расход пара на последних ступенях паровой турбины оставался на расчетном уровне. Т.е. мощность паровой турбины должна быть уменьшена. Тем не менее, отказ от отбора пара для регенеративных подогревателей питательной воды может привести к экономии топлива, поскольку паропроизводительность котла будет снижена.

Hou и др. [8] проанализировали интеграцию параболоцилиндрических концентрирующих установок (ПЦК) с угольной ТЭС мощностью 300 МВт (Китай) с целью изучения эффективности системы подогрева питательной воды за счет солнечной энергии при различных нагрузках. Три ПВД были заменены солнечными теплообменниками и при этом КПД преобразования солнечной энергии в электрическую достиг 26,16 %. Hou и др. [9] изучали также эффективность СТ ТЭС в режиме экономии топлива с использованием модифицированной имитационной модели - подхода матричного уравнения теплового баланса для анализа внепроектных характеристик СТ ТЭС. Zhai и др. [10] предложили термoeкономический метод оценки интеграции солнечной энергии в цикл ТЭС мощностью 600 МВт. Peng и др. [11] изучали термодинамические характеристики СТЭС при замене ПВД на солнечные теплообменники с температурой ниже 300 °С. Hou и др. [12] предложили метод оценки, основанный на эксергетическом анализе и характеристиках эксергетических потоков. Достигнута доля солнечной энергии 25,7 МВт и КПД преобразования солнечной энергии в электрическую энергию 24,1 %.

Adibhatla и Kaushik [13] изучали интеграцию СКУ с угольной ТЭС мощностью 500 МВт для предварительного подогрева конденсата и питательной воды. Huang и др. [14] разработали модель СТЭС на угле и изучали ее энергетиче-

ские и экономические преимущества при разных мощностях. Hong и др. [15] заявили, что при использовании солнечного тепла для замены регенеративного подогрева питательной воды на угольной ТЭС, оказалось, что чем выше температура подвода тепла в паровом цикле, тем выше КПД преобразования солнечной энергии в электрическую. Qin и др. [16] оценили влияние площади солнечного коллектора и солнечной радиации на годовой КПД нетто преобразования солнечной энергии в электрическую для двенадцати схем.

Rech и др. [17] проанализировали возможную интеграцию СКУ в угольную ТЭС мощностью 320 МВт с целью экономии топлива. При этом был получен наивысший тепловой КПД 42,67%. Авторы также сообщили, что наивысший КПД был достигнут при довольно низкой доле солнечной энергии, т.е. до 7%. Zhu и др. [18] проанализировали пять схем интеграции солнечной башни с угольной ТЭС используя эксергетический анализ. Mehroo и др. [19] исследовали концепцию модернизации электростанции цикла Ренкина мощностью 250 МВт с вводом ПЦК для режимов увеличения мощности, экономии топлива и частичной нагрузки. Alotaibi и др. [20] изучали эффект гибридизации паротурбинной ТЭС на газовом топливе мощностью 300 МВт с внедрением ПЦК. Kabiri и др. [21] рассматривали три сценария замены регенеративных подогревателей питательной воды с ПЦК: а) замена регенеративного подогревателя питательной воды низкого давления (ПНД); б) замена ПВД; в) замена ПНД и производство обессоленной воды.

Как показывает проведенный анализ литературных источников, разработкой тепловых схем СТ ТЭС занимается множество исследователей. Но результатов работ по разработке тепловых схем и определению показателей тепловой экономичности СТ ТЭС на базе существующих ТЭС, обнаружить не удалось.

Современное состояние проблемы. Результаты проведенного анализа литературных источников показывают, что в настоящее время наиболее изучаемым и предлагаемым вариантом интеграции СКУ с существующей паротурбинной ТЭС является замена регенеративных подогревателей питательной воды на солнечные подогреватели. В принципе, по технико-экономическим показателям этот вариант более привлекателен, поскольку нет необходимости вносить изменения в существующий парогенератор. Однако, необходимо учитывать особенности систем регенеративного нагрева питательной воды:

1. Сама регенеративная система подогрева питательной воды на действующих ТЭС предназначена для повышения эффективности цикла Ренкина; эта цель достигается: эффективность цикла повышается на 10÷12% по абсолютной величине. Повышение эффективности достигается за счет уменьшения массового расхода пара в конденсаторе, то есть повторного использования тепла отводимого пара. Таким образом, использование тепла солнечной энергии для замены регенеративного подогрева питательной воды отбором пара сводит на нет повышение эффективности на 10÷12 %, полученное за счет регенеративного подогрева питательной воды.

2. Существующие паротурбинные ТЭС были построены для работы на определенных параметрах (давление, температура, массовый расход и т. д.). Кроме того, действующие паровые турбины были спроектированы специально для отвода пара в ПВД и ПНД. Следовательно, при отключении отборов пара из паровой турбины проточная часть турбины должна пропускать больше потока

пара, чем предусмотрено проектом. Это приводит к увеличению аэродинамического сопротивления пара в проточной части паровых турбин и снижению КПД. Если все ПВД и ПНД будут заменены на солнечные подогреватели, то в последних ступенях паровой турбины появится на $\approx 40\%$ больше пара. Паровые турбины не могут допускать массовый расход пара, превышающего проектный более чем на 5%.

3. Даже если мы предположим, что паровые турбины могут принимать расходы пара превышающие проектных значения, то соответственно будет увеличена электрическая мощность генератора. Электрогенераторы действующих ТЭС были проектированы для работы на определенной мощности, и эта мощность может быть увеличена максимум на $5\div 10\%$. Поэтому замена отбора пара для регенеративных подогревателей питательной воды на солнечное тепло вынуждает заменить действующие электрические генераторы на более мощные, что требует больших капитальных затрат.

Из рецензируемой литературы только Роров [7] учел указанные выше особенности системы регенеративного подогрева питательной воды: автор предложил снизить массовый расход пара в головную часть паровой турбины, чтобы предупредить увеличение массового расхода пара, вызванного исключением отборов пара. В результате массовый расход пара на последних ступенях турбины может быть сохранен на расчетном уровне, но выходная мощность паровой турбины снижается. Автор ограничился изложением общих концепций, что отказ от отбора пара в регенеративные подогреватели питательной воды может привести к экономии топлива, так как будет снижена паропроизводительность котла.

Нами также были выполнены работы по разработке тепловых схем и определению показателей тепловой экономичности СТЭС. Но из-за отсутствия общепризнанных методик расчета по определению технико-экономических показателей СТЭС, в предыдущих работах мы ограничились определением удельного расхода условного топлива на выработку единицы электрической энергии и экономии топлива, достигаемого в результате интеграции СКУ [22-23].

В связи с этим нами ведется исследование по разработке математических моделей СТЭС, создаваемых на базе существующих паротурбинных ТЭС, и изучению особенностей регенеративной системы подогрева питательной воды для случая замены солнечными подогревателями. Также нами разработаны схемы интеграции СКУ на действующих паротурбинных ТЭС для частичной замены экономайзера и испарительных поверхностей нагрева действующего парового котла (рис. 1) [22-23]. В этой статье приводятся разработанные математические модели СТЭС, создаваемых интеграцией СКУ в действующих паротурбинных ТЭС.

Электрический КПД паротурбинной части. Как правило, электрический КПД паротурбинных ТЭС определяется в соответствии со следующим уравнением:

$$\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{э}} = \frac{3600 \times N_{\text{э}}}{Q_{\text{т}}}, \quad (1)$$

где $N_{\text{э}}$ – электрическая мощность паровой турбины, кВт;

$Q_{\text{т}}$ – подвод тепла топлива в парогенератор, кДж/ч.

Электрический КПД паровой турбины:

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

$$\eta_{пт}^3 = \frac{3600 \times N_3}{Q_{пт}}, \quad (2)$$

где $Q_{пт}$ – подвод тепла в паровую турбину, кДж/ч.

КПД парогенератора:

$$\eta_{пг} = \frac{Q_{пт}}{Q_{т}}, \quad (3)$$

где $Q_{пг}$ – тепловая мощность парогенератора, кДж/ч.

КПД транспорта тепла:

$$\eta_{тр} = \frac{Q_{пт}}{Q_{т}}. \quad (4)$$

Для $Q_{т}$ может быть написано следующее уравнение:

$$Q_{т} = \frac{Q_{пт}}{\eta_{пг} \times \eta_{тр}}. \quad (5)$$

Таким образом, получим следующее уравнение для электрического КПД электростанции:

$$\eta_{тэс}^3 = \frac{3600 \times N_3}{Q_{пт}} \times \eta_{тр} \times \eta_{пг} \quad (6)$$

и соответственно:

$$\eta_{тэс}^3 = \eta_{пт}^3 \times \eta_{тр} \times \eta_{пг}. \quad (7)$$

Принимая во внимание, что КПД транспорта тепла колеблется в пределах 0,99 и выше, можно сказать, что электрический КПД электростанции в основном зависит от КПД парогенератора и КПД паровой турбины. Средний КПД парогенераторов колеблется от 0,87 до 0,93.

Электрическая мощность паровой турбины определяется по уравнению:

$$N_3 = N_e - \Delta N_{эг} = N_i - \Delta N_{м} - \Delta N_{эг}, \quad (8)$$

где N_e – эффективная мощность паровой турбины, кВт;

$\Delta N_{эг}$ – потери мощности электрогенератора, кВт;

N_i – внутренняя мощность паровой турбины, кВт;

$\Delta N_{м}$ – потери мощности паровой турбины из-за механических сопротивлений и трения в упорных подшипниках, кВт.

Потери мощности электрогенератора $\Delta N_{эг}$ учитываются КПД электрогенератора:

$$\eta_{эг} = \frac{N_3}{N_e}. \quad (9)$$

Механический КПД паровой турбины учитывает потери мощности, вызванные механическим сопротивлением и трением в опорных подшипниках:

$$\eta_{м} = \frac{N_e}{N_i}. \quad (10)$$

Внутренняя и адиабатическая мощности паровой турбины связаны друг с другом следующим образом:

$$N_i = N_a \times \eta_{oi}, \quad (11)$$

где N_a – выходная мощность паровой турбины, определяемая в соответствии с адиабатическим расширением пара;

η_{oi} – внутренний относительный КПД паровой турбины.

Внутренний относительный КПД паровой турбины η_{oi} определяется согласно следующему уравнению:

$$\eta_{oi} = \frac{H_i}{H_a}, \quad (12)$$

где H_i – действительный перепад энтальпии в паровой турбине, кДж/кг;

H_a – адиабатический перепад энтальпии в паровой турбине, кДж/кг.

Электрическая мощность паровой турбины определяется уравнением:

$$N_э = N_a \times \eta_{oi} \times \eta_m \times \eta_{эг}. \quad (13)$$

Электрический КПД паровой турбины:

$$\eta_{пт}^э = \frac{3600 \times N_э}{Q_{пт}} = \frac{3600 \times N_a}{Q_{пт}} \times \eta_{oi} \times \eta_m \times \eta_{эг}, \quad (14)$$

и теперь мы можем написать уравнение электрического КПД паровой турбины в зависимости от КПД цикла Ренкина:

$$\eta_{пт}^э = \eta_R \times \eta_{oi} \times \eta_m \times \eta_{эг}, \quad (15)$$

где η_R – термический КПД цикла Ренкина.

Таким образом, имеем уравнение для определения электрического КПД паротурбинной ТЭС в зависимости от термического КПД цикла Ренкина:

$$\eta_{тэс}^э = \eta_R \times \eta_{oi} \times \eta_m \times \eta_{эг} \times \eta_{тр} \times \eta_{пт}. \quad (30)$$

Показатели тепловой экономичности солнечных концентрирующих установок. Солнечная часть состоит из ПЦК, солнечного парогенератора, солнечных водонагревателей и вспомогательного оборудования.

Чтобы оставить в эксплуатации действующее оборудование паротурбинной ТЭС, предлагается использовать ПЦК и солнечный парогенератор параллельно к существующему топливному парогенератору. В этом случае часть питательной воды за ПВД направляется в солнечную часть (рис. 1).

Солнечный парогенератор состоит из водяного экономайзера и испарительных поверхностей нагрева с барабаном. Солнечный парогенератор вырабатывает насыщенный пар за счет тепла солнечной энергии, получаемого в ПЦК. Образовавшийся насыщенный пар затем возвращается в действующий паротурбинный цикл и вводится в смеситель вместе с основным паром топливного парогенератора. Затем пар направляется в пароперегреватель и далее в паровую турбину.

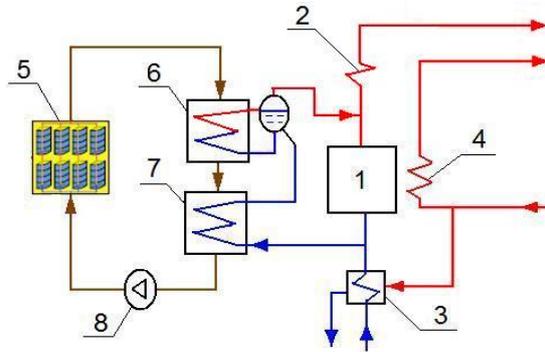


Рис. 1. Упрощенная технологическая схема подключения ПЦК к существующему топливному парогенератору: 1 - топливный парогенератор существующей ТЭС; 2 - пароперегреватель существующего топливного парогенератора; 3 - ПВД существующего парового цикла; 4 – вторичный пароперегреватель существующей ТЭС; 5 – ПЦК; 6 - испарительные поверхности нагрева солнечного парогенератора; 7 - водяной экономайзер солнечного парогенератора; 8 - циркуляционный насос

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

В настоящее время ПЦК с термическим маслом являются наиболее широко используемой технологией СКУ. Термическое масло служит теплоносителем в концентраторе. Жидкий теплоноситель проходит через трубку, поглощая концентрированный солнечный свет. На данный момент на ПЦК возможно получение температуры до ≈ 393 °С.

Эффективная тепловая мощность солнечной энергии, воспринятая термическим маслом ПЦК, определяется уравнением [24]:

$$Q_{\text{сол}}^{\text{эф}} = m_{\text{тм}} \times (H_2 - H_1), \quad (31)$$

где m_1 – массовый расход термического масла, кг/с;

H_1 – энтальпия поступающего термического масла, кДж/кг;

H_2 – энтальпия выходящего термического масла, кДж/кг.

Доступная тепловая мощность солнечной энергии зависит от количества поступающего солнечного тепла и тепловых потерь в приемниках и трубопроводах:

$$Q_{\text{дос}} = Q_{\text{сол}} - Q_{\text{пот}} - Q_{\text{труб}}, \quad (32)$$

где $Q_{\text{дос}}$ – доступная тепловая мощность, кВт;

$Q_{\text{сол}}$ – подвод солнечного тепла в концентраторе, кВт;

$Q_{\text{пот}}$ – тепловые потери приемников, кВт;

$Q_{\text{тр}}$ – тепловые потери в трубопроводах, кВт.

Из-за ограниченных возможностей потребления тепла используется не вся доступная солнечная энергия. Часть солнечного поля расфокусируется. Таким образом, эффективная тепловая мощность, генерируемая в ПЦК, уменьшается на долю, которая теряется из-за расфокусированных концентраторов:

$$Q_{\text{сол}}^{\text{эф}} = Q_{\text{сол}} \times R_{\text{фок}} - Q_{\text{пот}} - Q_{\text{труб}}, \quad (33)$$

где $R_{\text{фок}}$ – фактическое состояние фокусировки поля ПЦК.

Мощность подводимого солнечного тепла $Q_{\text{сол}}$ определяется уравнением:

$$Q_{\text{сол}} = \text{DNI} \times A_{\text{нет}} \times F_{\text{опт}} \times k_{\text{уп}} \times F_{\text{зат}} \times F_{\text{кп}} \times F_{\text{вет}} \times F_{\text{ч}} \times F_{\text{дос}}, \quad (34)$$

где DNI – прямая солнечная радиация, Вт/м²;

$A_{\text{нет}}$ – чистая площадь ПЦК, м²;

$F_{\text{опт}}$ – пиковая оптическая эффективность;

$k_{\text{уп}}$ – поправка на угол падения;

$F_{\text{зат}}$ – коэффициент для учета потерь затенения;

$F_{\text{кп}}$ – коэффициент для коррекции эффектов конечных потерь, определяемый по модели;

$F_{\text{вет}}$ – коэффициент оптических потерь из-за воздействия ветра;

$F_{\text{ч}}$ – коэффициент для корректировки фактической чистоты зеркала;

$F_{\text{дос}}$ – наличие поля.

Площадь апертуры нетто рассчитывается по следующему уравнению:

$$A_{\text{нет}} = N_{\text{кон}} \times L_{\text{кон}} \times A_{\text{кон}} \times K_{\text{акт}}, \quad (35)$$

где $N_{\text{кон}}$ – количество концентраторов, шт.;

$L_{\text{кон}}$ – длина концентратора, м;

$A_{\text{кон}}$ – ширина апертуры решетки концентраторов, м;

$K_{\text{акт}}$ – оптическая активная часть апертуры.

КПД солнечно-топливной гибридной ТЭС. Как отмечено выше, элек-

трический КПД паротурбинной ТЭС определяется уравнением (1):

$$\eta_{ТЭС}^3 = \frac{3600 \times N_3}{Q_T},$$

где Q_T – подвод тепла в парогенераторе в основном номинальном режиме, т.е. без включения СКУ, кДж/ч.

Электрическая мощность нетто ТЭС составляет:

$$N_3^{нет} = N_3 - N_3^{сн}, \quad (3)$$

где $N_3^{сн}$ – расход электрической энергии на собственные нужды, кВт.

На паротурбинной ТЭС расход электроэнергии на собственные нужды $N_3^{сн}$ в основном расходуется на приводы питательного и конденсатного насосов, дутьевых вентиляторов и дымососов, а также на привод циркуляционных насосов при использовании оборотной системы водоснабжения. На СТ ТЭС $N_3^{сн}$ учитывает, кроме вышеперечисленных, расход электроэнергии на привод циркуляционных насосов ПЦК.

Электрический КПД нетто паротурбинной ТЭС определяется уравнением:

$$\eta_{ТЭС}^{нет} = \frac{3600 \times N_3^{нет}}{Q_T}. \quad (37)$$

Для расчета экономии топлива в результате использования солнечного тепла пользуемся условным топливом – топливом с теплотворной способностью 7000 ккал/кг. Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии на СТ ТЭС определяется по уравнению:

$$b_{СТТЭС} = \frac{122.8}{\eta_{топ}^3} = \frac{122.8 \times Q_T^{СТТЭС}}{3600 \times N_3^{СТТЭС}}, \quad (38)$$

где $Q_T^{СТТЭС}$ – подвод тепла топлива в парогенератор в СТ ТЭС, кВт;
 $N_3^{СТТЭС}$ – электрическая мощность СТ ТЭС, кВт.

Расход топлива в парогенераторе в паротурбинном режиме, т.е. без подвода солнечного тепла, рассчитывается по формуле:

$$B_T = 122.8 \times Q_T, \quad (39)$$

и в режиме солнечно-топливной гибридной ТЭС (т.е. СТ ТЭС):

$$B_T^{СТТЭС} = 122.8 \times Q_T^{СТТЭС}. \quad (40)$$

Экономия топлива за счет использования солнечного тепла рассчитывается по уравнению:

$$\Delta B^{сол} = B_T - B_T^{СТТЭС}. \quad (41)$$

В принципе, как и КПД любых процессов, КПД преобразования солнечной энергии в электрическую следует рассчитать как отношение электрической мощности, полученной за счет солнечного тепла, к затраченной работе, т.е. к введенному солнечному теплу. Но для этого невозможно подсчитать долю выработки электроэнергии, вырабатываемой за счет солнечного тепла. Пар и питательная вода частично нагреваются за счет органического топлива и солнечного тепла: часть пара нагревается в регенеративных подогревателях питательной воды и в парогенераторе только за счет тепла органического топлива, а другая часть пара нагревается за счет тепла органического топлива и солнечного тепла. Как рассчитать долю солнечной энергии и долю органического топлива при выработке электроэнергии?

Будет правильно рассчитать КПД преобразования солнечной энергии в электрическую энергию следующим образом:

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

- расчет снижаемого количества тепла органического топлива в парогенераторе из-за использования солнечного тепла;
- расчет значения снижаемой электрической мощности пропорционально к снижению количества тепла органического топлива в парогенераторе;
- расчет электрической мощности, произведенной за счет солнечного тепла, путем вычитания сниженного значения электрической мощности от значения электрической мощности ТЭС номинального режима;
- расчет КПД преобразования солнечной энергии в электрическую энергию как отношение электрической мощности, генерируемой за счет солнечного тепла, к подводимому солнечному теплу.

Таким образом, выводим следующее уравнение КПД преобразования солнечной энергии в электрическую энергию для СТ ТЭС:

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{сол}} = \frac{3600 \times (N_{\text{Э}} - N_{\text{Э}}^{\text{СТТЭС}} \times \frac{Q_{\text{Т}}^{\text{СТТЭС}}}{Q_{\text{Т}}})}{Q_{\text{сол}}}, \quad (42)$$

где $Q_{\text{сол}}$ – мощность подводимого солнечного тепла в ПЦК, кВт, который рассчитывается по уравнению (34).

Электрический КПД СТ ТЭС определяется уравнением:

$$\eta_{\text{СТТЭС}}^{\text{Э}} = \frac{3600 \times N_{\text{Э}}^{\text{СТТЭС}}}{Q_{\text{Т}}^{\text{СТТЭС}} + Q_{\text{сол}}}. \quad (43)$$

Электрический КПД нетто СТ ТЭС определяется уравнением:

$$\eta_{\text{СТТЭС}}^{\text{Э,нет}} = \frac{3600 \times N_{\text{Э}}^{\text{СТТЭС,нет}}}{Q_{\text{Т}}^{\text{СТТЭС}} + Q_{\text{сол}}}, \quad (44)$$

где $N_{\text{Э}}^{\text{СТТЭС,нет}}$ – электрическая мощность нетто СТ ТЭС, кВт.

Для конкретного случая и для того, чтобы оценить, насколько повышается электрический КПД по сравнению с базовым паротурбинным циклом (то есть без подвода солнечного тепла), вводим электрический КПД на основе топлива для СТ ТЭС:

$$\eta_{\text{СТТЭС}}^{\text{Э,т}} = \frac{3600 \times N_{\text{Э}}^{\text{СТТЭС}}}{Q_{\text{Т}}}. \quad (45)$$

Были выполнены технико-экономические расчеты с использованием разработанных математических моделей и уравнений применительно к энергетическому блоку ПВК-150 Ташкентской ТЭС, который включает в себя одну паровую турбину ПВК-150 электрической мощностью 160 МВт, один паровой котел Еп-500/140ГМ, деаэратор питательной воды (6 атм.), а также вспомогательное оборудование. Выявлено, что использование солнечной энергии на Ташкентской ТЭС по предложенной схеме (рис. 1) способствует достижению КПД преобразования солнечной энергии в электрическую до 34,4%, другими словами - КПД электроэнергии на основе топлива повышается от 34,9% до 49,5% (при пренебрежении солнечным теплом).

Заключение. В результате исследования получены следующие основные выводы:

1. Проанализировано современное состояние развития СТ ТЭС. Установлено, что в настоящее время не разработаны математические модели и методики расчета тепловых схем СТ ТЭС, создаваемых интеграцией СКУ на действующих паротурбинные ТЭС.

2. В результате анализа уравнений тепловой эффективности паротурбинных ТЭС и их оборудования установили, что термический КПД цикла Ренкина

является основным кандидатом на повышение. Однако его повышение для существующих паротурбинных ТЭС ограничено технико-экономическими условиями, а также проектными данными.

3. Замена системы регенеративного подогрева питательной воды с отбором пара на тепло солнечной энергии нецелесообразно по следующим причинам:

а). Регенеративный подогрев питательной воды был разработан специально для повышения КПД цикла Ренкина на 10-12% абсолютной величины. Использование солнечной энергии вместо регенеративного подогрева отбора пара сводит на нет полученное повышение КПД на 10-12%;

б). Отключение отбора пара паровой турбины, предусмотренное для регенеративного подогрева питательной воды, приводит к увеличению аэродинамического сопротивления пара в проточной части паровой турбины и таким образом к снижению КПД паровой турбины и ТЭС;

с). Даже если мы предполагаем, что паровая турбина может принимать увеличенный расход пара, вызванный отключением отбора пара, электрическая мощность ТЭС также увеличивается. Это вынуждает заменять электрогенератор на другой, с большей электрической мощностью, что требует больших капитальных затрат.

4. Получено уравнение определения КПД преобразования солнечной энергии в электрическую энергию для СТ ТЭС, при интеграции СКУ на действующих паротурбинных ТЭС.

5. В результате проведенных исследований определено, что использование солнечной энергии на действующих ТЭС по предложенной схеме способствует увеличению КПД преобразования солнечной энергии в электрическую энергию до 34,4%. Другими словами – КПД получения электроэнергии повышается от 34,9% до 49,5% (при пренебрежении солнечным теплом).

Литература

1. Behar O. Solar thermal power plants – A review of configurations and performance comparison. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 92 (2018) 608–627
2. Islama T., Hudaa N., Abdullah A.B., Saidur R. A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (2018) 987-1018.
3. Ying Y., Hu E. Thermodynamic advantages of using solar energy in the regenerative Rankine power plant. *Applied Thermal Engineering* 19 (1999) 1173-1180.
4. Gupta MK, Kaushik SC. Exergetic utilization of solar energy for feed water preheating in a conventional thermal power plant. *International Journal of Energy Research* 2009; 33: 593-604.
5. Hu E, Yang Y.P., Nishimura A., Yilmaz F., Kouzani A. Solar thermal aided power generation. *Applied Energy* 87 (2010) 2881–2885.
6. Camporeale S. M., Fortunato B., Saporano A. Repowering of a Rankine cycle power plant by means of concentrating solar collectors. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2011, June 6-10, 2011, Vancouver, Canada. GT2011- 45736.*
7. Popov, D. An option for solar thermal repowering of fossil fuel fired power

plants. *Solar Energy* 2011; 85: 344–349.

8. Hou H, Yu Zh., Yang Y., Chen S, Luo N., Wu J. Performance evaluation of solar aided feedwater heating of coal-fired power generation (SAFHCPG) system under different operating conditions. *Applied Energy* 112 (2013) 710–718.

9. Hou H, Wu J., Yang Y., Hu E., Chen S. Performance of a solar aided power plant in fuel saving mode. *Applied Energy* 160 (2015) 873–881.

10. Zhai R., Yang Y., Zhu Y., Chen D. The Evaluation of Solar Contribution in Solar Aided Coal-Fired Power Plant. *International Journal of Photoenergy* Volume 2013, 197913.

11. Peng Sh., Wang Z. Hong H., Xu D., Jin H. Exergy evaluation of a typical 330 MW solar-hybrid coal-fired power plant in China. *Energy Conversion and Management* 85 (2014) 848–855.

12. Hou H., Xu Z., Yang Y. An evaluation method of solar contribution in a solar aided power generation (SAPG) system based on exergy analysis. *Applied Energy* 182 (2016) 1–8.

13. Adibhatla S., Kaushik S.C., Energy, exergy, economic and environmental (4E) analyses of a conceptual solar aided coal fired 500 MWe thermal power plant with thermal energy storage option. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 21 (2017) 89–99.

14. Huang C., Hou H., Hu E., Liang M, Yang Y. Impact of power station capacities and sizes of solar field on the performance of solar aided power generation. *Energy* 139 (2017) 667-679.

15. Hong H., Peng P., Zhang H., Sun J., Jin H. Performance assessment of hybrid solar energy and coal-fired power plant based on feed-water preheating. *Energy* 128 (2017) 830-838.

16. Qin J., Hu E. The impact of solar radiation on the annual net solar to power efficiency of a Solar Aided Power Generation plant with twelve possible “configuration-operation” combinations. *Energy Procedia* 105 (2017) 149-154.

17. Rech S., Lazzaretto A., Grigolon E. Optimum integration of concentrating solar technologies in a real coal-fired power plant for fuel saving. *Energy Conversion and Management* 178 (2018) 299–310.

18. Zhu Y., Pei J., Cao C., Zhai R., Yang Y., Reyes-Belmonte M.A., González-Aguilard J., Romero M. Optimization of solar aided coal-fired power plant layouts using multicriteria assessment. *Applied Thermal Engineering* 137 (2018) 406–418.

19. Mehrpooya M., Taromi M., Ghorbani B. Thermo-economic assessment and retrofitting of an existing electrical power plant with solar energy under different operational modes and part load conditions. *Energy Reports* 5 (2019) 1137–1150.

20. Alotaibi S., Alotaibi F., Ibrahim O.M. Solar-assisted steam power plant retrofitted with regenerative system using Parabolic Trough Solar Collectors. *Energy Reports* 6 (2020) 124–133.

21. Kabiri S., Khoshgoftar Manesh M.H., Yazdi M., Amidpour M. Dynamic and economical procedure for solar parallel feedwater heating repowering of steam power plants. *Applied Thermal Engineering* 181 (2020) 115970.

22. Матжанов Э.К., Сулайманова З.М. Модернизация действующих тепловых электрических станций в солнечно-топливные гибридные станции. / Сборник IV Международной научно–практической конференции «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения».

Казахстан, г. Астана, Евразийский Национальный университет, 17 марта 2016 года, -С. 243-245.

23. Матжанов Э.К. Повышение энергоэффективности тепловых электрических станций с использованием солнечных концентрирующих установок. /Сборник трудов научно-практической конференции с международным участием «Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность – 2017», Россия, Севастополь, 11-15 сентября 2017 г., -С. 858-861.

24. Erkinjon Matjanov. Gas turbine efficiency enhancement using absorption chiller. Case study for Tashkent CHP. Energy, Volume 192, 1 February 2020, 116625.

*Представлено Научно-техническим центром
с конструкторским бюро и опытным производством
АН РУз Ташкентским Государственным
техническим университетом*

УДК 631.137:621.311

**ЗАКОН ДВИЖЕНИЯ ЭНЕРГИИ В СРЕДЕ И ВОЗМОЖНОСТЬ ЕГО
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ У ПОТРЕБИТЕЛЯ**

А.С. Бердышев

Maqolada muhitning hajm elementida energiyaning saqlanish qonuni jarayonining tahlili, energiya harakati qonunlarining muhit zarrachalari harakat qonunlari bilan bog'liqligi, hamda energiyaning harakat qonunlari bilan o'zaro chambarchasligi yoritilgan. turli organlar (ommaviy axborot vositalari) va ulardan energiya texnologik jarayonlarning energiya tahlilidan foydalanish ko'zda tutilgan. Qattiq jismlarda (omodda), shuningdek suyuq jismlarda (omodda) energiya harakati va ixtiyoriy shakldagi to'lqinsimon sirtlarning tarqalishi uchun energiyaning saqlanish qonuni ifodalangan. Oddiy konfiguratsiyadagi to'lqin energiyasi oqimining harakatini tahlil qilish shuni ko'rsatdiki, suyuq muhitga yo'naltirilgan to'lqin energiyasi muhit tomonidan so'riladi va u muhit yuzasiga yetib kelganida energiya intensivligi pasayadi va bu jarayon Buger formulasi bo'yicha ifodalangan. Qishloq xo'jaligi ishlab chiqarishida energiyani tejashning nazariy va amaliy yechimlarini ishlab chiqishda atrof-muhitdagi harakat qonuni, energiyadan foydalanish jarayon tahlili berilgan.

В статье описан анализ закона сохранения энергии в элементе объема среды, связей законов движения энергии с законами движения частиц среды, законов движения энергии в различных телах (средах) и их использование в энерготехнологических процессах. Выражено движение энергии в твердых телах (средах), а также и в жидких телах (средах), и закон сохранения энергии для распространения волнистых поверхностей произвольного вида. Анализ потока энергии волны в простой конфигурации показал, что энергия волны, направленная в жидкую среду, поглощается средой и уменьшается по энергоемкости при выходе на поверхность среды, и этот процесс выражается формулой Бугера. Этот вывод может быть использован для проведения аналитического синтеза и достижения энергоэффективности в электротехнологических процессах. Приведен анализ закона движения в окружающей среде, использования энергии при разработке теоретических и практических решений по энергосбережению в сельскохозяйственном производстве.

The article describes the analysis of the process of the law of conservation of energy in the volume element of the medium, the connection of the laws of energy movement with the laws of movement of the particles of the medium,

the laws of movement of energy in various bodies (media) and their use in the energy analysis of energy technological processes. The movement of energy in solid bodies (media), as well as in liquid bodies (media) and the law of conservation of energy for the propagation of wavy surfaces of an arbitrary form are expressed. An analysis of the movement of the wave energy flow in a simple configuration showed that the energy of a wave directed into a liquid medium is absorbed by the medium and decreases in energy intensity when it reaches the surface of the medium, and this process is expressed by the Bouguer formula. This conclusion can be used to carry out analytical synthesis and achieve energy efficiency in electro technological processes. An analysis of the law of motion in the environment, the use of energy in the development of theoretical and practical solutions for energy saving in agricultural production is given.

Как известно, работа оборудования и механизмов основана на использовании различных энергий, среди которых наибольшее внимание уделяется именно электричеству. Функция каждого элемента энергетической системы (электрической сети) определяется происходящим в ней энергетическим процессом, и теоретически эти элементы являются базовыми организаторами системы.

Контроль энергопотребления может быть осуществлен на основе расчета расхода энергии в любой точке энергетической линии. Открытие Н.А. Умова о движении и общих связях энергии независимо от частной формы движения позволяет, из существующих законов распределения и движения энергии в среде, сделать вывод о типе движения ее частиц. Это важно при решении задач повышения энергоэффективности на энерготехнологическом и энергетическом оборудовании, подключенном к источнику энергии по линиям электропередач, когда возникает необходимость изучения движения энергии в среде. [1,2]

Энергия элементе среды передается частицам или получается через их границы. Математическое выражение зависимости изменения (увеличения) энергии в элементе объема среды от потерь энергии в прилегающих к нему элементах, называется законом сохранения энергии в средах. Определив отношение количества энергии в элементе объема среды к единице объема как плотность энергии (Q_v) в точке, скорость движения энергии в точке x, y, z как v_x, v_y, v_z в трех координатной системе координат и объем элемента как dx, dy, dz , выражаем энергию, поступающую и выходящую из элемента через $dydz, dx dz$ и $dx dy$ поверхности и параллельные им поверхности в следующей системе уравнений [3,4]:

$$\left. \begin{aligned} Q_v v_x dydz & \quad u & - \left(Q_v v_x + \frac{\partial Q_v v_x}{\partial x} dx \right) dydz; \\ Q_v v_x dx dz & \quad u & - \left(Q_v v_y + \frac{\partial Q_v v_y}{\partial y} dy \right) dx dz; \\ Q_v v_z dx dy & \quad u & - \left(Q_v v_z + \frac{\partial Q_v v_z}{\partial z} dz \right) dx dy; \end{aligned} \right\} . \quad (1)$$

Сумма величин, приведенных в уравнении (1), показывает количество энергии, которое изменяется в объеме элемента в каждый момент времени:

$$-\frac{dQ_v}{dt} = \frac{\partial Q_v V_x}{\partial x} + \frac{\partial Q_v V_y}{\partial y} + \frac{\partial Q_v V_z}{\partial z}; \quad (2)$$

где $\frac{\partial Q_v}{\partial t}$ и $\frac{dQ_v}{dt}$ частные и полные производные энергии, получаемые во времени, можно выразить изменение плотности массы движущейся энергии следующим образом:

$$\frac{dQ_v}{dt} = \frac{\partial Q_v}{\partial t} + \frac{\partial Q_v}{\partial x} v_x + \frac{\partial Q_v}{\partial y} v_y + \frac{\partial Q_v}{\partial z} v_z . \quad (3)$$

Объединив уравнения (2) и (3), получим следующее уравнение:

$$-\frac{1}{Q_v} \cdot \frac{dQ_v}{dt} = \frac{\partial V_x}{\partial x} + \frac{\partial V_y}{\partial y} + \frac{\partial V_z}{\partial z} . \quad (4)$$

После определенных математических преобразований аналитическая связь между количеством энергии, поступающей через границы элемента в единицу времени, и количеством энергии, изменяющимся в объеме элемента, может быть выражена следующим образом:

$$\iiint \frac{\partial Q_v}{\partial t} dx dy dz + \iint Q_v v_n d\sigma = 0 . \quad (5)$$

где: 3-кратный интеграл принадлежит объёму полной среды, $d\sigma$ - ее предельный элемент (поверхность); v_n - скорость движения энергии по нормали этой поверхности:

$$v_n = v_x \cos(nx) + v_y \cos(ny) + v_z \cos(nz) . \quad (6)$$

Таким образом, аналитическое соотношение количества энергии, поступающей через границы элемента в заданную единицу времени, и количества энергии, изменяющейся в объеме элемента, определяется как поперечное сечение линий передачи энергии, идущих от одной стороны входа энергии к другой, рассматривая со стороны как цилиндрическую ячейку, передающую энергию во внешнюю среду в виде траты.

Через законы движения частиц в средах можно привести математическое выражение закона сохранения энергии в общей среде [3].

$$\iiint (\delta J + \delta W) d\omega + \iint \delta L d\sigma = 0; \quad (7)$$

где: δJ - изменение кинетической энергии в элементе объема; δW -- изменение работы парциальных сил элемента; δL -- изменение работы давления элемента поверхности объекта.

Уравнение (7) является законом сохранения полной энергии для среды.

Другое выражение закона сохранения энергии для общей среды можно получить, если умножить обе части уравнения (7) на объем элемента ($d\omega$) и получить тройной интеграл:

$$\iiint \frac{\partial Q_v}{\partial t} d\omega + \iiint \left[\frac{\partial(Q_v v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(Q_v v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(Q_v v_z)}{\partial z} \right] d\omega = 0. \quad (8)$$

Преобразовав 2-кратный интеграл в уравнение (8), закон сохранения энергии для общей среды можно получить следующим образом:

$$\iiint \frac{\partial Q_v}{\partial t} d\omega + \iint Q_v v_n d\sigma = 0. \quad (9)$$

Вывод [2] о том, что объёмная мера потока энергии по поверхности может быть математически выражена для некоторого случая “частичного” движения среды, т.е. частной производной по направлению, можно использовать при анализе потерь энергии в ней, рассматривая энергетические линии как состоящие из ячеек.

Выражение движения энергии в твердых телах (средах) с неизменным напряжением закон сохранения энергии выражается следующим образом:

$$\begin{aligned} & \iiint \frac{\rho}{2} \delta(u^2 + v^2 + \omega^2) d\omega + \\ & \iiint \left[P_{xx} \frac{\partial \delta u}{\partial x} + P_{yy} \frac{\partial \delta v}{\partial y} + P_{zz} \frac{\partial \delta \omega}{\partial z} + P_{yz} \left(\frac{\partial \delta v}{\partial z} + \frac{\partial \delta \omega}{\partial y} \right) + P_{xz} \left(\frac{\partial \delta \omega}{\partial x} + \frac{\partial \delta u}{\partial z} \right) + P_{xy} \left(\frac{\partial \delta u}{\partial y} + \frac{\partial \delta v}{\partial x} \right) \right] d\omega \\ & - \iint \left\{ \delta u [p_{xx} \cos(nx) + p_{xy} \cos(ny) + p_{xz} \cos(nz)] + \delta v [p_{xy} \cos(nx) + p_{yy} \cos(ny) + p_{yz} \cos(nz)] + \right. \\ & \left. + \delta \omega [p_{xz} \cos(nx) + p_{yz} \cos(ny) + p_{zz} \cos(nz)] \right\} d\sigma = 0 \end{aligned} \quad (10)$$

где: u , v , ω - элемент объема, смещение центра тяжести по прямолинейным осям координат; p_{xx} , p_{yy} , p_{zz} - нормальные (по движению) действующие силы; p_{xy} , p_{yz} , p_{xz} - тангенциальные действующие силы; ρ - плотность в любой точке среды.

Следующие дополнительные обозначения также были приняты во внимание при представлении уравнения:

$$\delta u = \frac{du}{dt} = u^1; \quad \delta v = \frac{dv}{dt} = v^1; \quad \delta w = \frac{dw}{dt} = w^1.$$

Интегралы 1 и 2 уравнения выражают изменение энергии в напряженной среде, а двойственный интеграл представляет работу, выполняемую внешними давлениями через общую поверхность среды.

Двухкратный интеграл, заданный законом сохранения энергии (10), можно преобразовать в трехкратный:

$$\iiint \left\{ \frac{\partial}{\partial x} (P_{xx} u^1 + P_{yx} v^1 + P_{zx} w^1) + \frac{\partial}{\partial y} (P_{xy} u^1 + P_{yy} v^1 + P_{yz} w^1) + \frac{\partial}{\partial z} (P_{xz} u^1 + P_{yz} v^1 + P_{zz} w^1) \right\} \quad (11)$$

Построим следующую систему уравнений с учетом уравнений (1), (10) и (11):

$$\left. \begin{aligned} -Q_v v_x &= P_{xx} u^1 + P_{xy} v^1 + P_{xz} w^1 \\ -Q_v v_y &= P_{xy} u^1 + P_{yy} v^1 + P_{yz} w^1 \\ -Q_v v_z &= P_{xz} u^1 + P_{yz} v^1 + P_{zz} w^1 \end{aligned} \right\}. \quad (12)$$

Анализ этой системы уравнений приводит к выводу, что количество энергии, передаваемой (протекающей) через бесконечно малый плоский элемент в бесконечно малый момент времени, равно отрицательной работе, выполняемой силами упругости, действующими на элемент.

Также, система уравнений (12) выражает связь законов частичного движения элементов в твердом теле с движением полной энергии. Для того чтобы убедиться в правильности сделанных выводов, применим к определению скорости распространения плоских волн в упругих средах как по длине, так и по поперечному сечению [5,6,7,8,9].

Здесь примем следующие основные условия: предположим, что плоские волны распространяются поперечно относительно оси x . Так v и w будут равны нулю.

Представим закон волнового движения следующим образом:

$$u = A \cos \frac{2\pi}{T} \left(t - \frac{x}{\Omega} \right). \quad (13)$$

где: Ω - скорость распространения плоской волны по объекту.

Для представления набора напряженных сил, действующих на элемент, воспользуемся системой уравнений Ламе:

$$\left. \begin{aligned} P_{xx} &= (\lambda + 2\mu) \frac{\partial u}{\partial x}; & P_{yz} &= 0 \\ P_{yy} &= \lambda \frac{\partial u}{\partial x}; & P_{xy} &= 0 \\ P_{zz} &= \lambda \frac{\partial u}{\partial x}; & P_{xz} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (14)$$

Также известно, что:

$$\frac{\partial Q_v}{\partial t} = \frac{\rho}{2} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)^2 + P_{xx} \frac{\partial}{\partial x} \frac{\partial u}{\partial t}. \quad (15)$$

В результате интегрирования уравнения (15) по времени получаем следующее выражение:

$$Q_v = \frac{\rho}{2} \left(\frac{\partial u^2}{\partial t} \right)^2 + \left(\frac{\lambda + 2\mu}{2} \right) \left(\frac{\partial u}{\partial x} \right)^2. \quad (16)$$

Из уравнения (13) включается выражение волнового движения в следующую формулу:

$$Q_v = \frac{2\pi^2 A^2}{T^2} \left(\rho + \frac{2\mu + \lambda}{\Omega^2} \right) \sin^2 \frac{2\pi}{T} \left(t - \frac{x}{\Omega} \right). \quad (17)$$

Вводя выражения (13) и (14) в систему уравнений (12), выражаем ее следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} -Q_v v_x &= -(\lambda + 2\mu) \frac{4\pi^2 A^2}{\Omega T^2} \sin^2 \frac{2\pi}{T} \left(t - \frac{x}{\Omega} \right) \\ -Q_v v_y &= 0 \\ -Q_v v_z &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (18)$$

Учитывая, что второе и третье уравнения системы являются выражениями $v_y = 0$; $v_z = 0$, в первом уравнении вносим определенную модификацию $v_x = \Omega$ и затем выражаем ее в следующем виде:

$$\Omega \left(\rho + \frac{2\mu + \lambda}{\Omega^2} \right) = \frac{2(\lambda + 2\mu)}{\Omega}. \quad (19)$$

В результате определяем скорость распространения плоских волн по упругой среде:

$$\Omega^2 = \frac{\lambda + 2\mu}{\rho}. \quad (20)$$

Выразим движение энергии в жидкостях системой уравнений гидродинамики для случая без учета внутреннего трения частиц:

$$\begin{cases} -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} \\ -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} = \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} \\ -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} = \frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} \end{cases} . \quad (21)$$

где: u, v, w - скорости частиц в одной и той же точке объема; p - давление; ρ - плотность.

В дополнение к сказанному выше, кроме влияния внешних сил на частицы в жидкости, могут быть даны следующие выражения:

$$\begin{cases} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial z} = 0 \\ \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \end{cases} . \quad (22)$$

Умножив систему уравнений (22) на $u dt, v dt$ и $w dt$ соответственно, разделив на dt и взяв интеграл от объема среды, получим из следующего уравнения:

$$\begin{aligned} \iiint \frac{\rho}{2} \frac{\partial}{\partial t} (u^2 + v^2 + w^2) d\omega + \frac{1}{2} \iiint \left[\rho u \frac{\partial}{\partial x} (u^2 + v^2 + w^2) + \rho v \frac{\partial}{\partial y} (u^2 + v^2 + w^2) + \right. \\ \left. + \rho w \frac{\partial}{\partial z} (u^2 + v^2 + w^2) \right] d\omega + \iiint \left(u \frac{\partial p}{\partial x} + v \frac{\partial p}{\partial y} + w \frac{\partial p}{\partial z} \right) d\omega = 0 \end{aligned} . \quad (23)$$

После получения интеграла по частям, первая часть выражения (23) имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} \iiint \left\{ \frac{\rho}{2} \frac{\partial}{\partial t} (u^2 + v^2 + w^2) + \frac{u^2 + v^2 + w^2}{2} \frac{\partial p}{\partial t} - P\theta \right\} d\omega + \\ + \iint \left[\rho \frac{(u^2 + v^2 + w^2)}{2} + P \right] [u \cos(nx) + v \cos(ny) + w \cos(nz)] d\delta = 0 \end{aligned} . \quad (24)$$

где: $d\delta$ - граничные элементы, а θ - расширение кубического объема.

Выражение (24) можно представить в другой форме:

$$\begin{aligned} \iiint \left[\frac{\partial}{\partial t} \left\{ \frac{\rho}{2} (u^2 + v^2 + w^2) \right\} - P\theta \right] d\omega + \\ + \iint \left[\rho \frac{(u^2 + v^2 + w^2)}{2} + P \right] [u \cos(nx) + v \cos(ny) + w \cos(nz)] d\delta \end{aligned} . \quad (25)$$

Тройная интегральная среда в этом уравнении представляет собой сумму изменений энергии всех элементов, занимающих объем.

Первая часть функции в тройном интеграле представляет изменение кинетической энергии во времени в одном элементе среды, а вторая часть функции представляет изменение работы давления в этом элементе. Следовательно, двойной квадратичный интеграл в выражении (25) представляет количество энергии, проникающей через границы. Следовательно, выражение (25) представляет закон сохранения энергии для жидкой среды.

Вышеупомянутый двойной интеграл можно изменить до трех раз:

$$\iiint \left\{ \frac{\partial}{\partial x} \left[u \left(p + \frac{\rho(u^2 + v^2 + w^2)}{2} \right) \right] \right\} + \frac{\partial}{\partial y} \left[v \left(p + \frac{\rho(u^2 + v^2 + w^2)}{2} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[w \left(p + \frac{\rho(u^2 + v^2 + w^2)}{2} \right) \right] \quad (26)$$

Функция под интегралом представляет количество энергии, поступающей в объем жидкого элемента в каждую минуту времени.

Функция под интегралом в формуле (26) равна второму двукратному интегралу в выражении (7) или (2) основного уравнения. Формула точно такая же, как и во второй части.

Основываясь на точном подобии, выражается связь между законами движения энергии и законами частичного движения жидкостей следующим образом:

$$\begin{aligned} Qv_x &= u \left(p + \frac{\rho i^2}{2} \right) \\ Qv_y &= y \left(p + \frac{\rho i^2}{2} \right). \\ Qv_z &= z \left(p + \frac{\rho i^2}{2} \right) \end{aligned} \quad (27)$$

где: i - скорость движения жидких частиц, т. е.

$$i^2 = u^2 + v^2 + w^2. \quad (28)$$

Определение скорости энергии как c , исходя из (27) выражения определяем его следующим образом:

$$c^2 = v_x^2 + v_y^2 + v_z^2. \quad (29)$$

Из (28) и (29) выразим систему уравнений на основе формул следующим образом:

$$Qc = i \left(p + \frac{\rho i^2}{2} \right). \quad (30)$$

Согласно (30), количество энергии движения может быть вычислено как произведение скорости жидкости, умноженное на сумму гидростатического давления и кинетических сил.

Разделив формулы системы уравнений (27) на формулу (30), получим следующую систему уравнений:

$$\frac{\sqrt{x}}{c} = \frac{u}{t}, \quad \frac{\sqrt{y}}{c} = \frac{v}{t}, \quad \frac{\sqrt{z}}{c} = \frac{w}{t}, \quad (31)$$

Вывод из анализа уравнения (27), которое представляет движение энергии в жидкой среде, состоит в том, что направление движения потока энергии в жидкой среде совпадает с направлением движения среды.

Используя уравнение (12), приведенное выше, можно определить общие отношения между волновыми колебаниями, распространяющимися через среду, и движением частиц в однородном теле. Известно, что скорость волн, распространяющихся от колеблющейся поверхности, одинакова и у них есть общая норма [8].

Предполагая, что скорость распространения волны равна "C", движение по координатным осям выражается следующим образом:

$$v_x = \frac{C \frac{\partial B}{\partial x}}{\Delta_1 B}; \quad v_y = \frac{C \frac{\partial B}{\partial y}}{\Delta_1 B}; \quad v_z = \frac{C \frac{\partial B}{\partial z}}{\Delta_1 B}. \quad (32)$$

где: $B = const$, волновой параметр.

Система уравнений (32) представляет собой волнообразное движение поверхности.

$\Delta_1 B$ – волнистая поверхность, 1 - параметры уровня.

В качестве светового перехода между начальным и последующим состояниями волны B на оси примем ее умножение как $\Delta_1 B = 1$ [2].

Принимая во внимание вышеизложенное и вводя уравнение (32) в систему уравнений (12), получаем следующую систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned} -Q_v C \frac{\partial B}{\partial x} &= P_{xx} v^1 + P_{xy} v^1 + P_{xz} \omega^1 \\ -Q_v C \frac{\partial B}{\partial y} &= P_{xy} v^1 + P_{yy} v^1 + P_{yz} \omega^1 \\ -Q_v C \frac{\partial B}{\partial z} &= P_{xz} v^1 + P_{yz} v^1 + P_{zz} \omega^1 \end{aligned} \right\}. \quad (33)$$

В следующем выражении:

$$\left. \begin{array}{l} \frac{P_{xx}u^1 + P_{xy}v^1 + P_{xz}w^1}{Q_v C} \\ \frac{P_{xy}u^1 + P_{yy}v^1 + P_{yz}w^1}{Q_v C} \\ \frac{P_{xz}u^1 + P_{yz}v^1 + P_{zz}w^1}{Q_v C} \end{array} \right\}. \quad (34)$$

показана суть представления нормальных угловых косинусов с осями координат в единственной точке волны. Согласно закону общих норм, элементы норм, построенные по точкам в разных состояниях волны, находятся в линию (свет) [4].

Подставляя приведенное выше выражение (32) в уравнение (34) и предполагая, что $\Delta_1 B = 1$, определяем:

$$\frac{1}{c} \frac{\partial Q_v}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(Q_v \frac{\partial B}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(Q_v \frac{\partial B}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(Q_v \frac{\partial B}{\partial z} \right) = 0. \quad (35)$$

Это уравнение показывает взаимосвязь между энергией и формой волнистой поверхности. После некоторых модификаций уравнение будет выглядеть так:

$$\frac{1}{c} \frac{\partial Q_v}{\partial t} + Q_v \Delta_2 B + \frac{\partial Q_v}{\partial x} \frac{\partial B}{\partial x} + \frac{\partial Q_v}{\partial y} \frac{\partial B}{\partial y} + \frac{\partial Q_v}{\partial z} \frac{\partial B}{\partial z} = 0. \quad (36)$$

где: Δ_2 представляет собой вторичный дифференциальный параметр. С помощью ρ_1 и ρ_2 определим, что две поверхности системы также ортогональны друг другу и волнистой поверхности B .

Преобразуем уравнение (36) в следующую форму:

$$\frac{1}{c} \frac{\partial Q_v}{\partial t} + Q_v \Delta_2 B + \frac{\partial Q_v}{\partial B} = 0. \quad (37)$$

Сформулируем это уравнение в удобной для интегрирования форме:

$$-\frac{dQ_v}{Q_v \Delta_2 B} = C dt = dB. \quad (38)$$

Выражение колебательной энергии волны, распространяющейся в произвольном круге B в одной точке среды:

$$Q_v = e^{-\int \Delta_2 B dB} f(ct - B, \rho_1, \rho_2). \quad (39)$$

где: f - опциональная функция

Выражение $B = Ct + C_1$ (C и C_1 - постоянные коэффициенты) можно упростить, учитывая волновой параметр [2].

Для этого выражаем следующее уравнение в уравнении (2), которое представляет связь между количеством энергии, передаваемой через границы окружающей среды, и изменениями энергии в ней, принимая во внимание уравнение $\Delta_1 B = 1$, и соответствующие параметры в уравнение (33):

$$\frac{1}{Q_v} \frac{dQ_v}{dt} + c\Delta_2 B = 0. \quad (40)$$

Интегрируя уравнение, получаем следующую функцию:

$$Q_v = e^{-c \int \Delta_2 B dt} f(\rho_1, \rho_2). \quad (41)$$

Дифференцируя выражение (уравнение) волнового параметра от времени $B = Ct + C_1$, получаем следующее решение:

$$cdt = dB \quad (42)$$

Выражая дифференциальные параметры первого порядка волновой поверхности

h_1, h_2, h_3 и параметры ортогональных ей поверхностей символическими символами ρ_1, ρ_2 вносим некоторые изменения и принимаем выражение закона движения энергии, распространяющейся от одной точка среды к другому:

$$Q_v d\omega = f(\rho_1, \rho_2) dB d\rho_1 d\rho_2. \quad (43)$$

Из этого выражения следует, что энергия в телах движется по единственному лучу ρ_1 и ρ_2 поскольку она остается постоянной. Можно сделать вывод, что энергия полностью передается из одной точки в другую посредством волны.

Анализ законов движения энергии в различных средах и математических выражений объемного изменения потока энергии на поверхности среды, то есть в конкретном продукте, показывает следующее:

- характеристики движения энергии в окружающей среде зависят от формы волнового фронта, для волны сферического фронта (светящаяся точка, изотропная среда) поток энергии направлен от центра к поверхности по радиусу источника;

- для цилиндрической фронтальной волны (источник-линейный, расположенный на передней оси) поток энергии от центра источника по радиусу цилиндра пропорционально уменьшается по линейному закону;

- для волны с плоским фронтом (плоская поверхность источника) поток энергии движется перпендикулярно поверхности источника, а интенсивность волны вдоль фронта остается постоянной.

Анализ движения потока энергии волны в простой конфигурации показал, что энергия волны, направленная в жидкую среду, поглощается средой и уменьшается по энергоемкости при выходе на поверхность

среды, и этот процесс выражается формулой Бугера. Этот вывод может быть использован для проведения аналитического синтеза и достижения энергоэффективности в электротехнологических процессах.

Вышеприведенное исследование закона движения энергии в окружающей среде и представляющие его аналитические уравнения рассчитаны на механически основанную энергию колебательных волн и позволяют рассматривать их как элемент общей функциональной связи, как энергетические устройства, электротехнологические потребители, их мощность, питающие линии. Достижение такого решения за счет применения методов теории вероятностей можно рассматривать как возможность для будущих исследований.

Приведенный выше анализ закона движения в окружающей среде, использования энергии при разработке теоретических и практических решений по энергосбережению в сельскохозяйственном производстве приводит к следующим выводам:

1. В теоретическом исследовании, [2] тип движения частиц был определен путем выражения взаимосвязи между движением энергии в окружающей среде, ее распределением и движением частиц в элементе. Энергия в частицах в элементе объема среды передается или снимается с их границ. Приведены математические выражения закона сохранения энергии в общей среде через взаимодействие количества переданной энергии и изменения энергии в окружающей среде и частичного движения частиц.

2. При движении энергии через твердые тела количество потока энергии, передаваемого через бесконечно малый плоский элемент за бесконечно малое время, определяется отрицательной работой, совершаемой упругими силами, действующими на элемент. Энергия в жидкой среде движется в одном направлении сдвижением жидкости.

Литература

1. Карпов В.Н. Энергосбережение. Метод конечных отношений-Спб.ГАУ, СПб. 2005. -137 с.

2. Раджабов А., Ибрагимов М., Бердышев А.С. Технология водоподготовки в сельских населённых пунктах с использованием комплексного электрического и магнитного воздействия. Инновационные технологии в управлении, образовании, промышленности «АСТИНТЕХ-2007». Изд. А.: «Астраханский университет». 2007.- 255 с.

3. Раджабов А., Ибрагимов М., Бердышев А.С. Разработка мер по экономии электроэнергии в системах водного хозяйства на основе анализа её использования. Сборник научных трудов. II-часть. Изд. «Агроуниверситет» А.: 2008. -314 с.

4. Раджабов А., Ибрагимов М., Бердышев А. Обеззараживание подземных питьевых вод импульсными электромагнитными полями. Т.: Типография ТашГАУ. 2008.-86 с.
5. Раджабов А. Основы энергосберегающей технологии сушки пищевых продуктов. Вестник с-х. наук. 1991.- № 5.
6. Раджабов А., Муратов Х., Исмоилов М. Научные основы энергетического совершенствования производство сухофруктов и кишмиша.- Ташкент.: Мехнат, 1993. -С.110.
7. Раджабов А., Муратов Х. Разработка иерархии параметров оптимизации биоэнергетической системы "источник-потребитель //Узбекский журнал "Проблемы информатики и энергетики",1996.- №6.- С. 28-31.
8. Раджабов А., Муратов Х. Кобминированое использования энерго ресурсов // Аграрная наука, 1999.- N1.- С.24-25.
9. Valeriy Karpov, Natalia Ivannikova Modern preparation of the power-engineers for the development of rural territories. //7th International Scientific Conference "Enginiring for rural development". Yelgava. 2008.- P.6-10.

Представлено НИУ "Ташкентский институт инженеров ирригации и механизации сельского хозяйства"

УДК 620.98

**ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
ГРАДУСО-СУТОК ОТОПИТЕЛЬНОГО ПЕРИОДА В
УЗБЕКИСТАНЕ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 40 ЛЕТ****Н.Р. Авезова, Э.Ю. Рахимов, Н.Н. Далмурадова,
Д.У. Абдухамидов**

Инсоннинг табиатга таъсири кундан-кунга Ернинг иқлим ўзгаришига ҳисса қўишида давом этмоқда. Халқаро даражадаги музокара-лар, саммитлар ва бошқа тадбирлар доирасида антропоген таъсирларнинг иқлимга таъсирини камайтириш бўйича тобора кўпроқ мажбуриятлар қабул қилинмоқда. Париж битимини ратификация қилиш бўйича қабул қилинган механизмларни амалга ошириш атмосферага иссиқхона газлари чиқишини камайтиришни таъминлайди. Ўзбекистон ҳам иссиқхона газлари чиқишини камайтириш бўйича мажбуриятларини 2021 йилда Глазгода (Буюк Британия) бўлиб ўтган Иқлим бўйича Томонлар конференцияси (COP-26) доирасида 2030 йилга келиб ЯИМ бирлигига нисбатан аввал қабул қилинган қиймат – 10% ўрнига 35% га камайтириш юзасидан оширди. Шунингдек, иқлим ўзгаришлари, антропоген таъсир билан бир қаторда, сўнгги йилларда жуда тез-тез такрорланаётган глобал иситиш, қум бўронлари, қурғоқчилик, чангли ёмғир бошқалар каби гайритабiiй табиат ҳодисалари натижасида ҳам рўй бермоқда. Атмосферага чиқариладиган CO₂ газининг тахминан 3/4 қисми қазилма ёқилгини ёқиш натижасида ҳосил бўлиши сабабли, ҳозирги вақтда барқарор ривожланиш мақсадларига эришиш йўлида миллий мақсадларини жорий этиш, шунингдек паст углеродли ривожланиш, энергия самарадорлиги ва қайта тикланадиган энергия манбаларидан фойдаланишни ривожлантириш бўйича замонавий ёндашувларни илгари суриш орқали иқлим ўзгариши оқибатларини олдини олиш тенденцияси ривожланмоқда. Мазкур мақолада Ўзбекистон Республикаси ҳудудида сўнгги 40 йил ичида иқлим ҳамда иситиш градус-суткаси кўрсаткичларининг ўзгариши динамикаси бўйича олиб борилган тадқиқотлар натижалари келтирилган. Мамлакат ҳудудида жойлашган метеорологик станциялардан олинган иқлимий маълумотларни йиғиш ва қайта ишлаш орқали 1980-2020 йилларда (охирги 40 йил) минтақада ўртача ташқи ҳаво ҳарорати: қишда 1,2 °C, ёзда 1,8 °Cга оширилганлиги аниқланди. Иситиш градус-суткаси кўрсаткичларининг ҳисобланган қийматлари аниқланди ва сўнгги 40 йил ичида (1980-2020) танланган олти минтақада ўртача йиллик қийматларининг ўзгариш динамикаси ўрганилди. Ўтказилган тадқиқотлар асосида, иситиш ва совутиш

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

тизимларида энергия сарфи миқдорини анилаида муҳим аҳамият касб этиши сабабли, ушбу тизимларни лойиҳалаш бўйича қурилиш меъёрлари ва қоидаларига ўзгартиришлар киритиш зарурлиги исботланди.

Воздействие человека на природу с каждым днём продолжает способствовать изменению климата Земли. В рамках переговоров, саммитов и других мероприятий, проводимых на международном уровне, всё больше обязательств ставятся по уменьшению антропогенного воздействия на климат. Ратификацией Парижского соглашения и последующим осуществлением его механизмов, предусматривается сокращение выбросов парниковых газов в атмосферу. Узбекистан тоже, в рамках Конференции Сторон-26, прошедшей в Глазго (Великобритания) в 2021 году, увеличил ранее взятые на себя обязательства по сокращению выбросов парниковых газов до 35% к 2030 году на единицу ВВП от уровня базового 2010 года вместо ранее определенного 10%. Наряду с антропогенным воздействием, происходят и природные изменения, в результате которых в последние годы всё чаще наблюдаются абнормальные природные явления, такие как - глобальное потепление, штормы, засухи, пыльные бури, ливни и др. Так как примерно 3/4 антропогенной эмиссии CO₂ обусловлено сжиганием ископаемого топлива, в настоящее время развивается тенденция предотвращения климатических изменений за счет достижения национальных целей устойчивой энергетики, а также продвижения современных подходов низкоуглеродного развития, энергоэффективности и возобновляемых источников энергии. В настоящей работе приведены результаты исследований по изучению динамики изменения климата на территории Республики Узбекистана за последние 40 лет. Путем обработки климатических данных, полученных от метеорологических станций, расположенных на территории страны, выявлено, что в период 1980-2020 годы (последние 40 лет) средняя температура наружного воздуха в регионе повысилась: в зимний период года на 1,2°С, в летний период года на 1,8°С. Определены расчетные значения показателей градусо-суток отопительного периода, также изучена динамика изменения среднегодовых значений последнего в шести выбранных регионах за последние 40 лет (1980-2020 гг). На основе проведенных исследований доказана необходимость внесения изменений в строительные нормы и правила касательно проектирования систем тепло- и хладоснабжения, так как показатели градусо-суток отопительного и охладительного периода, существенно отражается в энергопотреблении.

The human impact on nature continues to contribute to the Earth's climate change every day. Within the framework of negotiations, summits and other events held at the international level, more and more commitments are being made to reduce the impact of anthropogenic impacts on the climate. The

ratification of the Paris Agreement and the subsequent implementation of its mechanisms provide for the reduction of greenhouse gas emissions into the atmosphere. Uzbekistan, too, within the framework of the Climate Change Conference of the Parties (COP26) held in Glasgow in 2021, increased its earlier commitments to reduce greenhouse gas emissions to 35% by 2030 per unit of GDP from the base 2010 level instead of the previously determined 10%. Also, along with the anthropogenic impact, natural changes are also taking place, as a result of which abnormal natural phenomena, such as global warming, storms, droughts, dust storms, downpours, etc., have been increasingly observed in recent years. Since approximately 3/4 of anthropogenic CO₂ emissions are caused by the burning of fossil fuels, a trend is currently developing to prevent the effects of climate change through the introduction of national sustainable energy goals, as well as the promotion of modern approaches to low-carbon development, energy efficiency and renewable energy sources. This paper presents the results of studies on the dynamics of climate and heating degree days change in the territory of the Republic of Uzbekistan over the past 40 years. By collecting and processing climatic data obtained from meteorological stations located on the territory of the country, it was revealed that in the period 1980-2020 (the last 40 years), the average outdoor air temperature in the region increased: in winter by 1.2 °C, in summer by 1.8 °C. The calculated values of the heating degree-day indicators of the heating period were determined, and the dynamics of changes in the average annual values of the latter in six selected regions over the past 40 years (1980-2020) was also studied. Based on the conducted research, the necessity of making changes to building codes and rules regarding the design of heat and cooling systems has been proved, since the indicators of the degree-day of the heating and cooling period are significantly reflected in energy consumption.

Введение. В мире всё больше ухудшается ситуация по климату и окружающей среде. В речи генерального секретаря ООН на Экономическом саммите по устойчивому развитию, состоявшемся 21 марта 2022 года указывается, что «...мир отдаляется от цели удержать потепление в рамках 1,5 градуса Цельсия, времени на адаптацию остается все меньше» [1]. Достижение целей устойчивого развития во всем мире, без сомнений, зависит от климатического состояния планеты. В последнее время участились случаи с абнормальными климатическими явлениями: начиная с 1993 года уровень моря ежегодно повышается на 3,2÷3,4 мм, что в свою очередь способствует ускорению глобального потепления и угрожает всей планете [2]. Изменение климата также приводит к серьезным отрицательным последствиям для человеческой жизнедеятельности. В связи с чем, возникает необходимость пересмотреть цели и механизмы их достижения по ограничению повышения глобальной температуры до 1,5 граду-

сов и нахождению путей ускоренной адаптации к климатическим изменениям.

Воздействие изменения климата на жизненные условия, в том числе в области городской инфраструктуры, диктует необходимость пересмотра действующих в данной области норм и правил, учитывающих технологии и системы на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), нагрузки и климатические данные, а также градусо-сутки отопительного периода (HDD, в международных исследованиях принят в виде HDD – *heating degree day*) и градусо-сутки охлаждающего периода (CDD, в международных исследованиях принят в виде CDD – *cooling degree day*) в регионах в рамках проектирования и планирования, которые являются актуальными при определении количества энергии, требуемой для охлаждения и отопления в условиях изменения климата [3].

Подробная информация о существующих нормативных документах, касательно вышеуказанных величин, в частности, КМК 2.01.01-94. Климатические и физико-геологические данные для проектирования [4], приведены в работах авторов [3, 5]. Также в этих работах приведены данные о выбранных метеорологических станциях, использованных для получения результатов наземных наблюдений касательно климатических данных для территории страны.

В данной статье авторами изучена динамика изменения климата на территории Республики Узбекистан за последние 40 лет, определены значения температуры наружного воздуха, фактические значения HDD на территории шести выборочных регионах, за период 1980-2020 гг. (последние 40 лет) с учетом наземных и спутниковых метеорологических данных в целях:

- рассмотрения возможностей использования зеленых (в частности, солнечных) технологий для систем теплоснабжения, с учетом числа пасмурных и облачных дней в зимний период года;
- оценки значений коэффициента замещения потребляемых энергоресурсов для систем тепло- и хладоснабжения в строительном секторе за счет ВИЭ с учетом продолжительности отопительного и охлаждающего периодов;
- обоснования возможностей ускоренного перехода к использованию пассивных домов согласно современным международным стандартам.

Согласно информации, предоставленной на официальном сайте Центром гидрометеорологической службы Республики Узбекистан (Узгидромет) [6], на данный момент в республике функционируют около 90 метеорологических станций (работают в тестовом режиме), в которых с интервалом 10 минут измеряются: максимальная, минимальная, среднедневная температура наружного воздуха; солнечная радиация, атмосферное давление, относительная влажность, скорость и направление

ветра и др. Однако архивы измеряемых данных предоставляются на платной основе, что составляет трудности молодым ученым-исследователям, магистрам и бакалаврам при проведении изыскательских работ.

Также стоит отметить, что в связи с технологическим развитием современного мира, существуют организации, предлагающие свои услуги по расчёту данных HDD и CDD на определенной территории. Например, на сайте BizEE (Degree Days, Weather Data for Energy Saving) [7] предлагается услуга по расчету HDD и CDD на основе среднедневных, средне недельных, среднемесячных, среднегодовых данных о температуре воздуха на этом же регионе, полученных от наземных метеостанций множества стран мира. Однако, данные определяются только за последние 3 года, за остальной период (минимум за последние 15-20 лет, которые необходимы для получения точной картины о количестве требуемой энергии для нагрева и охлаждения в данном регионе), предлагаются на платной основе.

В связи с вышеуказанными факторами, были выбраны архивы данных с сайта ООО «Погодные сервисы» [8], указанного в работах авторов [3, 5], на которой предоставляются климатические показатели, такие как: максимальная T_x , минимальная T_n , и среднесуточная $T_{ср}$ температура наружного воздуха, атмосферное давление P_0 , скорость ветра FF , количество осадков RRR и эффективная температура $T_{эф}$ начиная с 1933-1936 годов до настоящего времени.

Ниже приводится краткий обзор научных исследований в области определения фактических показателей HDD и CDD для регионов различных стран, где основным критерием является сопоставимость климатических условий этих стран с климатом Узбекистана.

Так, в работе [9] исследованы и сформированы среднегодовые показатели градусо-суток нагрева и охлаждения для различных регионов Пакистана с использованием 30-летних долгосрочных измеренных данных для различных базовых температур. Также разработаны карты градусо-суток нагрева и охлаждения Пакистана, учитывая объем энергопотребления строительным сектором в контексте сезонного изменения климата. Установлено, что количество HDD прямо пропорционально высоте расположения данного региона – города на больших высотах имеют большее количество HDD и, следовательно, более высокие потребности в тепловой энергии.

Также авторами [10] исследованы пространственные и временные характеристики турецких сезонных CDD и HDD с учетом влияния сезонных климатических условий на потребление энергии в зданиях. В этом исследовании сопоставляются региональные вариации сезонных HDD и CDD для регионов Турции и их отношения к местной топографии. Для

демонстрации существования возможных нелинейных тенденций в накопленных HDD и CDD в течение сезонов применена последовательная версия ранговой статистики Манна-Кендалла. Установлено, что пространственно-когерентные и статистически значимые тенденции HDD и CDD не согласуются с прогнозами общих моделей циркуляции (GCM).

В работе [11] определены HDD и CDD для Турции с использованием долгосрочных последних измеренных данных. В отличие от предыдущей работы, при расчете HDD выбраны пять различных базовых температур в диапазоне от 14 до 22°C. В случае CDD использованы 6 различных базовых температур в диапазоне от 18 до 28°C. Также установлено, что северо-восточные и внутренние районы Турции требуют сравнительно больше тепловой энергии, и нуждаются в меньшем количестве или вообще не нуждаются в охлаждении.

В данном контексте следует отметить значимость проводимых исследований в работе [12], где в силу глобального потепления в течение последних десятилетий, при прогнозируемом в будущем его продолжении, изучалась связь эффективной стратегии управления с ожидаемыми климатическими рисками, что в свою очередь даст возможность определить количество требуемой энергии для отопления и охлаждения зданий. Авторы проанализировали тенденции развития HDD и CDD с 1981 по 2100 год вместе с их неопределенностями на основе 11 моделей EURO-CORDEX с высоким разрешением с поправкой на смещение для двух репрезентативных путей концентрации выбросов (RCP4.5 и RCP8.5), и пришли к выводу, что если включить в расчеты демографические прогнозы на 21 век, общее число DD до конца нынешнего столетия увеличится по всей Европе.

При определении HDD и CDD в определенном регионе, необходимо иметь в виду значимость действующих на определенном регионе строительных норм и правил (СНиП). Так, для Узбекистана, в, приведены значения HDD с учетом видов зданий и сооружений. Однако, в данных нормах и правилах имеется погрешность в количестве требуемой энергии для нагрева и охлаждения для регионов Узбекистана, связанная с использованием старых данных о температуре воздуха на территории страны [13].

Методика. В работе использовались архивы метеостанций (пригодные для проведения научных исследований), полученные из сайта ООО «Погодные сервисы» [8].

В целях получения картины динамики изменения температуры наружного воздуха на территории страны с учетом работ Р.Р. Авезова [14] по районированию территории республики были выбраны шесть регионов страны – Ургенч, Харезмская область, Фергана, Ферганская область, Ташкент, Ташкентская область, Самарканд, Самаркандская область, Карши, Кашкадарьинская область, Термез, Сурхандарьинская область.

Расчет показателей HDD проводились согласно методике ASHRAE [15], а также приведенным в работе Ciulla G [16] и [13].

При сопоставлении полученных климатических данных для территории страны с существующими использован «КМК 2.01.01-94. Климатические и физико-геологические данные для проектирования» [4]. Показатели HDD на основе обработки архивных климатических данных за последние 40 и 15 лет сопоставлены с их значениями, представленными М.Кенисариным и К.Кенисариной для Узбекистана [17].

Результаты и обсуждения. Авторами были определены среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха в вышеуказанных шести выборочных регионах за период 1980-2020 гг., с сопоставлением с данными [4] (табл. 2), на основе анализа собранных архивных данных из сайта ООО «Погодные сервисы» [8] (табл. 1).

Таблица 1

Температура наружного воздуха за последние 40 лет (1980-2020 гг.) на территории шести выбранных регионов

Республика, область, пункт	Средняя по месяцам												Среднего годовая
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ургенч	-1,5	0,1	7,0	15,4	22,2	27,8	30,1	27,9	21,3	13,1	5,4	-0,1	14,1
Фергана	1,3	3,2	8,7	14,7	20,4	26,1	29,0	27,7	22,5	14,8	8,1	2,8	14,9
Ташкент	-0,7	0,9	7,0	13,4	18,9	24,5	27,3	26,1	20,8	13,3	6,5	0,9	13,2
Самарканд	0,5	1,9	7,1	13,2	18,5	23,8	26,3	25,2	20,4	13,7	7,6	2,4	13,4
Карши	3,0	4,9	10,1	16,6	22,6	27,9	29,8	27,8	22,5	15,8	9,7	4,6	16,3
Термез	4,5	6,4	12,2	19,5	26,1	31,5	33,5	31,7	26,2	18,8	11,7	6,2	19,0

Как видно из табл. 1, по результатам расчетов, проведенных авторами за исследуемый период в Хarezмской области (северный регион), среднемесячная температура в зимний период года составляет 0,4°C; в Ташкентской области (северо-восточный регион) это значение равнялось 0,33°C; в Сурхандарьинской области (южный регион) -5,6°C, а в летний период года в этих регионах среднемесячная температура достигала 28,6°C; 26,1°C и 32,2°C, соответственно. Согласно табл. 2 [4] эти данные равнялись: в зимний период года -2,5°C; 1,2°C и 4,6°C, в летний период года 26,8°C; 25,7°C и 28,9°C, соответственно. Таким образом, температура наружного воздуха на территории шести выбранных регионов за последние 40 лет (1980-2020 гг.) в среднем, повысилась: в зимний период года на 1,2°C, в летний период года на 1,8°C.

Таблица 2

Температура наружного воздуха на выбранных шести регионах по данным КМК 2.01.01-94. Климатические и физико-геологические данные для проектирования [4]

Республика, область, пункт	Средняя по месяцам												Среднегодовая
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ургенч	-3,7	-2,3	4,9	14,4	21,6	26,4	28,2	25,7	19,4	11,4	3,8	-1,6	12,4
Фергана	-1,7	1,5	7,9	15,6	20,8	25,0	26,9	25,0	19,7	13,1	5,7	0,7	13,3
Ташкент	-0,4	2,0	7,9	14,7	20,2	24,9	27,1	25,1	19,6	12,8	6,7	2,0	13,6
Самарканд	0,5	2,8	7,4	14,2	19,3	23,9	25,9	24,0	19,0	12,7	6,6	2,6	13,3
Карши	1,1	4,3	9,3	16,4	22,6	27,6	30,0	27,5	21,3	14,3	8,0	3,2	15,5
Термез	2,6	6,0	11,4	18,4	24,3	28,2	30,4	28,1	22,4	15,8	9,9	5,1	16,9

Рис.1 иллюстрирует динамику изменения среднесуточного среднегодового значения температуры наружного воздуха на территории выбранных шести регионах страны за последние 40 лет – 1980-2020 гг.

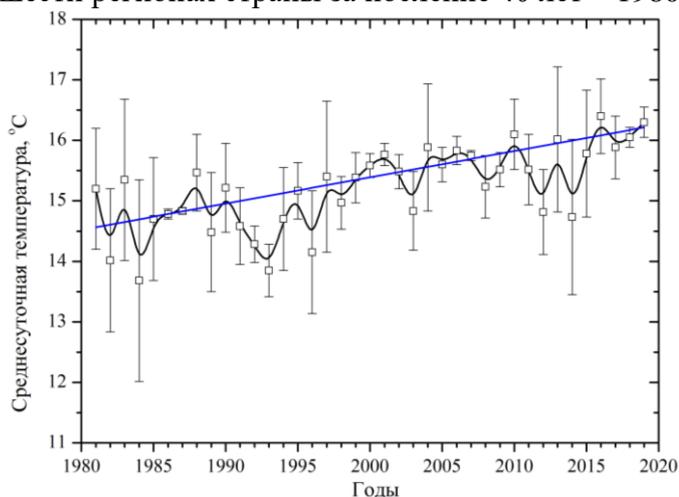


Рис.1. Динамика изменения среднесуточной температуры на территории шести выборочных регионах страны за период 1980-2020 гг

Как видно из рис.1, среднесуточная температура в выбранных регионах страны за последние 40 лет увеличилась от 14,6°C до 16,3°C.

Известно, что изменение среднесуточных, среднемесячных и среднегодовых значений температуры наружного воздуха на определенном регионе приводит к изменению значений HDD и CDD. На рис.2 приведена динамика изменения среднегодовых значений HDD на шести выбранных регионах за период 1980-2020 гг.

Как видно из рис.2, среднегодовые значения HDD на всей территории страны варьируются в пределах $1500 \div 4000^{\circ}\text{C}\cdot\text{сут}$ в 1980 г., и $1300 \div 3300^{\circ}\text{C}\cdot\text{сут}$ в 2020 г. соответственно (в эту диаграмму не входят горные и предгорные регионы), а также наблюдается тенденция уменьшения значений HDD как минимального, так максимального и среднего за весь изучаемый.

Далее, основываясь на вышевыявленных данных, нами были исследованы среднегодовые значения HDD на территории шести выборочных регионов на основе анализа собранных архивных климатических данных на этих регионах за период 2005-2020 гг. (табл.3).

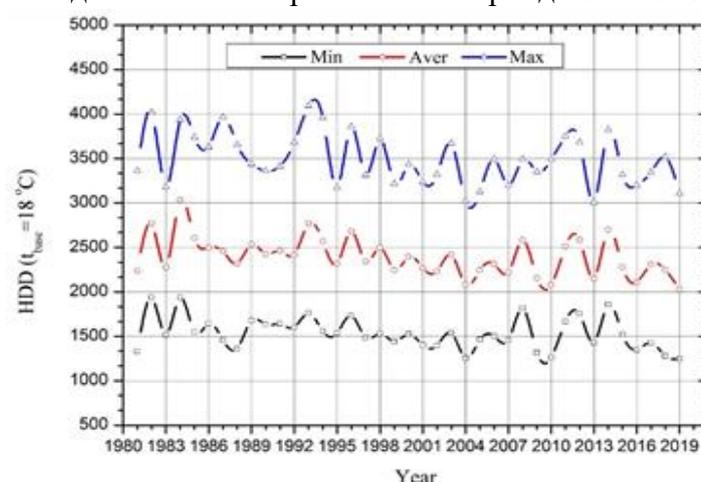


Рис.2. Динамика изменения среднегодовых значений HDD на шести выбранных регионах за период 1980-2020 гг

В табл. 3 приведено сопоставление расчетных показателей HDD при базовой температуре 18.0°C для выбранных шести регионов на основе данных метеорологических станций пригодных для проведения расчетов за последние 40 и 15 лет [3], а также с расчетными показателями HDD для выбранных шести регионов, предложенными М.Кенисариным и К.Кенисариной [17], $^{\circ}\text{C}\cdot\text{сут}$.

Как видно из табл. 3, предложенные М.Кенисариным и К.Кенисариной в 2007 году [17] значения HDD для выбранных шести регионов страны, отличаются от рассчитанных авторами значений HDD на основе обработанных архивных данных метеостанций за последние 40 лет (1980-2020 гг.) и 15 лет: минимум на $31^{\circ}\text{C}\cdot\text{сут}$. и $390^{\circ}\text{C}\cdot\text{сут}$., максимум на $285^{\circ}\text{C}\cdot\text{сут}$. и $567^{\circ}\text{C}\cdot\text{сут}$., соответственно.

Относительно большая разница говорит о том, что потепление на территории страны за последние 15 лет ускоряется, что возникает необходимость пересмотреть существующие нормативные документы по части касающейся нормы стандартов отопительных периодов.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

таблица 3

№	Республика, область, пункт	На основе обработанных авторами архивных данных метеостанций на выбранных регионах за последние 40 лет (1980-2020 гг.)	На основе обработанных авторами архивных данных метеостанций на выбранных регионах за последние 15 лет (2005-2020 гг.)	Предложенные М.Кенисариным и К.Кенисариной
1	Ургенч	2651	2666	3009 (1881-1960гг.)
2	Фергана	2214	2137	2604 (1933-1960гг.)
3	Ташкент	2602	2004	2571 (1881-1960гг.)
4	Самарканд	2450	2032	2559 (1932-1960гг.)
5	Карши	1917	1796	2084 (1927-1960гг.)
6	Термез	1558	1517	1802 (1900-1955гг.)

Выводы. В результате проведенных работ выявлено увеличение среднесуточного значения средней температуры наружного воздуха на территории страны: в зимний период года на 1,2°C, в летний период года на 1,8°C, что в свою очередь способствовало уменьшению показателей расчетных HDD максимум на 567°C·сут.

Полученные результаты доказывают необходимость внесения изменений в соответствующие СНиПы, действующие в стране, а именно, в «КМК 2.01.01-94. Климатические и физико-геологические данные для проектирования», «КМК 2.01.04-97. Строительная теплотехника» и др., которые являются основой при проектировании систем тепло- и холода-снабжения.

Литература

1. Мы все больше отдаляемся от цели удержать потепление в рамках 1,5 градуса Цельсия [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://news.un.org/ru/story/2022/03/1420252>, свободный, (дата обращения: 28.03.2022).
2. Изменение климата и здоровье. [Электронный ресурс]: Электрон. текстовые дан. 2018. –Режим доступа: <https://www.who.int/ru/news-room/fact-sheets/detail/climate-change-and-health> (дата обращения: 08.10.2021).
3. N.R. Avezova, E.Yu. Rakhimov, N.N. Dalmuradova, M.B. Shermatova. Adjustments to the indicators of the heating and cooling degree-days for regions of the Republic of Uzbekistan [Текст] / N.R. Avezova, [and et all.] // -nd International Conference on Energetics, Civil and Agricultural Engineering (ICESAE 2021). 2021. – P 278–288.
4. КМК 2.01.01-94. Климатические и физико-геологические данные для проектирования [Текст]; Введ. 1994. - Ташкент, - М.: - Министерство строительства Республики Узбекистан, 1994. – 27 с.

5. Н.Р. Авезова, Э.Ю. Рахимов, Н.Н. Далмурадова, Н. Далмурадова. Динамика изменения температуры наружного воздуха в Узбекистане за последние годы [Текст] / Н.Р. Авезова и др. // Материалы VI - Международной научно-практической конференции “Цели и пути устойчивого экономического развития”. Уфа, 2021г. – С.31-41.
6. Официальный сайт Центра гидрометеорологической службы Республики Узбекистан. [Электронный источник]. –Режим доступа: <https://data.meteo.uz/>.
7. Официальный сайт компании BizEE. [Электронный источник]. – Режим доступа: <https://www.degreedays.net>.
8. Официальный сайт ООО «Погодные сервисы» [Электронный источник]. –Режим доступа: http://pogoda-service.ru/archive_gsod.php, Архив погоды с 1929 года (дата обращения: 04.10.2021).
9. Heating and Cooling Degree-Days Maps of Pakistan.
10. Variations and trends in turkish seasonal heating and cooling degree-days.
11. Analysis of variable-base heating and cooling degree-days for Turkey.
12. Changes of heating and cooling degree-days in Europe from 1981 to 2100.
13. КМК 2.01.04-97. Строительная теплотехника [Текст]; Введ. 1997. - Ташкент, - М.:- Министерство строительства Республики Узбекистан, 1997. – 26 с.
14. Авезов Р.Р. Состояние, перспективы и проблемы использования возобновляемых источников энергии в Узбекистане [Текст] / Р.Р. Авезов, С.Л. Лутпуллаев // «Физика в Узбекистане». Материалы конференции, посвященной «Году физики -2005». Ташкент; 27-28 сентября 2005 г. – С.119-123.
15. ASHRAE Guideline 14-2002, Measurement of Energy and Demand Savings, 2002.
16. Ciulla G., Lo Brano V. and Moreci E. Degree Days and Building Energy Demand. SASEC2015, Third Southern African Solar Energy Conference, 11 – 13 May 2015. Kruger National Park, South Africa. pp. 65-70.
17. Kenisarin M. Energy saving potential in the residential sector of Uzbekistan [Текст] / Murat Kenisarin, Kamola Kenisarina //Energy. -2007. Vol. 32. –P 1319–1325.

*Представлено Физика-техническим
институтом АН Республики Узбекистан*

УДК 621.472

**ПЕРЕНОСНАЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ФОТОТЕПЛОВАЯ
УСТАНОВКА ДЛЯ СЕЛЬСКОГО ЖИТЕЛЯ**

**М.Н. Турсунов, Х. Сабиров, Т.З. Ахтамов, М. Эшматов,
А. Жанузак**

Ushbu maqolada respublikaning qishloq hududlarida maishiy ehtiyojlar uchun elektr energiya va issiq suv ishlab chiqarish va undan foydalanish uchun kristall kremniyli fotoelektrik batareyalar asosidagi quvvati 50-80 Vt bo'lgan ko'chma fotoissiqlik qurilmasi (KFIQ) loyihasini yaratish va parametrlarini o'rganish natijalari ko'rib chiqilgan. Qurilmada zamonaviy butlovchi qismlar va jihozlarga alohida e'tibor qaratilgan.

В данной статье представлены результаты проектирования и исследования конструкции и параметров переносной фототепловой устройства (ПФТУ) мощностью 50-80 Вт на основе кристаллических кремниевых фотоэлектрических батарей для производства и использования электроэнергии и горячей воды для бытовых нужд. Особое внимание уделяется современным комплектующим и оборудованию.

This article presents the results of the design and study of the design and parameters of a portable photo-thermal device (PFTU) with a power of 50-80 W based on crystalline silicon photovoltaic batteries for the production and use of electricity and hot water for domestic needs. Particular attention is paid to modern components and equipment.

В связи с развитием производства сельхоз продуктов, их транспортировки и переработки возрастает у сельского населения республики потребность использования электрическую энергию непосредственно в полевых условиях. Подключение к централизованному обеспечению электрической энергией вновь осваиваемых для сельхозпроизводства территорий экономически не целесообразно из-за небольших нагрузок. Данную проблему можно решить использованием переносных (передвижных) фотоэлектрических источников питания (ПФЭИП) малой (100-1000Вт) мощности. Это связано с удобством использования (переносом или передвижением) таких источников питания для обеспечения электрической энергией, как хозяйственных, так и бытовых приборов, используемых населением сельских регионов. В случае наличия обрабатываемых земель больших площадей (нескольких десятков соток или гектара) с различными сельскохозяйственными назначениями использование ПФЭИП приводит к экономии финансовых ресурсов.

В ПФЭИП фотоэлектрические батареи используются совместно с современными буферными аккумуляторами с большим сроком использования, что обеспечивает стабильное энергоснабжение потребителей в любое время суток и вне зависимости от суточного и погодного изменения интенсивности солнечного излучения. Такие установки, помимо фотоэлектрических батарей на основе кристаллического кремния содержит прибор электронного контроля, современные высокоэффективные контроллеры, исключающие перезаряд аккумулятора и его глубокий разряд. Для подключения потребителей энергии переменного тока с напряжением 220В и 380 используется современные эффективные преобразователи напряжения (инверторы) с формой сигнала «чистый синус». Возможность передвижения ПФЭИП, как источника электрической энергии требует обеспечения многофункциональности использования при подключении различных потребителей энергии с питанием постоянного и переменного токов.

В Физико-техническом институте НПО «Физика-Солнце» разрабатываются переносные и мобильные (передвижные) варианты ПФЭИП различной мощности, переносные до 150Вт, мобильные до 1000Вт на тележках для хозяйственных нужд и до 5000Вт на двухосных и многоосных прицепах, выпускающих промышленностью /1-4/. В работах /1,2/ приводятся результаты исследования и разработки автономной мобильной многофункциональной установки на двухосном прицепе, мощностью 2700Вт для энергообеспечения в различных экстремальных и форс-мажорных ситуациях в регионах республики, удаленных от централизованных источников энергии. В работах /3,4/ приводятся демонстрационные передвижные установки для улучшения качества обучения студентов ВУЗов Северной и Южной Америки по возобновляемым источникам энергии. Основой для разработанной нами передвижной фотоэлектрической установки является двусная бытовая четырехколесная платформа (тележка) с геометрическим размером 1300x800мм², грузоподъемностью 700кг, изготовленная в одном из малых предприятий г. Ташкента. Модернизация конструкции платформы по оптимальному размещению необходимого оборудования произведена специалистами нашей лаборатории.

В данной работе приводятся результаты разработки конструкции и исследования параметров переносной фототепловой установки (ПФТУ) мощностью 50-80Вт на основе фотоэлектрических батарей из кристаллического кремния для использования в сельских регионах республики для получения электроэнергии и горячей воды для бытовых нужд. В качестве материала для изготовления теплового коллектора фото тепловой батареи использован сотовый поликарбонат с параллельными каналами размером 4x6мм /5-7/. Технология изготовления теплового

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

коллектора разработана в Физико-Техническом институте НПО «Физика-Солнце». Тепловой коллектор находится в тепловом контакте с тыльной поверхностью фотоэлектрической батареи. На рис.1 приводится разработанная ПФТУ на первом (а) вид спереди и (б) вид с тыльной стороны.

В комплект ПФТУ входит фотоэлектрическая батарея мощностью 50Вт на основе кристаллического кремния, гелевый аккумулятор ёмкостью 25-30А час с напряжением 12В, контроллер на 12В, 10А, инвертор с формой сигнала «модифицированная синусоида» или «чистый синус» мощностью 1000Вт, 220В.



Вид спереди

Вид сзади

Рис.1. Передвижная фототепловая установка на основе фототепловых батарей из кристаллического кремния:

- 1-фотоэлектрическая батарея, 2-электрический выход контакта панели,
- 3-контроллер, 4-аккумулятор, 5-инвертор, 6-основания установки, 7-боковые отражающие плоскости, 8-ручка передвижения,
- 9-трубы для входа холодной и выхода горячей воды

Основное внимание уделено необходимости создания простоты и удобства работы передвижного фототеплового источника питания пользователями. Целью использования разработанного оборудования является создания комфорта сельским жителям при работе на полях и фермах для использования при зарядке сотовых телефонов, ноутбуков, компьютеров, портативных телевизоров, системы освещения на основе современных светодиодных ламп, получения горячей воды с температурой 40-60°C для мытья посуды и для стирки в полевых условиях. Используются современные комплектующие материалы и блоки, гелевые аккумуляторы, контроллеры, инверторы и конструкции

современного дизайна. Для удобства в полевых условиях ПФТУ комплектован термосом емкостью до 10 литров для хранения горячей воды.

Боковые отражающие плоскости фототепловой батареи изготовлены из алюкобонда толщиной 1мм в качестве отражающих покрытий применялись самоклеющиеся алюминиевые пленки с коэффициентом отражения 0,5 Китайского производства. В вечернее и ночное время боковые плоскости отражения закрывают фронтальную поверхность ФЭБ от пыли и загрязнений. Измерения параметров передвижной фототепловой установки проводили в натуральных условия в условиях г.Ташкента на Гелиополигоне Физико-технического института. Для надежности полученных данных и сравнения параметров, одновременно проводили измерения параметров ПФЭИП с мощностью фотоэлектрической батареи равной 50Вт, которая равна мощности батареи фото тепловой установки. На рис.2 приведены виды установок с фронтальной стороны до процесса измерения параметров.



ПФТУ

ПФЭИП

Рис.2. Установки ПФТУ и ПФЭИП при подготовке к измерению параметров

Измерения проводились в двух режимах, 1-при режиме ручного слежения за Солнцем и 2-неподвижный режим установки при ориентировании к точки Зенита Солнца. Все измерения проводились одновременно на двух установках.

На рис 3. приведены результаты измерения изменения интенсивности солнечной излучения на поверхности ФЭБ установок в двух режимах. Все измерения проведены в течение 13-14 октября 2021 года в условиях Гелиополагона. Температура воздуха в течение процесса измерения менялась в пределах 14-20°C. Интенсивность солнечного излучения измерены эталонным солнечным элементом на основе кристаллического кремния. Как видно из рис.3 для передвижной фото тепловой установки в ходе зависимости имеются 3 участка, 1- режим работы ФЭБ, 2 – режим включения боковой отражающей поверхности, 3- режим фото тепловой батареи. При подключении боковой отражательной поверхности интенсивность солнечного излучения увеличивается 820Вт/м² до 1160Вт/м² для первого режима и 750Вт/м² до 930Вт/м² для 2-режима работы соответственно, что составляет 25-30% и для режима со слежением за Солнцем и при неподвижном режиме при ориентации к точке зенита Солнца. Для ПФЭИП в пределах интервала времени 10 часов 45 минут 13 часов 30 минут интенсивность солнечного излучения мало меняется, а в утренние и после 14 часов интенсивность солнечного излучения для неподвижного режима с ориентацией к точке Зенита Солнца интенсивность падает, из-за загрязнения атмосферы и изменения интенсивности солнечного излучения и относительно короткими временами суток в октябре месяце.

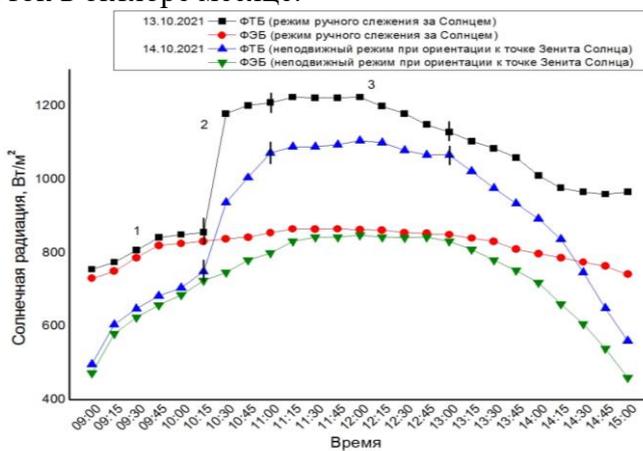


Рис.3. Изменения интенсивности солнечного излучения на поверхности фотоэлектрических батарей ПФТУ и ПФЭИП в течении суток

На рис. 4 показана зависимости напряжения холостого хода ПФТУ и ПФЭИП от времени. Для фотоэлектрических батарей за счет нагрева солнечным излучением в начале процесса измерения происходит уменьшение напряжения холостого хода с 21,7В до 20,4В в течение 45 минут от начала времени измерения для обеих режимов измерения и далее мало меняется с течением времени. В случае фото тепловых

батарей нагрев фотоэлектрической батареи ПФТУ в течении 45 минут приводит к уменьшению напряжения холостого хода до 20В и после включения боковых плоскостей отражения солнечного излучения (в течение ещё 75 минут) снижается до 18В более чем на 3,9В. После подключения воды в тепловой коллектор и снижения температуры тыльной поверхности фотоэлектрической батареи напряжение холостого хода увеличивается до 20,7В для 1-режима и 20,3В для 2-режима работы. Далее эти значения напряжения сохраняются в течение использования 3-режима до конца измерений.

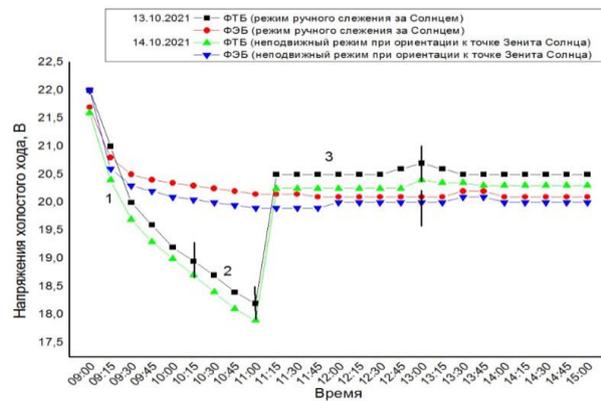


Рис. 4. Зависимость напряжения холостого хода от времени ПФЭИП и ПФТУ

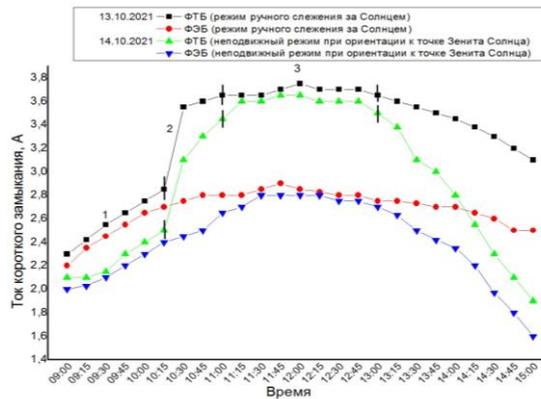


Рис.5. Зависимость тока короткого замыкания установок от времени суток

На рис. 6 приведены зависимости электрической мощности установок от времени. Мощность фото - тепловых батарей, как видно из рис.6 при режиме ручного слежения за Солнцем с 11 часов 30 минут до 13 часов до 45 минут на 18-20Вт больше, чем для случая ручного слежения для

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

ФЭБ обычной конструкции. Для режима с неподвижной ориентацией к точке Зенита Солнца, сохраняется также такая пропорция разницы в выработанной электрической мощности ПФТУ и ПФЭИП установок. Практически во всем диапазоне времени измерения, за исключением утренней времени до 10 часов 15 минут и после 14 часов 15 минут, ПФТУ вырабатывает больше электрической мощности, чем ПФЭИП установка. К тому же, ПФТУ за время измерения выдает горячую воду с температурой от 37°C до 45°C в течении дня. Производительность воды составила 7-10 литров/час. В течении времени измерения параметров установок температура воздуха изменялась с 15 до 21°C. Следует отметить, что при исследовании фото-тепловых батарей в летнее время года параметры фото-тепловых батарей в зависимости от интенсивности солнечного излучения, температуры воздуха и начальной температуры воды, подаваемой в тепловой коллектор фото-тепловой батареи, вырабатываемая электрическая мощность может быть еще больше, чем у фотоэлектрической батареи традиционной конструкции.

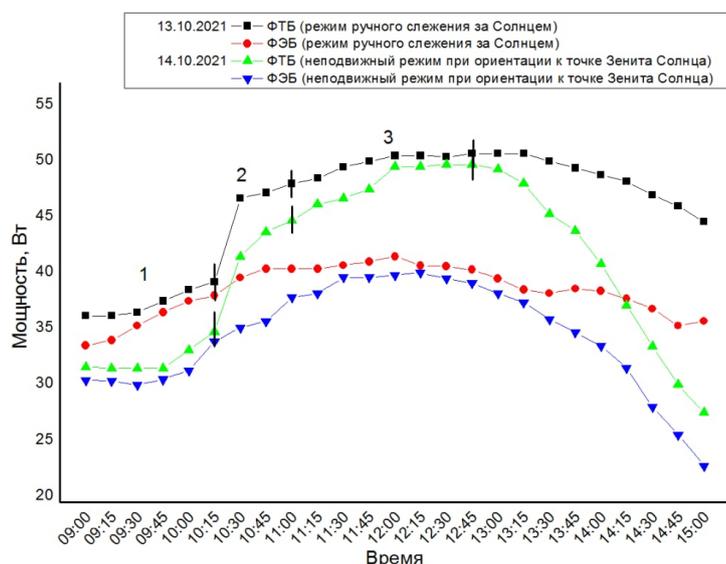


Рис. 6. Зависимости электрической мощности установок от времени суток

Заключение. Разработана передвижная фототепловая установка малой мощности с использованием фототепловой батареи из кристаллического кремния и теплового коллектора из сотового поликарбоната. Исследованы выходные характеристики фото тепловой установки в сравнении с фотоэлектрической установкой на основе фотоэлектрической батареи традиционной конструкции равной мощности. Показана, что мощность фото – тепловой установки в измеренном интервале времени (октябрь 2021 г.) до 40% превышает мощность фотоэлектрической установки.

Литература

1. Рискиев Т.Т., Турсунов М.Н., Сабилов Х., Юлдошев И.А., Тукфатуллин О.Ф., Комолов И.М. Автономная мобильная многофункциональная фотоэлектрическая система экстренного обеспечения электроэнергией сельскохозяйственных объектов. // Проблемы энерго-и ресурсосбережения. Ташкент. 2014. №3. -С. 175-180.
2. Турсунов М.Н., Сабилов Х., Ахмедов Ш., Усмонов Т. Патент на промышленной образец. «Мобильная фотоэлектрическая станция». № SAP20140066. Tashkent. 2014.
3. Cory Budischak, Erik Koepf, Dr. Robert Opila. “A mobile solar-pv demonstration system for hands-on learning and curriculum development”. Proceedings of the ASME 2011 5th International Conference on Energy Sustainability ES2011. Washington DC, USA. August 7-10. 2011.
4. D. Duran, I. Martinez, B. Weber, E. Rincon, J. Juarez. “Design of a mobile photovoltaic module system for demonstration and experimentation”. 2013 ISES Solar World Congress. Energy Procedia 57. 2014. -Pp. 32 – 38.
5. Турсунов М.Н., Холов У.Р., Ахтамов Т.З., Эшматов М., Мухтаров Н.Ё. Мобильная фотоэлектрическая установка для жителей сельских регионов. Проблемы энерго-и ресурсосбережения. Tashkent. 2021. №3. -С. 260-271.
6. Муминов Р.А., Турсунов М.Н., Сабилов Х., Холов У.Р., Ахтамов Т.З., Эшмурадова М. Комбинированная установка на основе фото тепловой батареи – электроводонагреватель для обеспечения электроэнергией и водой сельские домохозяйства. “Irrigatsiya va Melioratsiya” jurnali. № 2(20). Tashkent. 2020. -С. 62-66.
7. Турсунов М.Н., Сабилов Х., Холов У.Р., Ахтамов Т.З. Автономная фотоэлектрическая система круглогодичного гарантийного обеспечения электроэнергией сельских объектов. “Irrigatsiya va Melioratsiya” jurnali. № 3(20). Tashkent. 2020. -С. 82-86.
8. Muminov R.A., Tursunov M.H., Yuldoshev I., Sabirov H., Kholov U., Akhtamov T.Z. Features of optimization of increasing the efficiency of an autonomous photo thermal installation for rural regions. E3S Web of Conferences 216. 01146. 2020.

*Представлено Физико-Техническим
институтом НПО "Физика-Солнце",
Ташкентским государственным
техническим университетом*

УДК 631.672.2(075.8)

**НОВАЯ МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПОРНОЙ
ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСА****Б.У. Уришев**

Насос агрегатларининг напор қийматлари насос станцияларининг сув ва энергия параметрларини башорат қилишида асосий маълумотлар хужжати бўлиб, уларни лойиҳалашида ҳамда насосларнинг эксплуатацион параметрлари ва иш режимларини аниқлашида кенг қўлланилади. Насос сув бериш унумдорлигининг оқим напорига боғлиқлигини кўрсатадиган графиклар кўринишидаги напор характеристикалари бошқа параметрлар – фойдали иш коэффициентини, қувват ва рухсат этилган кавитация заҳирасининг графиклари билан бирга ишчи гилдиракнинг турли диаметрлари учун насос паспортда ёки махсус каталогларда берилди. Бироқ, бу графикларда напор қийматлари ноқулай миқдос ўлчовлари билан кўрсатилган, баъзан бир сантиметрда ўнлаб метр напор қийматлари берилди, бу эса ҳисоб-китобларнинг аниқлигини камайтирадиган жуда тахминий маълумотларни беради. Напор характеристикасини аниқлашнинг мавжуд аналитик усуллари $H - Q$ эгри чизиқларини қайта ишлаш асосида ишлаб чиқилган ва юқоридаги камчиликлар туфайли аниқ натижаларни бера олмайди. Ушбу ҳолатни ҳисобга олган ҳолда, ишчи гилдиракнинг геометрик ўлчамлари, насос вали айланиш частотаси ва паррактлараро каналдаги суюқлик оқимини тавсифловчи параметрлардан фойдаланишга асосланган насос напори характеристикасини аналитик аниқлашнинг янги усули ишлаб чиқилди. Ушбу усул бўйича насоснинг напор характеристикасини ҳисоблаш ва ҳисоблар натижаларини экспериментал маълумотлар билан таққослаш бўйича маълумотлар келтирилган

Напорные характеристики насосных агрегатов являются основным информативным документом при прогнозировании водноэнергетических параметров насосных станций, они широко используются при их проектировании и для определения эксплуатационных параметров, режимов работы насосов. Напорные характеристики в виде графиков, отражающих зависимость подачи насоса от его напора, вместе с графиками других параметров: коэффициента полезного действия, мощности и допустимого кавитационного запаса при разных диаметрах рабочего колеса приводятся в паспорте насоса или в специальных каталогах. Однако данные графики приведены неудобными масштабами напора, порой достигающих десятков метров в одном сантиметре, что дают весьма приблизительные данные, снижающие точность расчетов. Существуют

щие аналитические методы определения напорной характеристики разработаны на основе обработки кривых $H - Q$ и не могут дать точные результаты из-за вышеприведенных недостатков. С учетом данного обстоятельства разработана новая методика аналитического определения напорной характеристики насоса, базирующаяся на использовании геометрических размеров рабочего колеса; частоты вращения вала насоса; параметров, характеризующих течение жидкости в межлопастном канале при определении напора. Приведены результаты расчетов напорной характеристики насоса по данной методике и сравнение их с результатами экспериментальных данных.

The pressure characteristics of pumping units are the main informative document in predicting the water and energy parameters of pumping stations, they are widely used in their design and to determine the operating parameters and operating modes of pumps. Pressure characteristics in the form of graphs showing the dependence of the pump flow on its pressure, together with graphs of other parameters - efficiency, power and permissible cavitation reserve for different diameters of the impeller with a fixed speed, are given in the pump passport or in special catalogs. However, these graphs are presented with inconvenient pressure scales, sometimes reaching tens of meters in one centimeter, which give very approximate data that reduce the accuracy of calculations. The existing analytical methods for determining the pressure characteristic are developed on the basis of the processing of $H-Q$ curves and cannot give accurate results due to the above disadvantages. Taking into account this circumstance, a new method for the analytical determination of the pump pressure characteristic has been developed, based on the use of the geometric dimensions of the impeller, the pump shaft speed, and parameters characterizing the fluid flow in the interblade channel when determining the head. The results of calculations of the head characteristic of the pump according to this method and their comparison with the results of experimental data are presented.

Введение. Повышение энергоэффективности насосных станций требует работу агрегатов с динамическими характеристиками, порой с большой частотой параметрических изменений, вызванных быстроизменяющимися значениями водопотребления [1,2]. Параметрические изменения в работе насосных установок, особенно крупных, связаны с отрицательными последствиями, такими как, отклонение параметров от оптимальных их значений, возникновение помпажных режимов, повышенная пульсация давления и вибрация элементов в проточном тракте и другие [3-6]. Для предотвращения отрицательных последствий в работе насосных установок необходимо научиться управлять технологическим процессом подачи воды на основе компьютеризированной системы контроля,

мониторинга работы всего комплекса оборудования и сооружений насосной станции с использованием разработанных математических моделей, алгоритмов и программ [7,8,9].

Модель режима работы насосного агрегата описывается уравнениями, характеризующими изменения основных параметров: напор H , производительность (расход) Q и КПД - η . Функциональные зависимости напора - H , мощности - N и коэффициента полезного действия (КПД) - η от производительности насоса - Q в графическом виде приводятся на заводских каталогах насосов, которые широко используются для определения рабочих параметров агрегатов (рис. 1). Однако, как видно, из рис. 1. из-за неудобно подобранных масштабов построения графиков, точное определение параметров насосов невозможно, поэтому в расчетах вынужденно используются их приблизительные величины.

Напор насоса, являясь основным энергетическим параметром, зависит от других параметров, в первую очередь от производительности (подачи воды) и частоты вращения рабочего колеса [10,11,12]. Существуют несколько способов аналитического выражения напорной характеристики лопастного насоса степенными функциями на основе использования данных измерений в период заводских испытаний (графиков $H - Q$): в виде $H=H_0 - K \cdot Q^2$ или $H=H_0 - K_1 \cdot Q - K_2 \cdot Q^2$ [13], или $H = A \cdot n^2 + B \cdot n \cdot Q - C \cdot Q^2$ [14]. Коэффициенты K, K_1, K_2, A, B, C , приведенные в уравнениях - постоянные и определяются на основе анализа напорных характеристик.

Однако точность расчетов характеристик насоса, основанных на использовании графиков $H - Q$ не высока, так как при этом не учитывается возможное изменение основных геометрических и других параметров рабочего колеса, весьма существенно влияющие на напор насоса [15].

Методы и материалы. Предлагаемый нами метод определения напорных характеристик насоса основывается на классические способы определения кинематических показателей движущегося через рабочее колесо потока, так как именно эти показатели оказывают решающее влияние на напорные характеристики.

Известно, что теоретический напор лопастного насоса при принятом струйном движении потока выражается с помощью уравнения Л. Эйлера [16,17,18]:

$$H_T = \frac{u_2 \cdot v_2 \cdot \cos \alpha_2}{g}; \quad (1)$$

где u_2 - переносная (окружная) скорость потока на периферии рабочего колеса; v_2 - абсолютная скорость потока на том же месте; α_2 - угол между направлениями переносной и абсолютной скоростей на выходе из рабочего колеса (рис.2).

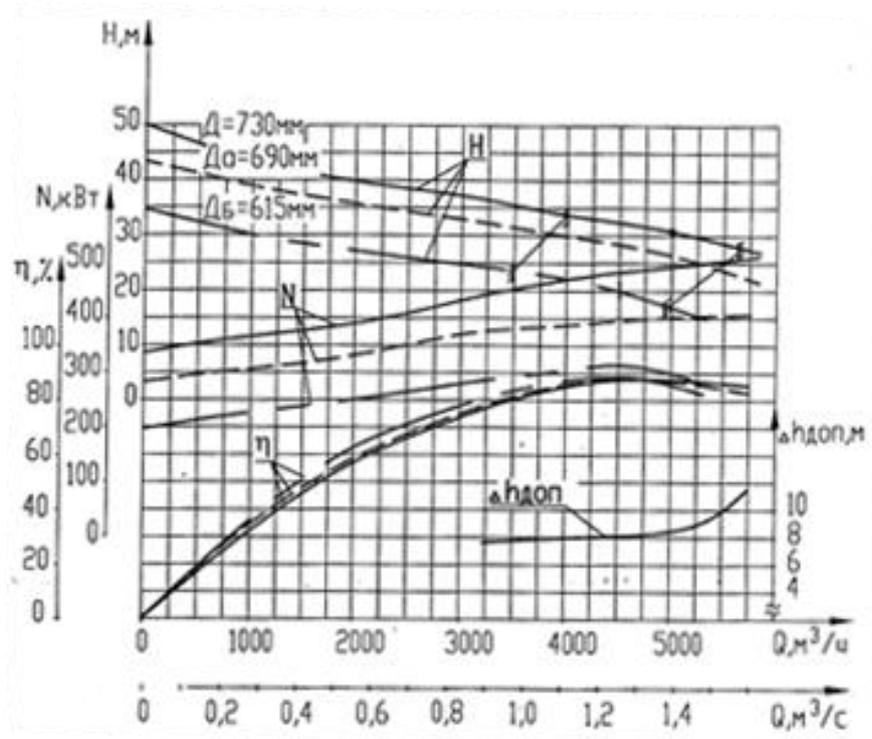


Рис. 1. Характеристика насоса Д5000 – 32, $n = 730$ об/мин

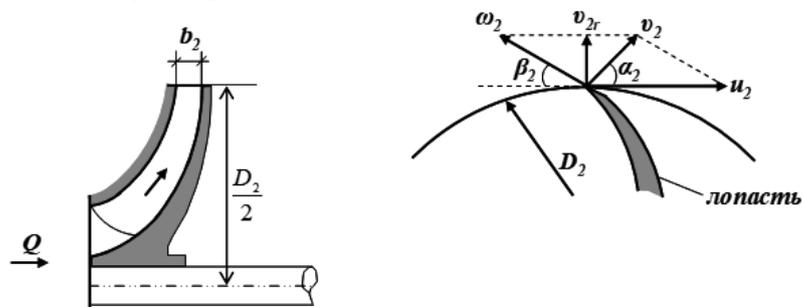


Рис. 2. Направление скоростей на выходе из рабочего колеса: ω_2 – относительная скорость; v_2 – абсолютная скорость; u_2 – переносная (окружная) скорость; v_{2r} – радиальная скорость

При принятом допущении о струйном движении потока подача жидкости рабочим колесом насоса будет равна:

$$Q = \pi \cdot D_2 \cdot b_2 \cdot v_{2r}. \quad (2)$$

Исходя из этого, согласно параллелограмму скоростей, приведенной на рис. 2, можем написать величину радиальной скорости следующим образом:

$$v_{2r} = v_2 \cdot \sin \alpha_2 = Q / \pi \cdot D_2 \cdot b_2 \cdot \psi_2; \quad (3)$$

где D_2 – диаметр рабочего колеса, b_2 – ширина лопастей на выходе из рабочего колеса; ψ_2 – коэффициент стеснения потока лопастями на выходе из рабочего колеса.

Коэффициент стеснения ψ_2 определяется отношением действительной площади сечения потока к площади сечения, свободного от лопастей на выходе из рабочего колеса и может иметь значения 0,9 для малых насосов, 0,95 для больших [16,17].

С учетом (1) и (3) и выражения переносной скорости $u_2 = \pi \cdot n \cdot D_2 / 60$ после нескольких преобразований получаем:

$$H_T = \frac{Q \cdot n \cdot \cos \alpha_2}{60 \cdot b_2 \cdot g \cdot \psi_2 \cdot \sin \alpha_2}. \quad (4)$$

Как известно, уравнение (1) было получено для идеальной жидкости, в которой движение потока считается осесимметричным и не учитывается потери напора в колесе. С учетом особенностей характера течения реальной жидкости действительный напор насоса принимает следующий вид:

$$H = k \cdot H_T - \Delta h_{pk}; \quad (5)$$

где k – поправочный коэффициент, учитывающий снижение скорости, следовательно, подачи насоса за счет разности получаемой жидкостью энергии на тыльной и рабочей стороне лопастей; обычно он изменяется в пределах $k = 0,75 \dots 0,9$, в зависимости числа лопастей [16];

Δh_{pk} – гидравлические потери напора в рабочем колесе насоса.

Гидравлические потери в рабочем колесе каждого типа лопастного насоса состоят из потерь на трение, потерь от изменения сечений; направление потока и зависят от конструкции рабочего колеса, длины и формы очертаний лопастей, от угла выхода потока из них.

Величину потери напора можно определить по известной зависимости:

$$\Delta h_{pk} = \frac{\xi_{pk} \cdot v^2}{2g}; \quad (6)$$

где ξ_{pk} – полный коэффициент гидравлических сопротивлений для рабочего колеса.

Принимая $v \approx v_2$ с учетом (4) и (6) можем написать выражение (5) в следующем виде

$$H = \frac{k \cdot Q \cdot n \cdot \cos \alpha_2}{60 \cdot b_2 \cdot g \cdot \psi_2 \cdot \sin \alpha_2} - \frac{\xi_{pk} \cdot v_2^2}{2g}. \quad (7)$$

Из зависимости (3) определяем величину v_2 :

$$v_2 = \frac{Q}{\pi \cdot D_2 \cdot b_2 \cdot \psi_2 \cdot \sin \alpha_2}. \quad (8)$$

$$\text{Отсюда} \quad H = \frac{k \cdot Q \cdot n \cdot \cos \alpha_2}{60 \cdot b_2 \cdot g \cdot \psi_2 \cdot \sin \alpha_2} - \frac{\xi_{\text{рк}} \cdot Q^2}{2g(\pi \cdot D_2 \cdot b_2 \cdot \psi_2 \cdot \sin \alpha_2)^2}. \quad (9)$$

Для удобства принимаем обозначение в следующем виде:

$$A = \frac{k \cdot \cos \alpha_2}{60 \cdot b_2 \cdot g \cdot \psi_2 \cdot \sin \alpha_2} \quad \text{и} \quad B = \frac{\xi_{\text{рк}}}{2g(\pi \cdot D_2 \cdot b_2 \cdot \psi_2 \cdot \sin \alpha_2)^2}, \quad \text{в результате}$$

чего получаем следующее уравнение:

$$H = A \cdot Q \cdot n - B \cdot Q^2. \quad (10)$$

В принятых обозначениях A и B неизвестными являются только величины α_2 и $\xi_{\text{рк}}$.

Согласно (7) при уменьшении значения α_2 увеличивается напор насоса, однако оно не может быть равным нулю, и поэтому, при конструировании рабочих колес центробежных насосов, обычно принимают $\alpha_2 = 8,0 \dots 12^\circ$ [16,19].

Вследствие того, что каналы рабочего колеса сравнительно коротки и имеют переменную форму и переменный гидравлический радиус, определение коэффициента сопротивления $\xi_{\text{рк}}$ рабочего колеса крайне затруднено и не даёт правильных результатов. С этим и с учетом того, что коэффициенты A и B в основном зависят от геометрических размеров колеса, сначала вычисляем коэффициент A , и затем по уравнению (10) находим значение B при оптимальных значениях Q и H .

Результаты и обсуждение. Рассмотрим соответствие результатов расчета по данной методике с напорной характеристикой насоса 1600Д-90 М (АО «SUV MASH») в виде графика $H - Q$, полученного на заводских испытаниях [20].

Расчеты были выполнены с использованием следующих параметров насоса: $D_2 = 540$ мм, $n = 1480$ об/мин, $b_2 = 0,0207$ м, $\psi_2 = 0,94$, $k = 0,85$, $\alpha_2 = 10^\circ$, $Q = 0,444$ м³/с (1600 м³/час), $H = 90$ м.

По результатам расчета были вычислены коэффициенты: $A = 0,419$; $B = 940,28$.

На рис. 3 представлены результаты сопоставления расчетов с графиком $H - Q$, которые показывают адекватность уравнения (10) данным графика рассмотренного насоса 1600Д - 90 М в рабочей зоне характеристики.

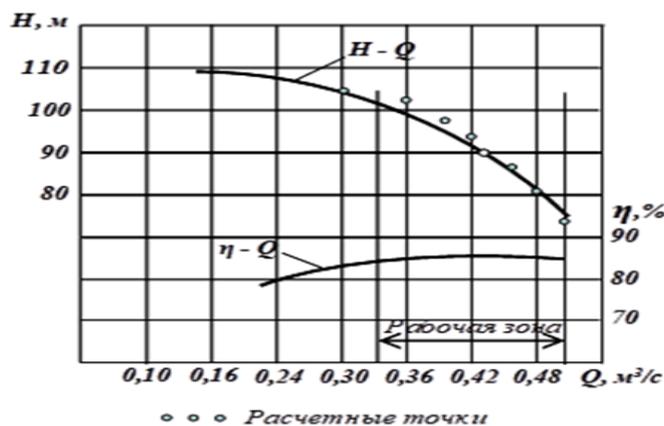


Рис. 3. Напорная характеристика насоса 1600Д - 90 М

На наш взгляд данная методика может быть полезной для определения напорной характеристики насосов при их реконструкции и уточнении эксплуатационных параметров, а также в случае, когда в конструкцию рабочего колеса были внесены соответствующие изменения (например, обточка рабочего колеса).

Заключение. 1. Разработана новая методика определения уравнения напорной характеристики центробежных насосов, учитывающая влияние таких важных параметров, как геометрические размеры рабочего колеса, число оборотов вала насоса, коэффициенты, характеризующие течения жидкости в межлопастном канале на значение напора.

2. Сравнение расчетных данных, полученных по предложенной методике, показало их хорошее сходство с данными графика напорной характеристики рассмотренного насоса.

3. Предложенную методику можно использовать для определения напорной характеристики насоса в случае изменения геометрических размеров рабочего колеса при отсутствии возможности испытательных работ.

Литература

1. Irrigation Pumping Plants. Irrigation National Engineering Handbook. United States Department of Agriculture Natural Resources Conservation Service. Washington, 2016, 206 pp.
2. Мухаммадиев М.М., Уришев Б.У. Энергоэффективные технологии при эксплуатации насосных станций. Монография. – Ташкент, 2012, -102 с.
3. Лезнов Б. С. Частотно-регулируемый электропривод насосных установок. — М.: Машиностроение, 2013. — 176 с.
4. Боровский Б.И. Энергетические параметры и характеристики высокооборотных лопастных насосов. – М.: Машиностроение, 1989. – 184 с.

5. Карелин В.Я., Новодережкин Р.А. Насосные станции гидротехнических систем с осевыми и диагональными насосами. -М.: Энергия, 1980.- 288 с.
6. Мухаммадиев М.М., Уришев Б. Модельные гидродинамические исследования насосных станций с горизонтальным и вертикальными агрегатами: // Изв. АН Узбекистана. Сер. Техн. Наук. Ташкент: 1990. № 1. - С. 48-53.
7. Матвиенко О.И., Ястребова Ю.А. Математическое моделирование режимов работы насосной станции. // Радиолекtronика и молодежь в XXI веке: 19-й международный молодежный форум: сб. материалов форума. Т. 7. – Харьков: ХНУРЭ, 2015. – С. 80-81.
8. Ломакин В.О., Петров А.И. Верификация результатов расчета в пакете гидродинамического моделирования STAR-CCM проточной части центробежного насоса АХ 50-32-200 // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. 2012. Спец. выпуск трудов МГТУ им. Н. Э. Баумана. С. 6-9.
9. Боровин Г.К., Петров А.И., Протопопов А.А. Методика и алгоритм определения основных конструктивных параметров малорасходного центробежного насоса doi:10.20948/prepr-2016-63. URL: <http://library.keldysh.ru/preprint.asp?id=2016-63>.
10. Urishev B.U., Gaimnazarov I. X, Xazratov A. N. Energy efficient control of operating modes of pumping stations. International Scientific and Practical Conference "Scientific Issues of the Modernity, Vol. II (April 20-21, 2015, Dubai, UAE)". - Dubai.: Rost Publishing, 2015. – 61-66 p.
11. Urishev B.U., Kuvatov U. Determination of Optimum Operational Parameters of Pump Stations. International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology, Vol. 6, Issue 4, April 2019, pp. 8890-8892.
12. Проектирование насосных станций и испытание насосных установок/ В.В. Рычагов, В.Ф. Чебаевский и др.; под ред. В.Ф. Чебаевского. Учеб. пособие для ВУЗов. 3-е изд.- М.: Колос. 2000. - 375 с.
13. Фокс Д.А. Гидравлический анализ неустановившегося течения в трубопроводах. Пер. с англ. – М.: Энергоиздат, 1981. – 248.
14. Васильев Б.А., Грецов Н.А. Гидравлические машины. – М.: Агропромиздат, 1988. – 272.
15. Жарковский А.А., Плешанов В.Л., Каруева М.В., Морозов М.П. Уточнение расчета потерь и теоретического напора в насосах низкой и средней быстроходности. // Гидротехническое строительство.– Москва, 2003.– № 1. –С. 35-39.
16. Карелин В. Я., Минаев А. В. Насосы и насосные станции: Учеб. для вузов.- 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Стройиздат, 1986.- 320 с.

17. Ломакин А.А. Центробежные и осевые насосы: - 2-изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1966. – 364 с.
18. Рычагов В.В., Флоринский М.М. Насосы и насосные станции. Москва, «Колос», 1975. – 416 с.
19. Г.И. Кривченко. Гидравлические машины: Учебник для ВУЗов. – М.: Энергия, 1978. – 320 с.
20. Насосы, насосные агрегаты и насосные станции. Профессиональный каталог. АО «SUVMASH», 2020. www.suvmash.uz/.

*Представлена Каршинским
инженерно-экономическим институтом*

УДК 621.311.212

**ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯНИНГ ЭЛЕКТР ЭНЕРГИЯСИНИ
ИШЛАБ ЧИҚАРИШДА ОҚИМНИ ТАШКИЛ ЭТУВЧИ ВА
АТМОСФЕРА ОМИЛЛАРИНИ ТАЪСИРИНИ ТАДҚИҚ ҚИЛИШ**

Б.М. Турсунов, Ф.М. Махаммадиев

Ушбу мақолада башорат қилиш вақтида маълум бўлган маълумотларга асосланиб гидроэлектростанцияларда электр энергиясини ишлаб чиқаришни режалаштириш моделини танлаш ва синовдан ўтказиш ҳақида айтилган. Бундай маълумотлар сув оқими ва атмосфера омиллари ҳисобланади. Гидроэлектростанциянинг электр энергиясини ишлаб чиқариш ҳажмини режалаштириш, кейинги чорак учун қор қопламасида сув захирасининг миқдори ҳақидаги маълумотлар асосида кўриб чиқилади.

Статья посвящена выбору и тестированию модели планирования производства электроэнергии на гидроэлектростанциях, основанной на информации известной на момент составления прогнозов. Такими данными являются расходы воды и атмосферные факторы. Планирование объема выработки электроэнергии гидроэлектростанцией будет рассматриваться на основе данных о количестве запасов воды в снежном покрове на следующий квартал.

This article is about the selection and testing of a model for planning the production of electricity in hydroelectric power plants based on information known at the time of prediction. Such data are water flow and atmospheric factors. Planning the volume of electricity production of the hydroelectric power plant will be considered on the basis of data on the amount of water reserves in the snow cover for the next quarter.

Оқимни ташкил этувчи ва атмосфера омилларининг таъсир моделининг тузилиши, бу сув омборининг бутун майдонида тушган қор қопламасида сув захирасининг ва мазкур қирғоқ ҳудудида атмосфера циркуляциясининг хусусиятларини биргаликдаги таъсирини ҳисобга олишга асосланган.

Атмосфера ва оқимни ташкил қилувчи омиллар ҳақидаги барча назарий тўпланган эмпирик билимлардан фойдаланиш, кузатув материалларини статистик таҳлил қилиш орқали ушбу омиллар ва ГЭС электр энергиясини ишлаб чиқариш ўртасидаги башоратлаш боғланишларни аниқлаш имконини беради.

Статистик таҳлилни амалга оширишда зарур бўлган ёйиш коэффициентларини ҳисоблаш кетма-кетлиги, ГЭС электр энергиясини ишлаб чиқаришни режалаштириш моделининг ушбу варианты атмосфера циркуляциясининг хусусиятлари (геопотенциалнинг қиймати) бўйича маълумотлар асосида юқорида кўриб чиқилган режалаштириш усулидан фойдаланишга асосланган, лекин кўшимча равишда мустақил ўзгарувчи сифатида, қадамма-қадам регрессион таҳлил қилишда қордаги сув захирасининг миқдори ҳақида маълумот ҳисобга олинади.

Бир нечта регрессия тенгламаларини тузишда асосий босқич ГЭСларнинг электр энергиясини ишлаб чиқаришни режалаштириш учун энг муҳим омилларни кейинги чоракда мумкин бўлган омиллардан танлашдир. Бизнинг ҳолатда, бундай омиллар геопотенциал қийматининг табиий таркибий қисмлари ва қор қопламида сув захирасининг катталиги бўйича ёйиш коэффициентларидир. Кўп регрессия моделини куришнинг ушбу босқичи статистик методларни қўллаш билан биргаликда сифатли, назарий таҳлил асосида амалга оширилади. Одатда омилларни танлаш икки босқичда амалга оширилади [1,2].

Биринчи босқичда, мазмунли таҳлил асосида, назарий жиҳатдан сезиларли таъсир кўрсатадиган омиллар доираси, натижавий хусусиятга қараб белгиланади. Биз ҳам, электр энергиясини ишлаб чиқаришга таъсир қилувчи параметрларни, қордаги сув захиралари қийматини ва барик майдоннинг циркуляцияси катталикларини танлаб олдик.

Иккинчи босқичда сифатли таҳлил миқдорий кўрсаткичлар билан тўлдирилади, бу эса алоқани амалга оширишнинг муайян шартлари учун статистик жиҳатдан муҳим омилларни танлаш имконини беради.

Тадқиқотнинг иккинчи босқичида омилларни танлаш, биринчи босқичда олинган хусусиятларнинг корреляция коэффициентларининг матричасини таҳлил қилиш билан бошланади. Бир-бири билан чамбарчас боғлиқ бўлган омиллар аниқланади. Агар омил белгилари орасидаги бундай алоқалар мавжуд бўлса, уларнинг бир ёки бир нечтаси қолган омиллар ўртасида яқин алоқалар мавжуд эмаслиги сабабли чиқариб ташланиши керак (бунда Y натижавий хусусият ва омиллар ўртасидаги корреляция коэффициентлари, юқори бўлиши мумкин). Ушбу вазият мультиколлинеарликнинг салбий таъсиридан қочиш имконини беради - регрессия тенгламасига киритилган бир ёки бир нечта мустақил ўзгарувчилар бир хил тенгламанинг бир ёки бир нечта мустақил ўзгарувчисидан аниқ чизиқли функцияларидир.

Регрессия моделларидан амалий фойдаланиш учун уларнинг ўзгаришлиги (етарлилиги), яъни ҳақиқий маълумотларга мувофиқлиги катта аҳамиятга эга.

Корреляция ва регрессия таҳлиллари одатда чекланган миқдордаги агрегатлар учун амалга оширилади. Шунинг учун регрессия ва корреляция кўрсаткичлари регрессия тенгламасининг параметрлари

бўлиб, корреляция коэффициентлари тасодифий омиллар таъсирида бузилган бўлиши мумкин. Ушбу кўрсаткичларнинг умумий мажмуага қанчалик хос эканлигини текшириш учун, улар тасодифий ҳолатларнинг бирлашуvidан келиб чиқмаса, қурилган статистик моделларнинг ўзгаришлигини текшириш керак.

Кўп регрессия модели танланган мажмуалар учун қурилганлиги сабабли, C_i регрессион коэффициентларининг (шу мақсадда *Стьюдентнинг t*-мезонлари ишлатилади), шунингдек, R нинг кўп корреляция коэффициентининг (бу мақсадда *Фишернинг F*-мезонлари ишлатилади) аҳамиятини текшириш керак. Шу билан бирга, ҳисобланган параметрлар комплекс шароитларни акс эттириш учун қанчалик характерли эканлигини: параметрларнинг қийматлари тасодифий сабабларнинг натижасида олинганлиги аниқланади.

F -мезони ёрдамида бир неча регрессия тенгламасида дастлабки маълумотларнинг бажарилиши керак бўлган шартларнинг ишончлилиги ва мувофиқлиги текширилади.

Танлашнинг иккита схемаси кенг тарқалган. Биринчи схемага мувофиқ, агар хусусиятнинг киритилиши кўп корреляция коэффициентининг қийматини сезиларли даражада оширса, бу хусусият мазмунли сабабларга кўра аргументлар сифатида танланган хусусият тизимининг мультисоллинерлиги шароитида ҳам, натижада пайдо бўлган хусусиятга сезиларли таъсир кўрсатадиган омилларни кетма-кет танлаш имконини беради [1,3]. Бунда тенгламага биринчи бўлиб Y билан энг яқин боғлиқ омил киради, иккинчи бўлиб тенгламага танланган биринчи омил билан бир неча корреляция коэффициентининг максимал қийматини берадиган омил киради ва ҳоказо. Табиийки ҳар бир қадамда бир неча коэффициентнинг янги қиймати (аввалги қадамдан каттароқ) олинади; шунинг учун ҳар бир танланган омилнинг Y нинг тушунтирилган дисперсиясига қўшилган ҳиссаси аниқланади.

Қадамли регрессиянинг иккинчи схемаси t –мезон ёрдамида омилларни кетма-кет чиқариб ташлашга асосланган [1,3].

Оддий чизикли регрессия коэффициентларининг аҳамияти Стьюдентнинг t -мезонлари ёрдамида амалга оширилади. Бундай ҳолда t -мезонининг ҳисобланган (ҳақиқий) қийматлари қуйидагича аниқланади

C_0 параметри учун:

$$t_{a_0} = |c_0| \frac{\sqrt{n-2}}{\sigma} \sigma_x. \quad (1)$$

C_1 параметри учун:

$$t_{a_1} = |c_1| \frac{\sqrt{n-2}}{\sigma} \sigma_x; \quad (2)$$

бу ерда n – ишлаб чиқариш ҳажми:

$$\sigma = \sqrt{\sum (y - \hat{y})^2 / n}, \quad (3)$$

- натижавий ўртача квадратик хусусиятнинг \hat{y} нинг текисланган (ўртача) қийматлардан оғиши.

Регрессия тенгламасини куриш ва барча регрессия коэффициентларининг аҳамиятини баҳолагандан сўнг, бу коэффициент аҳамиятсиз бўлган ва энг кичик ишонч коэффициентига t эга бўлган омил моделдан чиқариб ташланади [3]. Шундан сўнг, янги бир нечта регрессия тенгламасини олинади ва қолган регрессия коэффициентларининг аҳамиятини яна бир бор баҳоланади. Агар улар орасида яна аҳамиятсиз коэффициент бўлса, унда яна t -мезонининг энг кичик қийматли бўлган омили чиқариб ташланади. Омилларни бартараф этиш жараёни барча регрессия коэффициентлари муҳим бўлган босқичда тўхтатилади. Ушбу босқичма-босқич регрессия схемасидан фойдаланганда мультиколлинеарликнинг салбий оқибатларини ёдда тутиш керак [1,3].

Умуман олганда, мультиколлинеарликнинг оқибатларини тавсифлаб берадиган бўлсак, оқибатлар мавжуд бўлганда регрессия коэффициентларининг аниқлиги (коэффициентларнинг стандарт хатоликлари жуда катта) камаяди; регрессия коэффициентларининг статистик аҳамиятини t -мезонлари ёрдамида баҳолаш мумкин бўлмайди, шунинг учун муайян ўзгарувчиларни таҳлил қилиш учун нотўғри киритиш мумкин бўлади; регрессия коэффициентларининг дастлабки маълумотларнинг хусусиятларига нисбатан сезгирлиги кескин даражада ошади, бунда масалан, кузатишларнинг оз сонли қисмини кўшиш регрессия коэффициентларининг қийматларида кучли силжишларга олиб келиши мумкин.

Мультиколлинеарлик бўлмаса, кўп регрессия модели кўриб чиқиладиган омилларнинг ҳар бирининг аҳамиятини баҳолашга, ҳар бир омилнинг натижага таъсири даражасини аниқлашга, ҳар бир омил (C_i регрессион коэффициентларининг қийматлари) ўзгарганда олинган хусусиятнинг ўртача ўзгаришини миқдорий баҳолашга имкон беради. Ниҳоят, бир нечта корреляция коэффициентининг R катталиги натижавий Y хусусиятларининг ўзгаришини тушунтиришда ҳисобга олинган омилларнинг оғирлигини баҳолайди (ва шунга мос равишда ҳисобга олинмаган омилларнинг оғирлигини баҳолайди).

Муҳим коэффициентларни танлаш, бир нечта корреляция коэффициентининг ошиши тўхтатилгунга қадар амалга оширилади, яъни юқоридаги шартни бажараётганда башоратлашларни янада яхшилаш мумкин бўлмайди.

Регрессия моделини яратиш учун статистик жиҳатдан мустақил омиллар кераклиги сабабли, ишлатилган барча параметрлар ўртасидаги корреляция боғлиқлигини текшириш керак.

STATISTICA 6.0 [4,5], MicroStat ёки шунга ўхшаш ҳисоблаш дастурий комплексларининг функционал имкониятларидан фойдаланиш натижасида, уч ёки ундан ортиқ мустақил ўзгарувчилар учун тавсифланган юқоридаги амаллар соддалаштирилади.

Юқоридаги шартларга жавоб берадиган барча мумкин бўлган яқуний регрессия тенгламасини танлаш мустақил ўзгарувчилар билан регрессия тенглигини кетма-кет танлашдан иборат, бунда синов башоратлашлари хатолик квадратчаларининг суммасини энг кўп камайтиради.

Регрессия моделининг ўзгаришлигини баҳолаш ўлчови бўлиб η нинг назарий корреляцион нисбати хизмат қилиши мумкин, регрессия тенгламасига мувофиқ ҳисобланган натижавий δ хусусиятнинг ўртача квадратик қийматларини оғишини σ хусусиятнинг эмпирик (ҳақиқий) қийматларининг ўртача квадратик нисбати билан таққослаш натижасида олинган нисбий қийматдир [6,7]:

$$\eta = \sqrt{\delta^2 / \sigma^2}; \quad (4)$$

бу ерда

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum (\tilde{W}_i - \bar{W})^2}{n}} = \sqrt{\delta_w^2}; \quad (5)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (W_i - \bar{W})^2}{n}} = \sqrt{\sigma_w^2}. \quad (6)$$

У холда

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum (\tilde{W}_i - \bar{W})^2}{\sum (W_i - \bar{W})^2}}. \quad (7)$$

Бу ерда W_i - кузатилаётган (ҳақиқий) электр энергияси ишлаб чиқариш қийматлари; \tilde{W}_i электр энергияси ишлаб чиқаришнинг башоратлаш қийматлари, \bar{W} - кузатилаётган (ҳақиқий) катталикларнинг ўртача қиймати.

Корреляция муносабатларини ҳисоблашнинг асоси дисперсияларни қўшиш қондасидир, яъни $\sigma^2 = \delta^2 - \sigma_i^2$ -, бу ерда σ_i^2 бошқа барча омиллар яъни қолдиқ дисперсия туфайли гидроэлектростанциянинг электр энергиясини ишлаб чиқаришдаги ўзгаришларни акс эттиради:

$$\sigma_i^2 = \sigma^2 = \frac{\sum (W_i - \tilde{W}_i)^2}{n}. \quad (8)$$

У холда назарий корреляция муносабатларининг формуласи қуйидаги кўринишга келади:

$$\eta = \sqrt{\frac{\delta^2}{\sigma^2}} = \sqrt{\frac{\sigma^2 - \sigma_i^2}{\sigma^2}} = \sqrt{1 - \frac{\sigma_i^2}{\sigma^2}}, \quad (9)$$

ёки

$$\eta = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (W_i - \tilde{W}_i)^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (W_i - \tilde{W}_i)^2}} = \sqrt{1 - \frac{S}{\sigma}}, \quad (10)$$

бу ерда S - стандарт ҳисоблаш хатоси, ва σ -формулар бўйича ҳисобланган электр энергияси ишлаб чиқариш қийматлари кетма-кетлигининг стандарт оғиши:

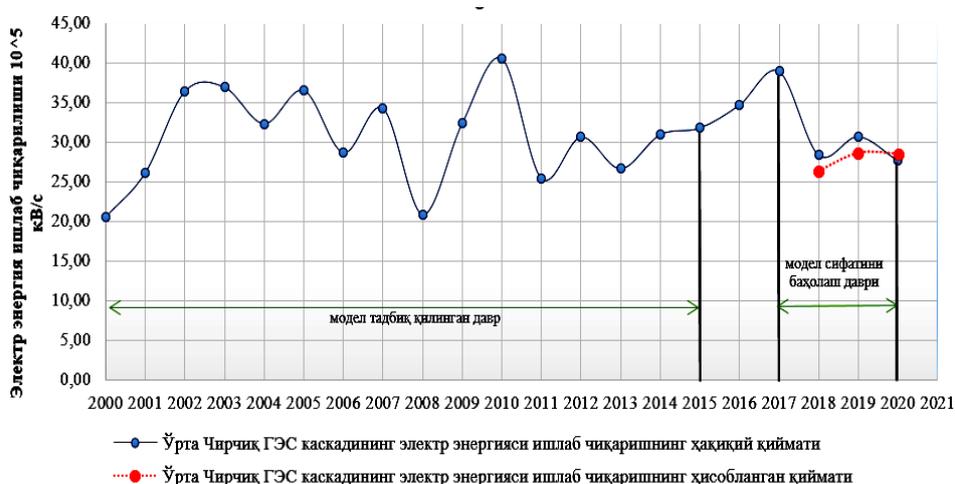
$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (W_i - \tilde{W}_i)^2}{n}}. \quad (11)$$

Корреляция иборасининг илдиз ифодаси, бу детерминация коэффиценти - аниқлик ўлчовидан иборатдир. Детерминация коэффиценти атмосфера ва оқим ташкил этувчи омилларнинг ўзгариши таъсири остида гидроэлектростанциянинг электр энергиясини ишлаб чиқаришдаги ўзгариш улушини кўрсатади. S/σ нисбати ГЭС электр энергиясини ишлаб чиқариш қийматларининг ҳақиқий қийматидан, яъни регрессия тенгламасидан ҳисобланган, электр энергияси ишлаб чиқаришнинг эмпирик (ҳақиқий) қийматларининг ўртача квадратик нисбати билан солиштирилиши натижасида олинган нисбий қийматдир.

Агар $\frac{S}{\sigma} \leq 0.80$ бўлса, олинган ҳисобланган тенгламани, маълум даражадаги аниқлик билан башоратлаш тенгламалар тоифасига киритиш мумкин [8]. Башоратлаш қиймати ҳақиқий қийматдан кўпи билан $\pm \Delta$, бу ерда- $\Delta = 0,674 \cdot \sigma$ га фарқ қиладиган бўлса, башоратлаш асосли ҳисобланади.

Методиканинг синови Чирчик дарёсидаги Ўрта Чирчик ГЭС каскадининг гидроэлектростанциялари мисолида амалга оширилди. Шу билан бирга, 2000 йилдан 2019 йилгача кузатиш даврида қор қопламидаги йиллик сув захираси маълумотлари, январь-март ойларида ҳар чоракда ўлчашлар билан атмосфера циркуляциясининг характеристикалари 2000-2020 йилларгача кузатиш даври учун ҳар ойдаги кузатув маълумотларидан фойдаланилди.

2000 йилдан 2019 йилгача бўлган давр ҳисобланган моделни олиш даври сифатида қабул қилинган. Кейинги чоракда ГЭС электр энергиясини ишлаб чиқаришнинг башоратлаш қийматлари сифатини баҳолаш 2017 йилдан 2020 йилгача бўлган давр учун статистик усуллар асосида амалга оширилди.



1- расм Ўрта Чирчиқ ГЭС каскадининг электр энергияси ишлаб чиқариш-ни режалаштириш модели сифатини созлаш ва баҳолаш даврлари

Иссиқ ва совуқ ҳаво массалари таъсирининг интенсивлиги қор эриши жарёнларида ва дарё ҳавзаларига келаётган сув оқими ҳажмида муҳим роль ўйнайди.

Хулоса

Ўрта Чирчиқ каскадининг ҳар бир гидроэлектростанциясида электр энергиясини ишлаб чиқариш ҳажмини алоҳида режалаштириш учун синоптик-статистика усули қўлланилади. Ушбу усул атмосфера ва оқимни ташкил этувчи омиллар ҳақидаги барча назарий ва тўпланган эмпирик билимлардан фойдаланган ҳолда, юқорида кўрсатилган омиллар ва кейинги чоракда ГЭСлар электр энергияси ишлаб чиқариш ўртасидаги прогностик боғлиқликларни кузатиш материалларини статистик таҳлил қилиш орқали аниқлаш имконини беради.

Адабиёт

1. Юсупов Ф.Х., Зияев Р.Р. Умумий гидрология ва иқлимшунослик ўқув қўлланма -Тошкент .2018. -35 б.
2. Турсунов Б.М., Махаммадиев Ф.М. Гидроэнергетикада геоахборот тизимлари ўрни «Инновацион техника ва технологияларнинг қишлоқ хўжалиги — озиқ-овқат тармоғидаги муаммо ва истиқболлари» 24-25 апрель, 2020. -С.637.
3. Гидроэнергетика: направления устойчивого развития. (<https://roscongress.org/sessions/rew-2018-gidroenergetika-nappravleniya-ustoychivogo-razvitiya/discussion/>).

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ

4. Тенденции и перспективы развития малой гидроэнергетики в мире, (<http://esto.tomsk.gov.ru/articles/hydroenergy/2808/>).
5. Боровиков В.П. STATISTICA. Искусство анализа данных на компьютере. - 2-е изд. - Спб.: Питер, 2003. - 688 с.
6. Салин В.Н., Чурилова Э.Ю. Практикум по курсу Статистика (в системе STATISTICA). - М.: Перспектива, 2002. - 188 с.
7. Агемян Т.А. Основы теории ошибок для студентов и физиков. - М.: Наука, 1972. -172 с.

ЎзР ФА Энергетика муаммолари институти
томонидан тақдим этилган

**ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ
РАСПРЕДЕЛЕНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ**
(доклад на конференции 21 декабря 2021 г)

М. Хакимов

**Приветствую Вас уважаемые дамы и господа!
Добрый день коллеги, соратники, дорогие энергетики и
участники сегодняшнего мероприятия!**

Мне оказана высокая честь выступить на данной конференции за что хочу поблагодарить всех и особенно организаторов настоящего мероприятия.

В первую очередь хочу особо отметить, что за последние 2-3 года принят ряд нормативно-правовых актов, регламентирующих вопросы в сферах энергосбережения, повышения энергоэффективности, развития и совершенствования применения возобновляемых источников энергии.

Приведём примеры.

1) Принятием Закона Республики Узбекистан от 21 мая 2019 года № ЗРУ-539 «Об использовании возобновляемых источников энергии» и Закона от 14 июля 2020 года № ЗРУ-628 «О внесении изменений и дополнений в Закон Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии» создана фундаментальная база для вышеуказанных сфер.

Также сформированы благоприятные условия производителям энергии из возобновляемых источников энергии и установок путем оказания государственной поддержки в виде налоговых, таможенных и иных льгот и преференций, а также по обязанностям энергоснабжающих организаций в обеспечении приема энергии от указанных производителей в свои сети по ценам, формируемым в установленном порядке.

2) Принятие Постановления Президента Республики Узбекистан от 22 августа 2019 года № ПП-4422 «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности экономического и социального секторов, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии» в основном определило долгосрочные целевые параметры развития возобновляемых источников энергии и план организационных и практических мероприятий по их дальнейшему развитию, а также доведение к 2030 году доли возобновляемых источников энергии до уровня 25 процентов от общего объема генерации электрической энергии.

3) Принятие Постановления Президента Республики Узбекистан от 10 июля 2020 года № ПП-4779 «О дополнительных мерах по сокращению зависимости отраслей экономики от топливно-энергетической продукции

СООБЩЕНИЯ

путем повышения энергоэффективности экономики и задействования имеющихся ресурсов» обеспечило разработку и внедрение программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности по отраслям экономики и видам деятельности, предусматривающих снижение энергоемкости экономики в 1,5 раза к 2030 году.

Вместе с принятием вышеуказанных законов и двух постановлений руководителя республики приняты следующие акты правительства:

- Постановление Кабинета Министров от 22 июля 2019 года № 610 «Об утверждении Регламента подключения к единой электроэнергетической системе субъектов предпринимательства, производящих электрическую энергию, в том числе из возобновляемых источников энергии»;

- Постановление Кабинета Министров от 9 октября 2020 года № 640 «Об утверждении Положения о внебюджетном межотраслевом фонде энергосбережения при Министерстве энергетики Республики Узбекистан»;

- Постановление Кабинета Министров от 14 апреля 2021 года № 217 «Об утверждении Положения о порядке предоставления компенсации за счет средств Государственного бюджета Республики Узбекистан на приобретение энергоэффективных и энергосберегающих устройств и покрытия части процентных расходов по кредитам, полученным на эти цели». Принятие этих документов послужит:

- обеспечению возможности пользования отраслями экономики и населением бесперебойной, надежной и доступной энергией;
- увеличению энергоэффективности не менее чем 20 %;
- сокращению выбросов парниковых газов к 2030 году до 35 % от уровня 2010 года.

Для реализации вышеуказанных документов приняты амбициозные решения, обуславливающие в дальнейшем сбережение топливно-энергетических ресурсов до 2026 года, предполагающие достичь экономию:

- природного газа – 3,9 млрд. кубометров;
- электрической энергии – 4,0 млрд. кВт·час;
- нефтепродуктов – более 21 тыс. тонн.

При этом достижение данной экономии предусматривается за счет:

- модернизации и реконструкции технологии производства, за счет которой планируется обеспечение экономии:

- 1 898,1 млн. кубометров природного газа;
- 1 944,9 млн. кВт·часов электрической энергии;
- 10,2 тыс. тонн нефтепродуктов;
- оптимизации производственного процесса:
 - 454,0 млн. кубометров природного газа;
 - 465,2 млн. кВт·часов электрической энергии;

- 2,4 тыс. тонн нефтепродуктов;
- возмещением энергии, потребляемой в зданиях и сооружениях, за счет возобновляемых источников энергии:
 - 37,2 млн. кубометров природного газа;
 - 38,1 млн. кВт·часов электрической энергии;
- 0,2 тыс. тонн нефтепродуктов;
- улучшением тепловой защиты в зданиях и сооружениях, а также в тепловых сетях, модернизации и реконструкции котельных:
 - 1 168,3 млн. кубометров природного газа;
 - 1 197,0 млн. кВт·часов электрической энергии;
- 6,3 тыс. тонн нефтепродуктов;
- внедрением автоматических систем отопления, освещения, горячего и холодного водоснабжения и вентиляции в технологических устройствах:
 - 152,6 млн. кубометров природного газа;
 - 156,4 млн. кВт часов электрической энергии;
- 0,8 тыс. тонн нефтепродуктов;
- наладки и автоматического регулирования тепловых и гидравлических режимов тепловых сетей:
 - 203,5 млн. кубометров природного газа;
 - 208,5 млн. кВт часов электрической энергии;
- 1,1 тыс. тонн нефтепродуктов.

А теперь позвольте ознакомить присутствующих с информацией о состоянии электрических сетей в Узбекистане.

Поставка электрической энергии потребителям в Узбекистане осуществляется по магистральным воздушным линиям электропередачи напряжением 220-500 кВ, протяженностью более 11 тыс. км, воздушным линиям напряжением 110 кВ, протяженностью 15,2 тыс. км, воздушным линиям 35 кВ, протяженностью 13,3 тыс. км, воздушным линиям напряжением 0,4-6-10 кВ, общей протяженностью около 224 тыс. км, а также посредством более 79 тыс. трансформаторных подстанций.

Основной проблемой в электроснабжении потребителей являются потери электроэнергии, которые в отдельных регионах республики составляют порядка 20 процентов. К примеру, в США и Западной Европе этот показатель составляет 5 процентов, в Южной Корее - 4 процента, в Сингапуре - 2,03 процента (данные за 2019 год). Кроме того, случаи незаконного использования электроэнергии, также приравниваются к потерям электроэнергии. Таким образом, в сфере передачи (поставки) электроэнергии, как и в других сферах, необходимо провести соответствующие реформы с учетом опыта зарубежных стран. Например, в Южной Корее снабжение бытовых потребителей осуществляется на напряжении 220 В. Основным моментом реформирования явилось повышение уровня

СООБЩЕНИЯ

напряжения в сетях передачи электроэнергии, в результате чего достигнуто значительное снижение уровня потерь электроэнергии в целом по системе и, соответственно, повышена ее надежность.

Почему следует делать упор на высоковольтные электрические сети? Основная причина заключается в том, что поставка электроэнергии в высоковольтную сеть уменьшает потери и повышает ее энергоэффективность.

Таким образом, в настоящее время сфера поставки и распределения электроэнергии в энергетическом секторе Узбекистана нуждается в реформировании. Исторически путь развития электрификации Узбекистана, как и других бывших союзных республик, следовал из первого перспективного плана электрификации бывшего Союза ГОЭЛРО, который по сути являлся планом становления национальной экономики и развития народного хозяйства, разработанным Государственной комиссией по электрификации России, созданной в 1920 году.

В соответствии с данным планом, электроэнергия поставлялась и распределялась на всей территории Союза по электросетям с уровнем напряжения: 0,4 кВ, 6-10 кВ, 35-110-220 кВ. При этом надо признать, что данный стандарт ни в одном постсоветском государстве проблеме надежности и эффективности электроснабжения потребителей не решил.

На сегодняшний день в энергетическом секторе республики в сфере электроснабжения существует ряд проблем, существенно влияющих на процесс повышения энергоэффективности, такие как:

- высокий уровень потерь электроэнергии в электросетях. Следует отметить, что случаи незаконного использования электроэнергии населением в регионах, особенно в негазифицированных, число которых значительно возрастает в осенне-зимний период, создают трудности в ведении учета и сборе платежей за потребленную электроэнергию;

- передача электроэнергии по сетям 0,4 кВ, 10 кВ на значительные расстояния, превышающие нормативные, также приводит к снижению качества поставляемой электроэнергии и увеличению объема потерь;

- расположение в населенных пунктах и отдельных домовладениях ВЛ 0,4 кВ и 10 кВ зачастую на одной опоре, что приводит к нарушению правил техники безопасности и увеличению потерь электроэнергии при транспортировке;

- рост населения, ввод в эксплуатацию нового жилья, дополнительные подключения потребителей приводят к увеличению нагрузки на электросеть, снижению надежности и росту потерь.

При этом, в настоящее время предприятиями территориальных электрических сетей интенсивно ведутся работы по установке у потребителей интеллектуальных систем учета "смарт" и подключения их в систему АСКУЭ, которая дает возможность оценить и увеличить эффективность работы электрических сетей.

Однако в большинстве регионов электроэнергия, поставляется бытовым потребителям по не изолированным проводам и в случаях отключения потребителей "смарт" счетчиками от электрических сетей за наличие задолженности, у потребителей имеется возможность самовольного подключения к сетям.

Такая ситуация в большом количестве имеет место особенно в осенне-зимний период в регионах, где отсутствует газификация или низкое давление газа, а также в ночной период. При этом способе незаконного потребления электроэнергии, зачастую отсутствует возможность обеспечения взимания оплаты за фактически отпущенную электроэнергию.

Учитывая вышеизложенное, считаю необходимым ввести следующие изменения в деятельность электроснабжающих предприятий:

В первую очередь – разработать на основе изучения мирового опыта функционирования распределительных воздушных сетей предложения по снижению уровня потерь в электросетях.

Во вторых - рассмотреть возможность установки трансформаторов небольшой мощности для электроснабжения отдельно стоящих 4-5 жилых домов (квартир), заменив ВЛ напряжением 0,4 кВ на сети напряжением 10 кВ и выше с учетом положительного опыта таких передовых стран как Япония, Южная Корея и др. В случае распространения данного метода на территории Узбекистана, электроэнергия будет передаваться в жилой сектор (4-5 домов или квартир) по сетям напряжением 10 кВ, а переменное напряжение 220 В будет распределяться напрямую в отдельные жилые дома (квартиры). В результате, снизятся потери электроэнергии, передаваемые по низковольтным сети напряжением 0,4 кВ, будет исключена несимметрия фазовых нагрузок и возможность незаконного использования электроэнергии путем подключения к проводам. При этом, в данном случае, также улучшится качество поставляемой электроэнергии.

В третьих - замена ВЛ напряжением 10 кВ, по которым электроэнергия транспортируется на большие расстояния в отдаленные регионы на ВЛ 35 кВ, а также полный отказ от ВЛ напряжением 6 кВ.

Все эти изменения в комплексе приведут к значительному сокращению уровня потерь в сетях и повышению качества электроэнергии.

Конечно, проведение вышеуказанных мероприятий требует значительных денежных средств и самофинансирование по текущему тарифу может составить большой временной интервал. Однако, учитывая:

- достижение длительного положительного изменения существующего положения в системе распределения электроэнергии, значительное сокращение потерь при ее передаче.

- повышение в дальнейшем тарифов на электроэнергию;

- использование в республике в сжиганием качестве основного источника генерации электроэнергии природного газа для обеспечения,

СООБЩЕНИЯ

экологической безопасности, можно считать, что эти изменения полностью оправдают себя.

Кроме вышеизложенного, можно дополнительно предложить следующее:

- нетрадиционное проектирование новых электрических сетей; при выполнении в будущем проектов электроснабжения новых жилых домов предусматривать повышение напряжения сетей передачи и снижение мощности распределительных трансформаторов;

- образование Центра распределения нагрузок.

В нашей республике природный газ добывается в основном в Кашкадарьинской и Бухарской областях. Добываемый газ подается в Центральную часть республики с помощью компрессоров по крупным газопроводам, вырабатываемая (производимая) за счет этого природного газа тепловыми электростанциями в Центральном регионе электрическая энергия, снова направляется в Кашкадарьинскую, Бухарскую области по магистральным воздушным электрическим сетям.

В данном процессе для транспортировки 1000 кубометров газа на 1 километр по трубам затраты электроэнергии составляют 24,7 кВт·час, при этом дальнейшая транспортировка произведенной электроэнергии в Кашкадарьинскую область также может привести к потерям энергии.

В целях предотвращения потерь в подобных случаях, необходимо определить "центры нагрузок" в регионах и, тем самым, оптимизировать работу электрических станций.

Хочу ещё раз отдельно отметить, что за последние годы особое внимание уделяется внедрению и развитию возобновляемых источников энергии, зачастую в разработке и реализации проекта по установке оборудования возобновляемых источников энергии порядка на 1000 квартир вновь строящихся новых многоэтажных домов в республике.

Вместе с тем, наряду с вышеперечисленными нормативно-правовыми актами, принято Постановление Кабинета Министров «О мерах по ведению государственного учета установок возобновляемых источников энергии и вырабатываемой ими энергии» от 23.07.2020 года № 452, сформирован и утвержден гарантированный закупочный тариф для вновь вводимых солнечных, ветровых и биогазовых электростанций, микро- и малых гидроэлектростанций с установленной мощностью до 1 МВт.

В 2021 году начата покупка от одного бытового потребителя, проживающего в Яккасарайском районе г. Ташкента излишки электроэнергии, произведенной им для собственных нужд, рассчитываемые на уровне II тарифной группы потребителей за вычетом всех затрат, связанных с транспортировкой, распределением и маркетингом.

Разрешите к концу моего выступления одновременно заострить внимание на эффективности установки в жилых домах в условиях Рес-

публики Узбекистан солнечных панелей и гелиоколлекторов, а также расчетам показателей экономии при их установке.

Внедрением системы мини солнечных ФЭС мощностью 2 кВт для 1000 семей на 14 регионах, также будет появляться возможность дополнительной выработки не менее 4,0 млн. кВт·час электрической энергии в год, что соответствует экономии природного газа порядка 1,5 млн. кубических метров.

В среднем на существующих по республике 2,5 млн. дворовых домашних хозяйствах появится возможность экономии природного газа порядка 4,6 млрд. кубометров в год.

Количество энергоресурсов, используемых для обогрева 1,0 квадратного метра в год составляет:

- природного газа - 8,5 кубометров;
- электрической энергии - 390 кВт·час, обуславливающих возможность снижения потерь и иных затрат в электрических сетях.

При этом, исходя из расчетов, объем экономии энергоресурсов на каждый жилой дом будет составлять:

- 2,8 кубических метров природного газа;
- 150 кВт·час электрической энергии.

Таким образом, экономия энергоресурсов составляет в среднем 40-45 % относительно их потребления. Спасибо за внимание.

*Представлено Министерством энергетики
Республики Узбекистан*

К 80 – ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ
профессора
АВЕЗОВА РАББАНАКУЛА РАХМОНОВИЧА
(1942 – 2021)



Авезов Раббанакул Рахмонович - выдающийся ученый СНГ в области теплового преобразования и использования солнечной энергии, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник Физико-технического института Академии наук Республики Узбекистан и Международного института солнечной энергии, член редколлегии Международного журнала «Гелиотехника – Applied Solar Energy».

Имя Раббанакула Рахмоновича Авезова широко известно среди гелиотехников, теплотехников и теплоэнергетиков нашей страны и представителей международной гелиотехнической науки. 08.03.2022 года профессору Авезову Раббанакулу Рахмоновичу исполнилось бы 80 лет.

Научная деятельность профессора Р.Р.Авезова была тесно связана с подготовкой высококвалифицированных специалистов в области теплового преобразования и использования солнечной энергии. Он являлся лидером актуальной научно-инженерной школы гелиотехники Узбекистана, получившей широкое признание как в Узбекистане, так и за рубежом. Основная научная деятельность школы связана с разработкой и внедрением солнечных тепловых установок, предназначенных для теплоснабжения жилых, коммунально-бытовых, сельскохозяйственных и промышленных объектов. Под его руководством организованы разработка и серийное производство трёх поколений солнечных водонагревательных коллекторов, общая площадь которых составляет более 40 тыс. кв. м.

Исследования продолжают его ученики в Лаборатории "Солнечных тепловых и энергетических установок" ФТИ АН РУз, а также во многих регионах страны – в Кашкадарьинской, Ферганской, Бухарской и Сырдарьинской областях, где при его участии созданы научные лаборатории в данной сфере.

Под его руководством защищено более 30 докторских и кандидатских диссертаций по специальностям «Теоретические основы теплотехники», «Промышленная теплоэнергетика» и «Энергоустановки

на основе возобновляемых видов энергии». Его ученики работают во многих странах, один из его учеников, известный в мире специалист в области теплоэнергетики профессор С. Батмунх, ныне является академиком Академии наук Монгольской Народной Республики.

Профессор Р.Р.Авезов является одним из основателей многих научных школ в сфере энергетики в странах СНГ и дальнего зарубежья, в таких странах как Монголия, Афганистан, Сирия и др., что способствовало расширению международных научных разработок и числа исследователей в области использования возобновляемых источников энергии.

В период 1990 - 2021 гг. профессор Р.Р.Авезов активно участвовал в деятельности Специализированных советов при ФТИ АН РУз и ТашГТУ: в качестве ученого секретаря, заместителя председателя, члена Совета, а также был членом Экспертного совета ВАК РУз по энергетике.

По его инициативе и непосредственном руководстве был открыт первый в Узбекистане Научный совет по специальности 05.14.08 – «Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии», который в данное время действует под шифром 05.05.06.

Он был одним из тех учёных, которые обеспечили высокий авторитет и международное признание единственного в своей области в странах СНГ, специализированного Международного журнала «Гелиотехника», который издаётся на английском языке издательством Allerton Press в США под названием «Applied Solar Energy». Он являлся членом редколлегии этого журнала с 1975 по 2021 годы, а в течение 2000-2013 годов работал ответственным секретарем журнала. Кроме этого, Р.Р.Авезов являлся членом редколлегии и рецензентом ряда отечественных и зарубежных научных журналов, таких как «Проблемы энерго- и ресурсосбережения», «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE), «Journal of Building Engineering», «Applied Thermal Engineering» и других.

В 2003 году многолетняя научная деятельность профессора Р.Р. Авезова была признана Правительством Республики Узбекистан: он был награжден орденом «Мехнат шухрати» за значительный вклад в развитие науки в Узбекистане в направлениях преобразования солнечной энергии в тепловую и ее эффективного использования в различных секторах экономики страны.

Одним из важных проектов в его деятельности является разработка концептуального дизайна Международного института солнечной энергии и стратегии его развития на международном уровне, где им также была основана научная школа, в которой и по сей день проводятся научно-исследовательские работы в сфере эффективного использования солнечной

ВЫДАЮЩИЕСЯ УЧЕНЫЕ УЗБЕКИСТАНА

энергии. Он также является одним из основателей Национального научно-исследовательского института возобновляемых источников энергии при Министерстве энергетики Республики Узбекистан.

Р.Р.Авезов был выдающимся ученым, автором более 300 научных работ в сферах термодинамики, теплового преобразования и использования солнечной энергии, из них 7 монографий, 10 учебных пособий, 16 патентов и авторских свидетельств на изобретения.

Раббанакул Рахмонович был образцовым семьянином и любимым отцом четверых детей, которым он передал трудолюбие и любовь к знаниям; одна из его дочерей продолжает его научный путь в сфере энергетики в качестве доктора технических наук, успешно проводит научную и инновационную деятельность в области использования возобновляемых источников энергии.

Свойственные Раббанакулу-ака великолепные человеческие качества: активная жизненная позиция, жизнелюбие, научная предприимчивость, а также новаторство и целеустремленность – были и являются примером для многих. Он останется в наших сердцах надёжным товарищем и мудрым советчиком, наставником, интеллектуалом до мозга костей, всегда готовым прийти на помощь в любой ситуации.

Светлая память о замечательном человеке и ученом, навсегда сохранится в сердцах родных и близких, друзей и коллег, учеников и представителей научного сообщества страны, которые знали, любили и уважали Раббанакула Рахмоновича Авезова.

Коллеги и ученики

К Юбилею
доктора технических наук, профессора
Хошимова Фозилджона Абидовича



Исполнилось 75 лет Фозилджану Абидовичу Хошимову – доктору технических наук, профессору, заведующему лабораторией Института энергетических проблем АН РУз, одному из ведущих ученых республики в области энергосбережения и энергоэффективности.

Ф.А. Хошимов родился 13 марта 1947 года в г.Ташкенте. В 1970 году окончил с отличием Ташкентский политехнический институт по специальности «Электропривод». Трудовую деятельность начал инженером Института энергетики и автоматики АН РУз, далее стал старшим инженером, руководителем научной группы и старшим научным сотрудником института (1974-1984 гг.).

В 1984-1989 годы работал начальником отдела Производственного объединения «Легкая промышленность» Министерства легкой и текстильной промышленности Республики Узбекистан. В 1989 году стал заведующим отделом лаборатории Института энергетики и автоматики АН РУз. В 2000-2004 годы работал начальником отдела объединения «Узбек ипаги». В 2006-2011 годы работал руководителем проекта Института энергетики и автоматики АН РУз. В период 2011-2016 годы работал заведующим отделом лаборатории Института энергетики и автоматики АН РУз, а в 2016–2020 годов работал заведующим отделом лаборатории АО «Узбекэнерго», ООО «Научно-технический центр». С 2020 года по настоящее время работает заведующим отделом лаборатории Института энергетических проблем АН РУз.

В 1980 году защитил кандидатскую диссертацию «Повышение энергоэффективности электропотребления текстильных предприятий», а в 2005 году докторскую диссертацию на тему «Разработка методов снижения энергозатрат на предприятиях текстильной промышленности Узбекистана» по специальности «Энергетические системы и комплексы». В 2015 году присвоено ученое звание профессора по этой же специальности.

Проф. Ф.А.Хошимов активно участвовал в научно-технических конференциях, проводимых во многих зарубежных странах, в частности, в России, Белоруссии, Болгарии, Польше, Германии, Украине и странах Центральной Азии.

НАШИ ЮБИЛЯРЫ

Основными научными направлениями Ф.А. Хошимова являются повышение энергоэффективности, а также разработка и внедрение энергосберегающих мероприятий на промышленных предприятиях. Проф. Ф.А.Хошимов создал научную школу «Энергоэффективность и энергосбережение в промышленности»; является основателем научной лаборатории «Промышленная энергетика».

За время научно-организаторской деятельности Ф.А.Хошимовым было подготовлено 3 кандидата наук и в настоящее время готовы работы 1 доктора наук (DSc) и 2 докторов (PhD).

Ф.А.Хошимов является академиком Международной Академии электротехники, академиком Академии Турон.

Проф. Ф.А.Хошимов принимал активное участие в качестве руководителя и основного исполнителя более чем в 100 хозяйственных работах и научных проектах по разработке научно обоснованных норм расхода топлива, электроэнергии, а также в проведении энергетических обследований (аудитов) на промышленных предприятиях Узбекистана.

Профессор Ф.А.Хошимов опубликовал более 200 научных работ, в том числе 12 монографий, 60 научных статей, участвовал в более чем в 100 научных конференциях, получил несколько патентов, опубликовал множество учебников; с большой самоотдачей выполняет свои педагогические обязанности и скрупулезно проводит научные исследования.

В последние годы Ф.А.Хошимов плодотворно работает профессором кафедры «Электроснабжение» Ташкентского государственного технического университета по совместительству. Ф.А.Хошимов активно участвует в обновлении учебников по дисциплинам кафедры и обеспечении новых предметов современными учебными пособиями.

За плодотворную деятельность проф. Ф.А.Хошимов награжден памятным знаком «30 лет независимости Республики Узбекистан», является «Почетным энергетиком Республики Узбекистан».

Ф.А.Хошимов успешно работал членом Научно-технического совета Министерства инновационного развития (2018-2021 гг.); членом Редакционного Совета журнала «Проблемы информатики и энергетики» АН РУз, Редакционной коллегии журнала «Проблемы энерго- и ресурсосбережения» ТашГТУ. В течении многих лет Фозилджон Абидович является членом Научного совета по присуждению ученых степеней докторов наук DSc.03/10.12.2019. Т.03.03 при ТашГТУ, а также является членом совета DSc.02/30.12.2021. Т.143.01 при Институте энергетических проблем АН РУз.

Коллеги и ученики желают Ф.А.Хошимову крепкого здоровья, семейного благополучия, дальнейших достижений в научном творчестве и подготовке научных кадров!

**ИСПОЛЬЗУЙТЕ БЕЗУГЛЕРОДНЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ**



Индекс 1070

БУДУЩЕЕ «ЗЕЛЁНОЙ» ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

