

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ СНГ

ЭНЕРГЕТИКА

Том 61, № 5
2018

МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ИЗДАЕТСЯ С ЯНВАРЯ 1958 ГОДА

Учредители

Электроэнергетический совет СНГ,
Министерство образования Республики Беларусь,
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Журнал включен в базы данных:
Scopus, EBSCO, DOAJ, WorldCat, OpenAIRE, Google Scholar, РИНЦ,
ЭБС «Лань», НЭБ «КиберЛенинка», Соционет

СОДЕРЖАНИЕ

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА

- Esman A. K., Kuleshov V. K., Potachits V. A., Zykov G. L.** Simulation of Tandem Thin-Film Solar Cell on the Basis of CuInSe_2 385
(**Есман А. К., Кулешов В. К., Потачиц В. А., Зыков Г. Л.** Моделирование тандемного тонкопленочного солнечного элемента на основе CuInSe_2)

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

- Романюк Ф. А., Булойчик Е. В., Шевалдин М. А.** Определение зоны повреждения по уровню токов короткого замыкания 396
Фурсанов М. И., Золотой А. А., Макаревич В. В. Расчет технологического расхода (потерь) электроэнергии в современных распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ 408
Анищенко В. А., Писарук Т. В. Контроль достоверности измерений в энергосистемах по первым приращениям и на основе экстраполирующих фильтров 423
Короткевич М. А., Прокофьева Н. А. Проектирование больших переходов воздушных линий электропередачи 432
Марончук И. И., Широков И. Б., Вельченко А. А., Мирончук В. И. Система интеллектуального светодиодного освещения 440

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

- Кулаков Г. Т., Кулаков А. Т., Артёменко К. И.** Параметрическая оптимизация системы автоматического управления мощностью энергоблоков 300 МВт в режиме постоянного давления пара перед турбиной 451

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

- Левкевич В. Е.** Закономерности развития береговых процессов на водохранилищах гидроэлектростанций Беларуси 463

Главный редактор Федор Алексеевич Романюк

Редакционная коллегия

- В. ВУЙЦИК (Технический университет «Люблинская политехника», Люблин, Республика Польша),
В. В. ГАЛАКТИОНОВ (Русский институт управления имени В. П. Чернова, Москва, Российская Федерация),
М. ДАДО (Зволенский технический университет, Зволен, Словацкая Республика),
В. А. ДЖАНГИРОВ (Комитет ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, Москва, Российская Федерация),
К. В. ДОБРЕГО (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь) (заместитель главного редактора),
И. В. ЖЕЖЕЛЕНКО (Приазовский государственный технический университет, Мариуполь, Украина),
П. В. ЖУКОВСКИ (Технический университет «Люблинская политехника», Люблин, Республика Польша),
А. С. КАЛИНИЧЕНКО (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь) (первый заместитель главного редактора),
А. И. КИРИЛЛОВ (Санкт-Петербургский государственный политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Российская Федерация),
А. КОННОВ (Университет Лунда, Швеция),
Б. К. МАКСИМОВ (Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Российская Федерация),
Х. МАХКАМОВ (Университет Нортумбрии, Великобритания),
А. А. МИХАЛЕВИЧ (Национальная академия наук Беларуси, Минск, Республика Беларусь),
Е. С. МИШУК (Исполнительный комитет Энергетического совета Содружества Независимых Государств, Москва, Российская Федерация),
НГО ТУАН КИЕТ (Научный энергетический институт Вьетнамской академии наук и технологий, Ханой, Социалистическая Республика Вьетнам),
О. Г. ПЕНЯЗЬКОВ (Институт тепло- и массообмена имени А. В. Лыкова НАН Беларуси, Минск, Республика Беларусь),
Е. Н. ПИСЬМЕННЫЙ (Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт», Киев, Украина),
Э. Н. САБУРОВ (Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, Архангельск, Российская Федерация),
А.-С. С. САУХАТАС (Рижский технический университет, Рига, Латвийская Республика),
В. С. СЕВЕРЯНИН (Брестский государственный технический университет, Брест, Республика Беларусь),
И. И. СЕРГЕЙ (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь) (заместитель главного редактора),
Б. С. СОРОКА (Институт газа НАН Украины, Киев, Украина),
В. А. СТРОЕВ (Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Российская Федерация),
В. И. ТИМОШПОЛЬСКИЙ (ООО, Киев, Украина),
Е. В. ТОРОПОВ (Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Российская Федерация),
Е. УШПУРАС (Литовский энергетический институт, Каунас, Литовская Республика),
Б. М. ХРУСТАЛЕВ (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
Л. В. ШЕНЕЦ (Евразийская экономическая комиссия, Москва, Российская Федерация)*

Ответственный секретарь редакции В. Н. Гурьянчик

**Издание зарегистрировано в Министерстве информации Республики Беларусь 5 февраля 2010 г.
Регистрационный номер 1257**

Набор и верстка выполнены в редакции журналов «Энергетика» и «Наука и техника»

Подписано к печати 26.09.2018. Формат бумаги 60×84¹/₈. Бумага мелованная.
Печать цифровая. Гарнитура Таймс. Усл. печ. л. 12,25. Уч.-изд. л. . Тираж 100 экз.
Дата выхода в свет . 2018. Заказ .

Адрес редакции: 220013, г. Минск, пр. Независимости, 65. Белорусский национальный технический университет, корп. 2, комн. 327. Телефон +375 17 292-65-14.
e-mail: energy@bntu.by; energy-bntu@mail.ru
<http://energy.bntu.by>

Отпечатано в БНТУ. Лицензия ЛП № 02330/74 от 03.03.2014.
220013, г. Минск, пр. Независимости, 65

© Белорусский национальный технический университет, 2018

PROCEEDINGS OF THE CIS
HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS
AND POWER ENGINEERING ASSOCIATIONS

ENERGETIKA

V. 61, No 5
2018

INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
PUBLISHED FROM JANUARY, 1958

Founders

CIS Electric Power Council,
Ministry of Education of the Republic of Belarus,
Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation

The Journal is included in the following databases:
Scopus, EBSCO, DOAJ, WorldCat, OpenAIRE, Google Scholar, RISC,
Lan, CyberLeninka, Socionet

CONTENTS

GENERAL PROBLEMS of POWER ENGINEERING

- Esman A. K., Kuleshov V. K., Potachits V. A., Zykov G. L.** Simulation of Tandem Thin-Film Solar Cell on the Basis of CuInSe_2 385

ELECTRICAL POWER ENGINEERING

- Romaniuk F. A., Buloichyk E. V., Shevaldin M. A.** Determination of the Fault Zone by the Level of Short-Circuit Currents 396
- Fursanov M. I., Zolotoy A. A., Makarevich V. V.** Calculation of Technological Consumption (Loss) of Electricity in Modern 0.38–10 kV Electrical Distribution Networks 408
- Anishchenko V. A., Pizaruk T. V.** Control of Reliability of Measurements in Power Systems According to the First Increment and on the Basis of Extrapolating Filters 423
- Korotkevich M. A., Prokofieva N. A.** Design of Large Connectors of Overhead Power Lines 432
- Maronchuk I. I., Shirokov I. B., Velchenko A. A., Mironchuk V. I.** Intelligent LED Lighting System 440

HEAT POWER ENGINEERING

- Kulakov G. T., Kulakov A. T., Artsiomenka K. I.** Parametric Optimization for Automatic Control System of 300 MW Power Units at a Constant Steam Pressure Upstream of the Turbine 451

HYDRAULIC POWER ENGINEERING

- Levkevich V. E.** Regularities of the Development of Coastal Processes on Water Reservoirs of Hydroelectric Power Plants of Belarus 463

Editor-in-Chief Fiodar A. Romaniuk

Editorial Board

- W. T. WÓJCIK (Lublin University of Technology "Politechnika Lubelska", Lublin, Republic of Poland),
V. V. GALAKTIONOV (Russian Institute of Management named after V. P. Chernov, Moscow, Russian Federation),
M. DADO (Technical University in Zvolen, Zvolen, Slovak Republic),
V. A. JANGIROV (RF CCI Committee on Energy Strategy and the Development of Fuel-Energy Complex, Moscow, Russian Federation),
K. V. DOBREGO (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus) (Deputy Editor-in-Chief),
I. V. ZHEZHELENKO (Pryazovskyi State Technical University, Mariupol, Ukraine),
P. W. ZHUKOWSKI (Lublin University of Technology "Politechnika Lubelska", Lublin, Republic of Poland),
A. S. KALINICHENKO (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus) (First Deputy Editor-in-Chief),
A. I. KIRILLOV (Peter the Great Saint-Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russian Federation),
A. KONNOV (Lund University, Sweden),
B. K. MAKSIMOV (National Research University "Moscow Power Engineering Institute", Moscow, Russian Federation),
K. MAHKAMOV (Northumbria University, United Kingdom),
A. A. MIKHALEVICH (The National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Republic of Belarus),
E. S. MISHUK (The Executive Committee of the Energy Council of the Commonwealth of Independent States, Moscow, Russian Federation),
NGO TUAN KIET (Research Energy Institute under the Vietnam Academy of Science and Technology, Hanoi, Socialist Republic of Vietnam),
O. G. PENYAZKOV (A. V. Luikov Heat and Mass Transfer Institute of the National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Republic of Belarus),
E. N. PISMENNYI (National Technical University of Ukraine "Kyiv Polytechnic Institute", Kiev, Ukraine),
E. N. SABUROV (Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov, Arkhangelsk, Russian Federation),
A.-S. S. SAUHATAS (Riga Technical University, Riga, Republic of Latvia),
V. S. SEVERYANIN (Brest State Technical University, Brest, Republic of Belarus),
I. I. SERGEY (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus) (Deputy Editor-in-Chief),
B. S. SOROKA (The Gas Institute of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine),
V. A. STROEV (National Research University "Moscow Power Engineering Institute", Moscow, Russian Federation),
V. I. TIMOSHPOLSKY (LLC, Kiev, Ukraine),
E. V. TOROPOV (South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation),
E. UŠPURAS (Lithuanian Energy Institute, Kaunas, Republic of Lithuania),
B. M. KHROUSTALEV (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus),
L. V. SHENETS (The Eurasian Economic Commission, Moscow, Russian Federation)*

Executive Secretary of Editorial Board V. N. Guryanchyk

**Publication is registered in the Ministry of Information of the Republic of Belarus in 2010, February, 5th
Reg. No 1257**

Typesetting and makeup are made in editorial office
of Journals "Energetika" and "Science and Technique"

Passed for printing 26.09.2018. Dimension of paper 60×84^{1/8}. Coated paper.
Digital printing. Type face Times. Conventional printed sheet 12,25.
An edition of 100 copies. Date of publishing 2018. Order list .

ADDRESS

Belarusian National Technical University
65 Nezavisimosty Ave., Building 2, Room 327
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 292-65-14
e-mail: energy@bntu.by; energy-bntu@mail.ru
<http://energy.bntu.by>

Printed in BNTU. License LP No 02330/74 from 03.03.2014.
220013, Minsk, 65 Nezavisimosty Ave.

© Belarusian National Technical University, 2018

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-385-395>

UDC 621.383.51

Simulation of Tandem Thin-Film Solar Cell on the Basis of CuInSe₂

A. K. Esman¹⁾, V. K. Kuleshov²⁾, V. A. Potachits¹⁾, G. L. Zykov¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus),

²⁾The University of Civil Protection of the Ministry for Emergency Situations of the Republic of Belarus (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. CuInSe₂ thin-film solar cells are promising materials for photovoltaic devices. One of the main tasks of researchers is to find ways to increase the solar cells efficiency. In this paper we propose an original structure of a thin-film solar cell based on a tandem connection of a photoelectric converter and a thermoelectric layer based on CuInSe₂. The photoelectric converter consists of CuInSe₂ and CdS layers. A 3D model of the proposed thin-film solar cell was implemented in the COMSOL Multiphysics environment with using the Heat Transfer module. The simulation was carried out taking into account the diurnal and seasonal variations of both the ambient temperature and the power density of the AM1.5 solar spectrum for the geographical coordinates of Minsk. The solar radiation power density of about 500 kW/m² can be achieved by using concentrators. The temperature pattern and temperature gradients are calculated in each layer of the solar cell without and with the temperature stabilization of the substrate back side as well as without and with the thermal insulation of the substrate ends. Graphs of the temperature gradients of the thermoelectric layer and the temperature variations of the photoelectric converter of the solar cell are given. As a result of the simulation, it is shown how the uneven heating of both the surface of a thin-film solar cell and its layers occur under conditions of diurnal and seasonal variations of both the ambient temperature and the solar radiation power density. Under concentrated solar radiation exposure, the photoelectric converter surface can be heated up to 700 °C without temperature stabilization of the solar cell substrate. The operating temperature of the photoelectric converter was maintained at no more than 2.35 °C in January and at no more than 14.23 °C in July due to the temperature stabilization of the substrate back side of the proposed device. This made it possible to achieve an increase in the output power of the solar cell both by summing the photo- and thermoelectric output voltages and by the concentration of solar radiation.

Keywords: CuInSe₂ thin-film solar cell, numerical simulation, COMSOL Multiphysics, thermoelectric layer, photoelectric converter, temperature gradient, temperature stabilization, substrate, solar concentrator

For citation: Esman A. K., Kuleshov V. K., Potachits V. A., Zykov G. L. (2018) Simulation of Tandem Thin-Film Solar Cell on the Basis of CuInSe₂. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 61 (5) 385–395. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-385-395>

Адрес для переписки

Есман Александр Константинович
Белорусский национальный технический университет,
ул. Б. Хмельницкого, 9,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 331-00-50
ak_esman@bntu.by

Address for correspondence

Esman Alexander K.
Belarusian National Technical University,
9 B. Khmel'nitskogo str.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 331-00-50
ak_esman@bntu.by

Моделирование тандемного тонкопленочного солнечного элемента на основе CuInSe_2

А. К. Есман¹⁾, В. К. Кулешов²⁾, В. А. Потачиц¹⁾, Г. Л. Зыков¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь),

²⁾Университет гражданской защиты Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2018
Belarusian National Technical University, 2018

Реферат. Тонкопленочные солнечные элементы CuInSe_2 зарекомендовали себя как перспективные материалы для солнечной энергетики. Одной из главных задач исследователей является поиск путей повышения эффективности солнечных элементов. В данной работе предложена оригинальная структура тонкопленочного солнечного элемента на основе тандемного соединения фотоэлектрического преобразователя, состоящего из слоев CuInSe_2 и CdS , и термоэлектрического слоя, выполненного на основе CuInSe_2 . Трехмерная модель предлагаемого тонкопленочного солнечного элемента была реализована в программной среде COMSOL Multiphysics с использованием модуля «Теплопередача». Моделирование осуществлялось для географических координат г. Минска с учетом суточного и сезонного изменения как температуры окружающей среды, так и плотности мощности солнечного излучения спектра AM1.5, максимальное значение которой может быть достигнуто порядка 500 кВт/м^2 при использовании концентраторов. Рассчитано распределение температуры и градиентов температуры в каждом слое солнечного элемента без стабилизации и со стабилизацией температуры тыльной стороны подложки, а также при отсутствии и наличии теплоизоляции торцов подложки. Приведены графики градиентов температуры термоэлектрического слоя и изменения температуры фотоэлектрического преобразователя солнечного элемента. В результате моделирования показано, в какой степени происходит неравномерный нагрев как поверхности тонкопленочного солнечного элемента, так и его слоев в условиях суточного и сезонного изменения температуры и плотности мощности солнечного излучения. При воздействии концентрированного солнечного излучения поверхность фотоэлектрического преобразователя солнечного элемента без термостабилизации подложки может нагреваться до $700 \text{ }^\circ\text{C}$. Рабочая температура фотоэлектрического преобразователя на уровне не более $2,35 \text{ }^\circ\text{C}$ в январе и $14,23 \text{ }^\circ\text{C}$ в июле поддерживалась за счет термостабилизации тыльной стороны подложки предложенного устройства. Это позволило достичь увеличения выходной мощности солнечного элемента как путем суммирования фото- и термоэлектрических выходных напряжений, так и концентрации солнечного излучения.

Ключевые слова: тонкопленочный солнечный элемент CuInSe_2 , численное моделирование, COMSOL Multiphysics, термоэлектрический слой, фотоэлектрический преобразователь, градиент температуры, термостабилизация, подложка, концентратор солнечного излучения

Для цитирования: Моделирование тандемного тонкопленочного солнечного элемента на основе CuInSe_2 / А. К. Есман [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 5. С. 385–395. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-385-395>

Introduction

Development and study of the properties of thin-film solar cells is one of the topical problems of modern semiconductor power industry [1]. Copper indium selenide (CuInSe_2) has recently been used as a material of such elements [2–5]. It most fully meets the requirements for use in terrestrial conditions, owing to its narrow band gap (1.04 eV at 300 K), presence of homo- and heterojunctions, flexibility [6], high radiation resistance, environmental safety and cost.

Experimental studies show that long-term operation of solar cells leads to a decrease in their operational efficiency and a service life [7] due to their heating above ambient temperatures (up to 50–55 °C and more). Therefore, it is of interest to search for efficient ways of reducing the operating temperature of the solar cell and increasing the solar photovoltaic conversion efficiency [8–12].

The purpose of this paper is to develop methods for increasing the solar photovoltaic conversion efficiency of a thin-film semiconductor cell based on CuInSe₂ by using both the thermal energy released in this cell and the infrared radiation of the sun and the environment.

Construction of the thin-film solar cell

The structure of the proposed thin-film solar cell based on CuInSe₂ is shown in the fig. 1 [9], where the first electrode layer 2, the thermoelectric layer 3 based on CuInSe₂, the second electrode layer 4, the photoelectric converter 5 and 6 consisting of CuInSe₂ and CdS layers respectively, as well as a transparent electrode 7 are electrically connected and sequentially arranged on the polished face surface of the substrate 1 made of stainless steel and with rounded edges.

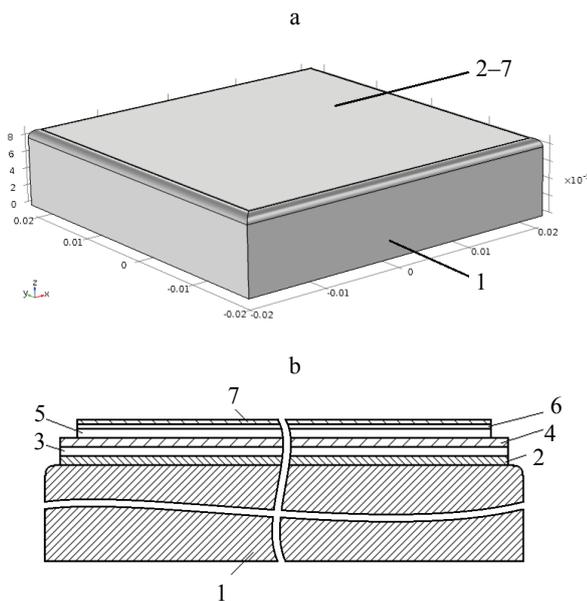


Fig. 1. The thin-film solar cell structure (a) and its cross-section (b): 1 – substrate; 2 – first electrode layer; 3 – thermoelectric layer based on CuInSe₂; 4 – second electrode layer; 5, 6 – photoelectric converter consisting of CuInSe₂ and CdS layers respectively; 7 – transparent electrode

Operation algorithm of the thin-film solar cell

The material of the transparent electrode 7 is zinc oxide with a band gap of 3.3 eV and a visible light transmittance of more than 80 %. This electrode passes input solar radiation, the visible part of which is absorbed in the layers 5 and 6 of the photoelectric converter that generates electric charges. The infrared part

of input solar radiation heats the layers 5 and 6 of the photoelectric converter. One fraction of the charges generated in the layer 5 is separated by the electric field of the $p-n$ junction of the photoelectric converter, which generates photo-electromotive-force (photo-emf) between the transparent electrode 7 and the second electrode layer 4. The remaining fraction of the photogenerated charges recombine and thereby contribute to the heating of the photoelectric converter. Therefore, a temperature gradient is generated between the first 2 and the second 4 electrode layers. This gradient induces thermo-electromotive-force (thermo-emf) between the upper and lower sides of the thermoelectric layer 3. As a result of this, the solar cell output voltage consisting of photo- and thermo-emf between the first electrode layer 2, electrically connected to the lower side of the thermoelectric layer 3, and the transparent electrode 7 is produced. Since the solar cell efficiency depends on the temperature, it is necessary to stabilize the photoelectric converter temperature, maintaining its efficiency at a constant level.

Computer simulation

Computer-aided design is an essential tool for construction of modern technical facilities. This is due to several factors. It makes it possible to significantly reduce the financial costs of developing the hardware components of photovoltaic devices and moreover to optimize the production processes in order to reduce the energy and resource intensity of output products, to improve its consumer qualities, and ultimately to increase its competitiveness.

The simulation was carried out using the COMSOL Multiphysics software package, which served to solve most scientific and engineering problems (starting from the geometric parameters definition and the physics description and ending with the visualization and preservation of the results) based on the system of nonlinear partial differential equations by the finite element method. The Heat Transfer Module of this software package was used to quantify the increase in the power produced by the proposed thin-film solar cell based on CuInSe_2 . This module is a specialized tool for modeling thermal processes in electronics components and power engineering, which include solar cells working under real operating conditions. Predefined settings are available for solar and ambient radiation, where the surface absorptivity for short wavelengths (the solar spectral band) may differ from the surface emissivity for the longer wavelengths (the ambient spectral band). Further, the sun radiation direction can be easily defined from the geographical position and time. The view factors are computed by using the hemicube or direct integration area method. For computationally effective simulations, it is possible to define planes or sectors of symmetry [13].

In the developed numerical three-dimensional model of a thin-film solar cell, the various conditions of its operation were considered in the presence and absence of the thermal insulation of the substrate ends as well as in the presence and absence of the temperature stabilization of the substrate back side.

The calculations were carried out taking into account the diurnal and seasonal variations of both the ambient temperature and the power density of the AM1.5 solar spectrum for the geographical coordinates of Minsk (fig. 2). The maximum value of the solar radiation power density was equal to 500 kW/m² [14] by using concentrators [15]. In climatology, the diurnal variation of the ambient temperature is averaged over many years, moreover, non-periodic temperature changes offset each other and the ambient temperature follows a simple 24 hour periodic sinusoidal distribution around an average temperature [16]:

$$T_{amb}(t) = T_{avg} + \Delta T \cos\left(2\pi \frac{t-14}{24}\right).$$

Here T_{avg} and ΔT are two customizable parameters corresponding to the average temperature and half diurnal temperature variation, respectively. The time variable t is expressed in hours. In the simulation we used above-mentioned function and average minimum ($T_{avg} - \Delta T$) and average maximum ($T_{avg} + \Delta T$) monthly ambient temperatures data in Minsk from the site: <http://belmeteo.net>. The substrate temperature was set taking into account both the change in the ambient temperature and the stabilization at 1 and 10 °C.

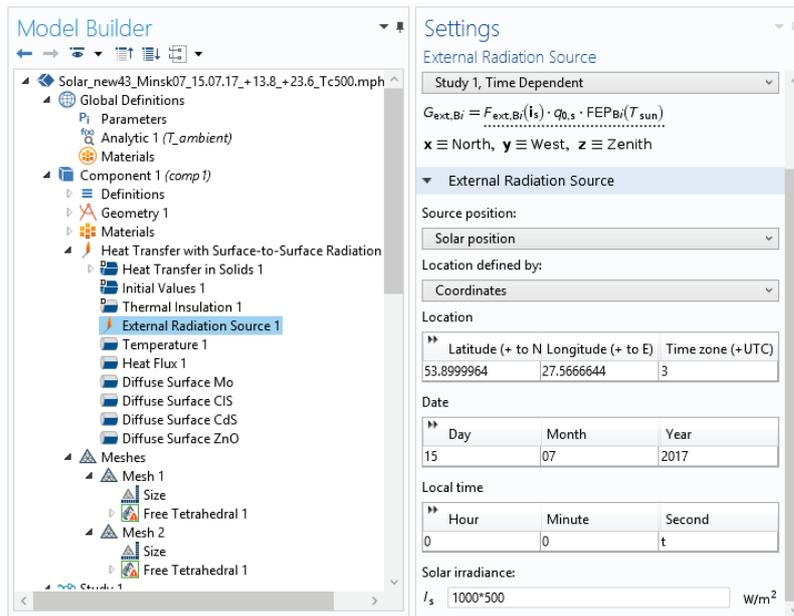


Fig. 2. Screenshot of the setting window in the COMSOL Multiphysics when defining an external radiation source using the Solar Position option

The thin-film solar cell was divided into finite tetrahedral elements in the simulation (fig. 3). At calculations, the grid density for each layer of the solar cell was adjusted taking into account its geometrical configuration by selecting one of nine preset modes: from extremely fine to extremely rough. If it is ne-

cessary to use a finer grid in any area, for example for 50 nm thick layers 6 and 7, the partition operation was performed manually. The problem solving was carried out taking into account the change in the ambient temperature. The program facilities made it possible to visualize and process calculated numerical data for all the concerned operating regimes of the thin-film solar cell.

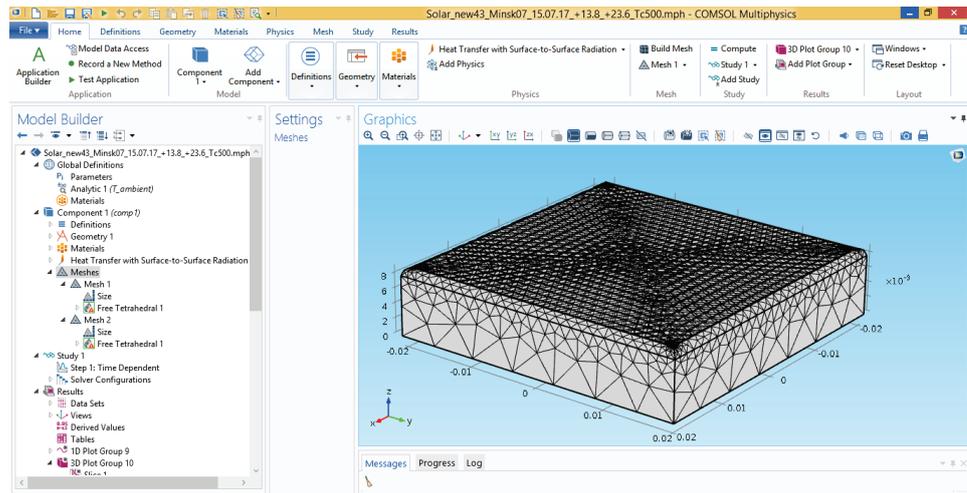


Fig. 3. Screenshot of the mesh operation of the thin-film solar cell in the COMSOL Multiphysics

Analysis of the results

As calculations have shown, the uneven heating of both the surface of a thin-film solar cell and its layers occur under conditions of diurnal and seasonal variations of both the ambient temperature and the solar radiation power density. Under the above conditions, the surface of a proposed CuInSe_2 thin-film solar cell without both its cooling and thermal insulation of the substrate ends can be heated up to the temperature (T_S) of about 700 °C (fig. 4a), which leads to permanently damages. The temperature stabilization of the substrate back side at the ambient (air) temperature ($T_0 = T_{amb}$) makes it possible to reduce the surface temperature of CuInSe_2 solar cell up to $T_S \approx 55$ °C (fig. 4b). When the temperature of the substrate back side is stabilized ($T_0 = 10$ °C), the temperature (T_S) on the surface of CuInSe_2 solar cell reaches a maximum value of about 44 °C (fig. 4c). By thermal insulation of the substrate ends and temperature stabilization of the substrate back side at $T_0 = 10$ °C, it was possible to reduce the surface temperature of CuInSe_2 thin-film solar cell up to values $T_S \approx 14.2$ °C (fig. 4d). Precisely for these boundary conditions, temperature gradients were calculated at the lower boundary of the thermoelectric layer as a function of the time of day (fig. 5). As can be seen from the graph, the temperature gradient reaches its maximum value of about $1.7 \cdot 10^5$ K/m at this boundary on the southeast side at about 12.30 hours (curve 1, fig. 5) first and then on the southwest side at about 14 hours (curve 2, fig. 5). The temperature gradients on the northeast and northwest at the given boundary are lower and equal to $1.5 \cdot 10^5$ K/m (curves 3 and 4, fig. 5).

Therefore, it is appropriate to present the results of calculations only for the southeast side of the solar cell, since there the temperature gradient has a maximum value. The thickness increase of CuInSe₂ layers to 3 μm leads only to a slight decrease of the temperature gradient to about $1.65 \cdot 10^5$ K/m at the boundary of the first electrode layer / thermoelectric layer.

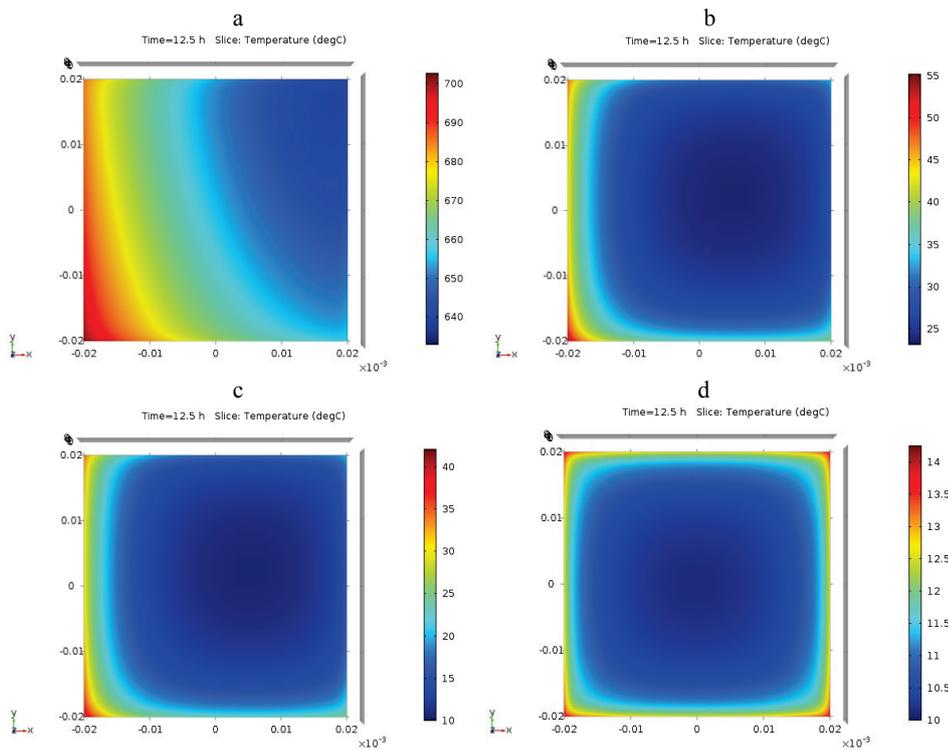


Fig. 4. The surface temperature pattern of CuInSe₂ thin-film solar cell without (a) and with ($T_0 = T_{amb}$ (b) and $T_0 = 10^\circ\text{C}$ (c, d) the temperature stabilization of the substrate back side as well as without (a, b, c) and with (d) the thermal insulation of the substrate ends at 12.30 hours in the middle of July

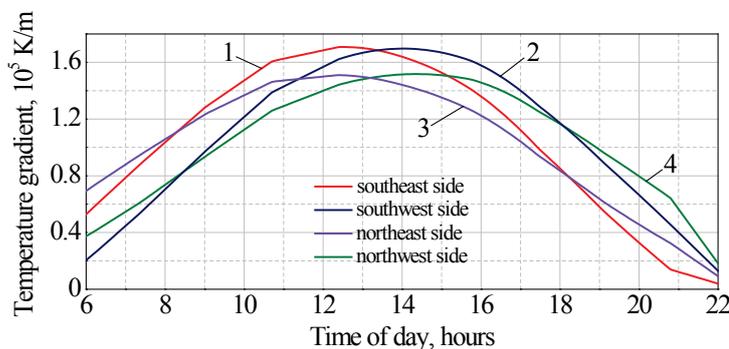


Fig. 5. The temperature gradients of CuInSe₂ solar cell at the lower boundary of the thermoelectric layer on the southeast (curve 1), southwest (curve 2), northeast (curve 3) and northwest (curve 4) sides in July

According to the calculations, the temperature gradient of the thermoelectric layer varies within a year from about $1.7 \cdot 10^5$ to about $0.5 \cdot 10^5$ K/m (fig. 6).

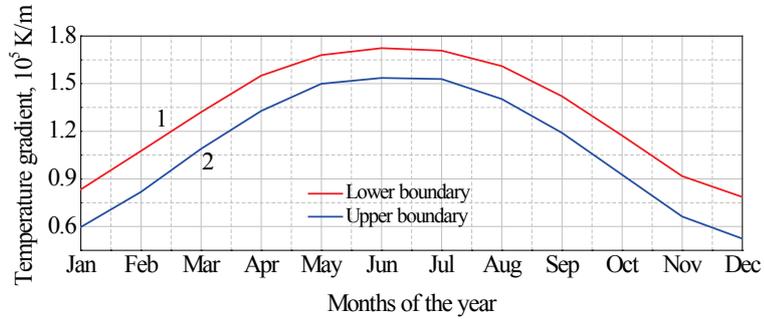


Fig. 6. The temperature gradients of CuInSe₂ solar cell with the thermal insulation of the substrate ends at the lower (curve 1) and upper (curve 2) boundaries of the thermoelectric layer on the southeast side during the year

Fig. 7 shows the daily changes of the temperature gradients at the upper and lower boundaries of the thermoelectric layer, i.e. between the first and second electrode layers, which cause the generation of thermo-emf.

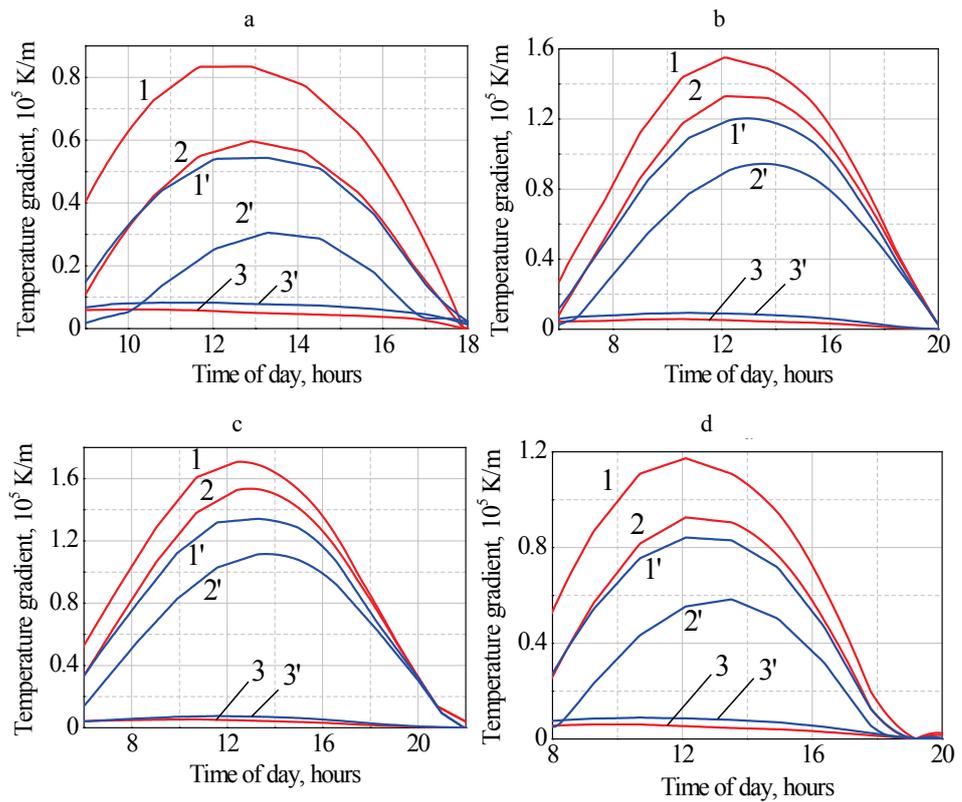


Fig. 7. The temperature gradients of CuInSe₂ solar cell at the upper (curves 1, 1') and lower (curves 2, 2') boundaries of the thermoelectric layer and at the upper (curves 3, 3') boundary of the photoelectric converter on the southeast side in the presence (curves 1, 2, 3) and the absence (curves 1', 2', 3') of the thermal insulation of the substrate ends in January (a), April (b), July (c) and October (d)

As can be seen from these graphs, the temperature gradient has a maximum value at the lower boundary of the thermoelectric layer based on CuInSe₂ (curves 1, fig. 7) irrespective of the time of year, as well as the ambient air temperature and the upper surface temperature of the transparent electrode. For example in July, when the average minimum and average maximum air temperatures can be 13.8 °C and 23.6 °C respectively, and the temperature of the substrate back side is stabilized at the level of 10 °C, the temperature gradient has a maximum value of $1.34 \cdot 10^5$ K/m (fig. 7c) at the lower boundary of the thermoelectric layer based on CuInSe₂ and in the absence of thermal insulation of the substrate ends. The temperature of the photoelectric converter in this case is equal to 44.35 °C (fig. 8c). Due to the temperature stabilization of the substrate back side and the thermal insulation of the substrate ends, it is possible to optimize the photoelectric converter operating temperature, which cannot exceed: 2.35 °C in January (fig. 8a), 13.59 °C in April (fig. 8b), 14.23 °C in July (fig. 8c) and 12.31 °C in October (fig. 8d).

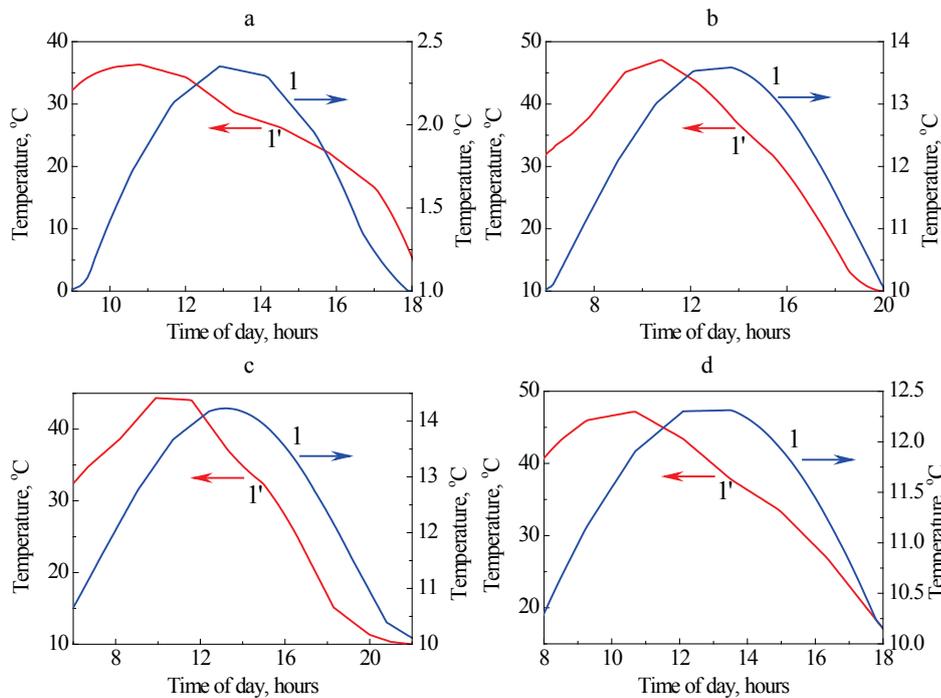


Fig. 8. The temperature of CuInSe₂ solar cell at the upper boundary of the photoelectric converter on the southeast side in the presence (curve 1) and the absence (curve 1') of the thermal insulation of the substrate ends in January (a), April (b), July (c) and October (d)

CONCLUSION

The performed simulation shows that the amplitude of the output voltage which generated by the thermoelectric layer of CuInSe₂ thin-film solar cell varies from 2.1 mV (in December) to 5.23 mV (in June and July). This means

that by selecting an operating point on the current-voltage characteristic of the proposed solar cell and by using a thermoelectric layer, its output power can be increased up to 5 %. Moreover, a more significant increase in the output power of the concerned solar cell can be achieved even by means of substrate temperature stabilization and the presence of a solar concentrator. It should be noted that the cooling inertia of a thin-film solar cell stabilizes the output voltage in some degree under partly cloudy conditions.

REFERENCES

1. Novikov G. F., Gapanovich M. V. (2017) Third Generation Cu-In-Ga-(S, Se)-Based Solar Inverters. *Physics-Uspekhi*, 60 (2), 161–178. <https://doi.org/10.3367/ufne.2016.06.037827>.
2. Haloui H., Touafek K., Zaabat M., Ben Cheikh el Hocine B., Khelifa A. (2015) The Copper Indium Selenium (CuInSe_2) Thin-Films Solar Cells for Hybrid Photovoltaic Thermal Collectors (PVT). *Energy Procedia*, 74, 1213–1219. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.765>.
3. Mahdjoub A., Remache L., Moualkia H., Bordji B., Hafid A. (2015) Easily Realizable Heterojunction CdS/ CuInSe_2 for Thin Films Photovoltaic Application. *Chalcogenide Letters*, 12 (2), 59–66.
4. Dottermusch S., Quintilla A., Gomard G., Roslizar A., Voggu V. R., Simonsen B. A., Park J. S., Pernik D. R., Korgel B. A., Paetzold U. W., Richards B. S. (2017) Infiltrated Photonic Crystals for Light-Trapping in CuInSe_2 Nanocrystal-Based Solar Cells. *Optics Express*, 25 (12), A502–A514. <https://doi.org/10.1364/oe.25.00a502>.
5. Sadewasser S., Salome P. M. P., Rodriguez-Alvarez H. (2017) Materials Efficient Deposition and Heat Management of CuInSe_2 Micro-Concentrator Solar Cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 159, 496–502. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.09.041>.
6. Voggu V. R., Sham J., Preffer S., Pate J., Phillip L., Harvey T. B., Brown R. M. Jr., Korgel B. A. (2017) Flexible CuInSe_2 Nanocrystal Solar Cells on Paper. *ACS Energy Letters*, 2 (3), 574–581. <https://doi.org/10.1021/acsenenergylett.7b00001>.
7. Davis M. W., Fanney A. H., Dougherty B. P. (2001) Prediction of Building Integrated Photovoltaic Cell Temperatures. *Journal of Solar Energy Engineering*, 123 (2), 200–210. <https://doi.org/10.1115/1.1385825>.
8. Esman A. K., Potachits V. A., Zykov G. L. (2016) Increasing Energy Efficiency of Thin-Film Solar Cell on the Basis of $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$. *Problemy Fiziki, Matematiki i Tekhniki = Problems of Physics, Mathematics and Technics*, 1 (26), 30–33 (in Russian).
9. Esman A. K., Kuleshov V. K., Zykov G. L., Zaleski V. B., Leonova T. R. (2016) *Method for Manufacturing Thin-Film Solar Cell*: Patent of the Republic of Belarus No 20481 (in Russian).
10. Patel Ch., Shah P., Pandey A. I. (2017) Performance Improvement of Solar PV Cells using Various Cooling Methods: a Review. *International Journal on Recent Trends in Computing and Communication*, 5 (11), 194–198.
11. Esman A. K., Zykov G. L., Kuleshov V. K., Potachits V. A. (2017) Generated Electric Power Increase by a Thin Film Solar Cell Based on CuInSe_2 . *Innovatsionnyye Tekhnologii Obucheniya Fiziko-Matematicheskim i Professional'no-Tekhnicheskim Disttsiplinam: Materialy IX Mezhdunarodnoy Nauchno-Prakticheskoy Internet-Konferentsii* [Innovative Teaching Techniques in Physics, Mathematics, Vocational and Mechanical Training: Materials of the IX International Online Research-to-Practice Conference]. Mozyr, Mozyr State Pedagogical University Named after I. P. Shamyakin, 138–139 (in Russian).
12. Esman A. K., Potachits V. A., Zykov G. L. (2017) High-Efficiency Thin-Film Solar Cell. *Priborostroyeniye-2017: Materialy X Mezhdunarodnoy Nauchno-Tekhnicheskoy Konferentsii* [Instrument Making Engineering-2017: Materials of the X International Scientific and Technical Conference]. Minsk, Belarusian National Technical University, 364–366 (in Russian).
13. *Analyze Thermal Effects with the Heat Transfer Module*. Available at: <https://www.comsol.com/heat-transfer-module> (Accessed: 15 May 2018).

14. Alferov Zh. I., Andreev V. M., Romyantsev V. D. (2004) Solar Photovoltaics: Trends and Prospects. *Semiconductors*, 38 (8), 899–908. <https://doi.org/10.1134/1.1787110>.
15. Khamooshi M., Salati H., Egelioglu F., Hooshyar Faghiri A., Tarabishi J., Babadi S. (2014) A Review of Solar Photovoltaic Concentrators. *International Journal of Photoenergy*, 2014, 958521-1–17. <https://doi.org/10.1155/2014/958521>.
16. Parasol and Solar Irradiation. Created in COMSOL Multiphysics 5.3a. Available at: https://www.comsol.com/model/download/466231/applications.parasol_and_solar_irradiation.pdf (Accessed: 15 May 2018).

Received: 19 March 2018

Accepted: 25 May 2018

Published online: 28 September 2018

ЛИТЕРАТУРА

1. Новиков, Г. Ф. Солнечные преобразователи третьего поколения на основе Cu-In-Ga-(S, Se) / Г. Ф. Новиков, М. В. Гапанович // Успехи физических наук. 2017. Т. 187, № 2. С. 173–191.
2. The Copper Indium Selenium (CuInSe₂) Thin-Films Solar Cells for Hybrid Photovoltaic Thermal Collectors (PVT) / H. Haloui [et al.] // Energy Procedia. 2015. Vol. 74. P. 1213–1219.
3. Easily Realizable Heterojunction CdS/CuInSe₂ Thin-Films Photovoltaic Application / A. Mandjoub [et al.] // Chalcogenide Letters. 2015. Vol. 12, No 2. P. 59–66.
4. Infiltrated Photonic Crystals for Light-Trapping in CuInSe₂ Nanocrystal-Based Solar Cells / S. Dottermusch [et al.] // Optics Express. 2017. Vol. 25, No 12. P. A502–A514.
5. Sadewasser, S. Materials Efficient Deposition and Heat Management of CuInSe₂ Micro-Concentrator Solar Cells / S. Sadewasser, P. M. P. Salome, H. Rodriguez-Alvarez // Solar Energy Materials and Solar Cells. 2017. Vol. 159. P. 496–502.
6. Flexible CuInSe₂ Nanocrystal Solar Cells on Paper / V. R. Voggu [et al.] // ACS Energy Lett. 2017. Vol. 2, No 3. P. 574–581.
7. Davis, M. W. Prediction of Building Integrated Photovoltaic Cell Temperatures / M. W. Davis, A. H. Fanney, B. P. Dougherty // J. Sol. Energy Eng. 2001. Vol. 123, No 2. P. 200–210.
8. Есман, А. К. Повышение энергоэффективности тонкопленочных солнечных элементов на основе соединения CuIn_{1-x}Ga_xSe₂ / А. К. Есман, В. А. Потачиц, Г. Л. Зыков // Проблемы физики, математики и техники. 2016. Т. 1, № 26. С. 30–33.
9. Способ изготовления тонкопленочного солнечного элемента: пат. 20481 Респ. Беларусь: МПК Н 01L 31/18, Н 01L 31/0264 / А. К. Есман, В. К. Кулешов, Г. Л. Зыков [и др.]; дата публ. 30.10.2016.
10. Patel, Ch. Performance Improvement of Solar PV Cells Using Various Cooling Methods: a Review / Ch. Patel, P. Shah, A. I. Pandey // International Journal on Recent Trends in Computing and Communication. 2017. Vol. 5, Iss. 11. P. 194–198.
11. Повышение вырабатываемой электроэнергии тонкопленочным солнечным элементом на основе CuInSe₂ / А. К. Есман [и др.] // Инновационные технологии обучения физико-математическим и профессионально-техническим дисциплинам: материалы IX Междунар. науч.-практ. интернет-конф., Мозырь, 21–24 марта 2017 г. / УО МГПУ имени И. П. Шамякина; редкол.: И. Н. Ковальчук (отв. ред.) [и др.]. Мозырь, 2017. С. 138–139.
12. Есман, А. К. Высокоэффективный тонкопленочный солнечный элемент / А. К. Есман, В. А. Потачиц, Г. Л. Зыков // Приборостроение-2017: материалы X Междунар. науч.-техн. конф., 1–3 нояб. 2017 г., Минск / Белорусский национальный технический университет; редкол.: О. К. Гусев [и др.]. Минск: БНТУ, 2017. С. 364–366.
13. Analyze Thermal Effects with the Heat Transfer Module. USA, COMSOL, Inc. Режим доступа: <https://www.comsol.com/heat-transfer-module>. Дата доступа: 19.03.2018.
14. Алферов, Ж. И. Тенденции и перспективы развития солнечной фотоэнергетики / Ж. И. Алферов, В. М. Андреев, В. Д. Румянцев // Физика и техника полупроводников. 2004. Т. 38, вып. 8. С. 937–948.
15. A Review of Solar Photovoltaic Concentrators / M. Khamooshi [et al.] // International Journal of Photoenergy. 2014. Vol. 2014. P. 958521-1–17.
16. Parasol and Solar Irradiation. Created in COMSOL Multiphysics 5.3a. USA, COMSOL, Inc. Режим доступа: https://www.comsol.com/model/download/466231/applications.parasol_and_solar_irradiation.pdf. Дата доступа: 19.03.2018.

Поступила 19.03.2018

Подписана в печать 25.05.2018

Опубликована онлайн 28.09.2018

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-396-407>

УДК 621.316.925

Определение зоны повреждения по уровню токов короткого замыкания

Ф. А. Романюк¹⁾, Е. В. Булойчик¹⁾, М. А. Шевалдин¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (г. Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2018
Belarusian National Technical University, 2018

Реферат. Рассмотрены методы определения зоны повреждения по параметрам аварийного режима, которые могут быть использованы для улучшения показателей технического совершенства токовых защит линий распределительных сетей 6–10 кВ с односторонним питанием. Отмечено преимущество алгоритма определения зоны короткого замыкания (КЗ) по уровню аварийных токов по сравнению с дистанционным односторонним методом по параметрам поврежденной петли (петель). Предложено производить вычисление расчетной удаленности места КЗ на основе разностей токов поврежденных фаз, что обеспечивает независимость полученного результата от вида повреждения. Предложен способ повышения достоверности метода определения зоны короткого замыкания по уровню аварийных токов на основе информации о виде повреждения. Методом вычислительного эксперимента исследовано влияние нагрузочных токов и переходных сопротивлений различного уровня на величину и характер изменения погрешностей определения расчетного расстояния до места короткого замыкания. Определены уровни переходных сопротивлений относительно полного сопротивления линии в зависимости от места возникновения КЗ, при которых обеспечивается достоверное установление зоны повреждения, показано, что характер их изменения примерно одинаков для линий средней и большой длины. Показана целесообразность коррекции расчетного расстояния до места повреждения во многих случаях коротких замыканий через переходное сопротивление для повышения защитоспособности быстродействующей ступени токовой защиты. По результатам вычислительного эксперимента получены поправочные коэффициенты для коррекции величины аварийного тока, на основе которого производится определение зоны повреждения. Выполнена оценка работоспособности предложенного способа коррекции, показано, что его применение позволяет повысить достоверность определения зоны повреждения и расширить зону мгновенного отключения КЗ. Исследованы динамические свойства предложенного алгоритма для различных режимов работы линии. Установлено, что в наихудшем случае обеспечивается определение зоны короткого замыкания за время, не превышающее 27 мс.

Ключевые слова: линия электропередачи, токовая защита, техническое совершенство, зона короткого замыкания, относительная несимметрия, переходное сопротивление, быстродействие

Для цитирования: Романюк, Ф. А. Определение зоны повреждения по уровню токов короткого замыкания / Ф. А. Романюк, Е. В. Булойчик, М. А. Шевалдин // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 5. С. 396–407. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-396-407>

Адрес для переписки

Романюк Федор Алексеевич
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 331-00-51
faromanuk@bntu.by

Address for correspondence

Romaniuk Fiodar A.
Belarusian National Technical University
65/2 Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 331-00-51
faromanuk@bntu.by

Determination of the Fault Zone by the Level of Short-Circuit Currents

F. A. Romaniuk¹⁾, E. V. Buloichyk¹⁾, M. A. Shevaldin¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The methods of determination the fault zone according to the parameters of the emergency mode, which can be used to improve the performance of technical perfection of current protection lines of distributive 6–10 kV one-way power networks, are considered. The advantage of the algorithm of determination the zones of short circuit (SC) according to the level of emergency currents as compared to the remote unilateral method addressing the parameters of the damaged loop corrupted loops (loops) is noted. Calculation of the estimated distance to the point of SC on the basis of difference of damaged phase currents has been proposed, that enables the independence of the obtained result on the type of the fault. A technique for increasing the reliability of the method for determination the short-circuit zone by the level of emergency currents based on information about the type of damage has also been proposed. The effect of load currents and contact resistances of different levels on the magnitude and nature of the changes in the errors of the calculated distance to the short circuit was investigated by the method of computational experiment. The levels of contact resistances relative to the total resistance of the line depending on the place of SC occurrence are determined that provides reliable determination of the fault zone; it is demonstrated that the nature of their alteration is approximately the same for lines of medium and long length. The expediency of correction of the calculated distance to the fault location in many cases of short circuits through the contact resistance so to improve the protection capacity of the high-speed current protection stage is demonstrated. Based on the results of the computational experiment, correction factors for the correction of the value of the emergency current have been obtained; on the basis of the latter the fault zone is determined. The estimation of efficiency of the proposed method of correction has been carried out; it is shown that its application makes it possible to improve the accuracy of determination the fault zone and to expand the zone of instantaneous shutdown of short circuit. The dynamic properties of the proposed algorithm for different modes of the line operation have been investigated; it is ascertained that, in the worst case, the determination of the short circuit zone for a time not exceeding 27 ms is provided.

Keywords: power line, overcurrent protection, technical excellence, short circuit zone, relative asymmetry, contact resistance, speed performance

For citation: Romaniuk F. A., Buloichyk E. V., Shevaldin M. A. (2018) Determination of the Fault Zone by the Level of Short-Circuit Currents. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 61 (5) 396–407. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-396-407> (in Russian)

Введение

Функция определения зоны короткого замыкания (КЗ) по параметрам аварийного режима может быть использована в токовых ступенчатых защитах линий 6–10 кВ с односторонним питанием для повышения их технического совершенства. Так, для быстродействующей (первой) ступени токовой защиты, выполняющей функции токовой отсечки без выдержки времени (ТО), ток срабатывания выбирается из условия ее недействия в конце защищаемого участка [1, 2]. Данное обстоятельство обуславливает ограниченность зоны мгновенного отключения ТО, которая зависит от вида повреждения, режима работы сети и сокращается при наличии переходного сопротивления в месте повреждения, вследствие чего рассматривае-

мая ступень может стать неэффективной [2–5]. Введение в алгоритм функционирования токовой защиты функции определения зоны короткого замыкания позволяет уменьшить влияние отмеченных выше факторов и в ряде случаев добиться большей защитоспособности быстродействующей ступени.

Определение зоны короткого замыкания

В [3, 4] предложены методы определения зоны короткого замыкания на основе одностороннего дистанционного метода по параметрам поврежденной петли (петель). Место повреждения устанавливается путем сравнения расчетного расстояния $l_{*к}$ до точки КЗ, вычисленного по реактивной составляющей комплексного сопротивления поврежденной петли или петель, с длиной контролируемой линии. Метод обеспечивает расширение зоны мгновенного отключения до 95 % длины линии и повышает эффективность первой ступени при КЗ через переходное сопротивление, однако требует наличия цепей напряжения, что усложняет защиту и вызывает необходимость предусматривать контроль их исправности для исключения неправильных действий защиты в случае их нарушения. Поэтому в ряде случаев представляется целесообразным определять зону короткого замыкания и вычислять $l_{*к}$ только по уровню аварийных токов. Этот подход, предложенный в [5, 6], может применяться в сетях 6–10 кВ при наличии воздушных линий, питающих агропромышленную нагрузку. Отличительной особенностью таких линий является сравнительно большая протяженность при малом сечении проводов. Это обуславливает резкое изменение уровня тока КЗ по мере удаления точки повреждения от источника питания. Метод требует предварительного расчета токов трехфазного КЗ в контрольных точках, а для достоверного определения зоны повреждения при несимметричных КЗ в выражение для расчета $l_{*к}$ вводится коэффициент, величина которого выбирается в зависимости от вида короткого замыкания [6]:

$$l_{*к} = \frac{(kI_{к1}^{(3)} - I_{к2}^{(3)})I_{к2}^{(3)}}{(I_{к1}^{(3)} - I_{к2}^{(3)})I_{к}}, \quad (1)$$

где $I_{к1}^{(3)}$, $I_{к2}^{(3)}$ – рассчитанные по известным методикам токи трехфазного КЗ в начале ($I_{к1}^{(3)}$) и конце ($I_{к2}^{(3)}$) защищаемой линии; $I_{к}$ – среднее из двух или трех значений токов поврежденных фаз; k – коэффициент, учитывающий вид повреждения, $k^{(3)} = 1$, $k^{(2)} = \sqrt{3}/2$.

Как справедливо отмечено в [7], при двухфазных КЗ действующее значение разности токов поврежденных фаз будет наибольшим из трех петель AB , BC , CA и равным $\sqrt{3}I_{к}^{(3)}$. Для трехфазных КЗ для всех петель повреждения $I_{AB} = I_{BC} = I_{CA} = \sqrt{3}I_{к}^{(3)}$. С учетом этого обстоятельства из выражения (1) можно исключить коэффициент k и определять расчетную удаленность до точки короткого замыкания независимо от его вида

$$l_{*к} = \frac{(I_{кн} - I_{к})I_{кк}}{(I_{кн} - I_{кк})I_{к}}, \quad (2)$$

где $I_{кн}$, $I_{кк}$ – токи трехфазного КЗ в начале и конце защищаемой линии, умноженные на $\sqrt{3}$; $I_{к}$ – текущее значение тока КЗ, определяемое как наибольшее из действующих значений разностей фазных токов.

Алгоритм определения зоны повреждения для повышения его достоверности следует организовывать следующим образом:

– определяется расчетная удаленность до точки повреждения $l_{*к}$ согласно (2);

– если $l_{*к} \leq 1$, то короткое замыкание находится на защищаемой линии и расстояние до точки повреждения в именованных единицах может быть определено как

$$l_{к} = l_{*к}l_{л1}, \quad (3)$$

где $l_{л1}$ – фактическая длина защищаемой линии в именованных единицах;

– если $l_{*к} > 1$, то повреждение находится на смежной линии и для расчета расстояния от ее начала до места КЗ в (2) вместо $I_{кн}$ и $I_{кк}$ в начале и конце защищаемой линии подставляются соответствующие токи в начале и конце смежной линии;

– если $l_{*к} < 0$, то повреждение фиксируется на контролируемой линии, в противном случае общее расстояние от начала участка до места повреждения определяется по выражению

$$l_{к} = l_{л1} + l_{*к}l_{л2}, \quad (4)$$

где $l_{л2}$ – фактическая длина смежной линии в именованных единицах.

На достоверность определения зоны КЗ оказывает влияние множество факторов [3, 8], в том числе величина нагрузочных токов и переходного сопротивления в месте повреждения. На примере воздушных линий 10 кВ разной длины (10 и 15 км) при трех- и двухфазных КЗ в режимах холостого хода и с нагрузкой на рис. 1 показаны зависимости $R_{п}/Z_{л} = f(l_{*к})$ величины переходного сопротивления, отнесенного к полному сопротивлению защищаемой линии, от расстояния до точки повреждения, при которых зона короткого замыкания может быть установлена достоверно.

По результатам предварительных вычислительных экспериментов можно утверждать, что погрешности определения $l_{*к}$ при наличии переходного сопротивления в месте КЗ и по мере его увеличения будут возрастать независимо от вида повреждения и режима работы линии. Короткие замыкания через переходное сопротивление даже при малой его величине вблизи конца защищаемой линии будут восприниматься как внешние, причем чем ближе точка повреждения к концу участка, тем при меньших величинах $R_{п}$ зона КЗ будет установлена достоверно. Заметное влияние на величину допустимого переходного сопротивления оказывает вид короткого замыкания. Влияние величины нагрузочного тока ощутимо сказывается

при близких КЗ и снижается по мере удаления точки повреждения от места установки защиты.

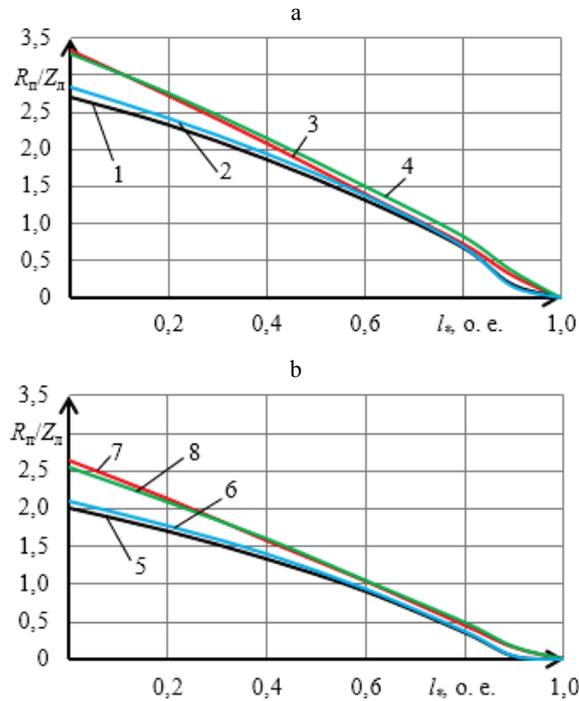


Рис. 1. Относительная величина переходного сопротивления, при которой обеспечивается достоверное установление зоны повреждения при трехфазных (а) и двухфазных (б) коротких замыканиях в режиме холостого хода (1, 2, 5, 6) и нагрузочном режиме (3, 4, 7, 8): 1, 3, 5, 7 – для линии длиной 15 км; 2, 4, 6, 8 – для линии длиной 10 км

Fig. 1. The relative magnitude of the contact resistance that provides the reliable determination the fault zone for three-phase (a) and two-phase (b) short circuits in the idle mode (1, 2, 5, 6) and load mode (3, 4, 7, 8): 1, 3, 5, 7 – for a line of 15 km long; 2, 4, 6, 8 – for a line of 10 km long

Удовлетворительные погрешности определения расчетной удаленности при КЗ в конце контролируемого и начале смежного участков, не приводящие к значительному сокращению зоны мгновенного отключения или неселективному действию защиты, могут быть получены при отсутствии R_n или относительно малых его значениях. Таким образом, в ряде случаев для повышения эффективности быстродействующей ступени токовой защиты целесообразно выполнять коррекцию расчетного расстояния до места повреждения. При этом осуществлять ее можно путем коррекции в (2) как текущего значения аварийного тока, так и предварительно рассчитанных и заданных токов КЗ в контрольных точках.

Для определения зоны повреждения по (2) не требуется выявление его вида, однако эта информация может быть использована для выполнения коррекции расчетной удаленности $l_{*к}$. При этом распознавание вида КЗ

производится на основе двух относительных несимметрий разностей фазных токов линий ΔI_1 и ΔI_2 согласно [9]:

$$\Delta I_1 = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{\min}}; \quad (5)$$

$$\Delta I_2 = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{\text{mid}} - I_{\min}}, \quad (6)$$

где I_{\max} , I_{mid} , I_{\min} – наибольшее, среднее и наименьшее действующие значения разностей фазных токов линии.

Путем анализа результатов большого количества вычислительных экспериментов были получены выражения для расчета поправочных коэффициентов и определены условия их применения, позволяющие как удовлетворить требованию селективного действия токовой отсечки без выдержки времени, так и установить зону повреждения с приемлемой достоверностью и обеспечить повышение защитоспособности быстродействующей ступени защиты. Для определения случаев, когда необходимо вводить коррекцию, достаточно контролировать по уровню только относительную несимметрию ΔI_1 , рассчитанную согласно (5).

Характер изменения $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}} = f(l^*)$ для линий разной длины в идентичных условиях примерно одинаков (рис. 1), что позволяет рассматривать предлагаемый алгоритм как универсальный для линий 6–10 кВ средней и большой длины.

Определение корректирующих коэффициентов

Расчетная удаленность до точки повреждения при условии, когда коррекции подвергается текущее значение тока короткого замыкания, определяется как

$$l_{*к} = \frac{(I_{\text{кн}} - I_{\text{к}} K_{\text{п}}) I_{\text{кк}}}{(I_{\text{кн}} - I_{\text{кк}}) I_{\text{к}} K_{\text{п}}}, \quad (7)$$

где $I_{\text{кн}}$, $I_{\text{кк}}$, $I_{\text{к}}$ – то же, что и в (2); $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент.

При металлических двухфазных КЗ на нагруженной линии и относительно малых значениях переходного сопротивления, когда уровень относительной несимметрии разностей фазных токов $\Delta I_1 \geq 0,95$, необходимость в коррекции отсутствует и $K_{\text{п}} = 1$. При $\Delta I_1 < 0,95$ независимо от уровня ΔI_2 поправочный коэффициент определяется по выражению

$$K_{\text{п}} = 2 - \Delta I_1, \quad (8)$$

где ΔI_1 – уровень относительной несимметрии, определяемый по (5).

Следует отметить, что для несимметричных КЗ на ненагруженной линии любого рода коррекция на основе относительной несимметрии то-

ков ΔI_1 не представляется возможной, так как независимо от уровней переходных сопротивлений и месторасположения повреждения ΔI_1 практически не изменяется ($\Delta I_1 = 1$), а использовать с этой целью относительную несимметрию ΔI_2 не позволяет значительный разброс ее значений [9]. При этом в указанном режиме принятое выражение для поправочного коэффициента не повлияет на результат расчета $I_{*к}$, что исключает необходимость выявления вида нагрузочного режима для обеспечения достоверного установления зоны короткого замыкания.

При металлических трехфазных КЗ и относительно малых значениях переходных сопротивлений, когда уровень относительной несимметрии разностей фазных токов $\Delta I_1 < 0,14$, необходимость в коррекции отсутствует и $K_{п} = 1$. В противном случае, когда $\Delta I_1 \geq 0,14$, независимо от уровня ΔI_2 поправочный коэффициент определяется как

$$K_{п} = \frac{I_{AB} + I_{BC} + I_{CA}}{3I_{\min}}, \quad (9)$$

где I_{AB} , I_{BC} , I_{CA} – действующее значение разностей фазных токов; I_{\min} – наименьшее из них.

Принятый способ коррекции работоспособен при трехфазных КЗ как на нагруженной, так и на ненагруженной линиях.

Результаты исследования работоспособности метода

Исследование работоспособности предложенного алгоритма с учетом погрешностей, вносимых измерительными преобразователями тока, проводилось методом вычислительного эксперимента посредством программного комплекса, реализующего математическую модель радиальной сети напряжением 6–10 кВ с изолированной нейтралью и односторонним питанием [10, 11]. Предельное значение переходного сопротивления $R_{п}/Z_{л} = 3$, при котором проверялось поведение алгоритма, принято исходя из условия удовлетворения требуемой чувствительности последней (в общем случае третьей) медленнодействующей ступени (максимальная токовая защита), которая по уровню тока срабатывания отстраивается от наибольшего рабочего тока с учетом самозапуска электродвигательной нагрузки.

Оценка способа повышения достоверности определения зоны КЗ по уровню аварийных токов производилась по следующим показателям:

– относительная погрешность δ определения расчетного расстояния до точки повреждения позволяет оценить сокращение зоны мгновенного отключения в различных режимах работы сети и видах КЗ, определить пределы работоспособности метода и критерии обеспечения селективного действия защиты при одновременном сохранении эффективности быстродействующей ступени в неблагоприятных условиях. Определяется по выражению

$$\delta = \frac{l_{*к} - l_{*ф}}{l_{*ф}} \cdot 100 \%, \quad (10)$$

где $l_{*ф}$ – фактическое расстояние до места повреждения;

– время установления зоны повреждения – быстродействие метода является одним из решающих факторов, так как предложенный алгоритм рассматривается как способ повышения защитоспособности первой ступени токовой защиты, работающей без выдержки времени.

Анализ работоспособности метода при двухфазных КЗ выполнялся для нагруженного режима, так как при несимметричном повреждении на ненагруженной линии коррекция не производится. Следует отметить, что при этом зона мгновенного отключения составляет не менее 90 % длины линии при металлических коротких замыканиях и сокращается до 58 % при $R_{п}/Z_{л} = 1$. Быстродействующая ступень считается эффективной, если охватывает не менее 20 % длины линии [2], зона мгновенного отключения коротких замыканий на ненагруженной линии удовлетворяет этому условию при изменении переходного сопротивления в месте повреждения вплоть до $R_{п}/Z_{л} \leq 1,72-1,75$ (рис. 1b, зависимости 5, 6).

При трехфазных КЗ коррекция расчетного расстояния $l_{*к}$ производится независимо от режима работы линии. Однако короткие замыкания через переходное сопротивление на ненагруженной линии характеризуются меньшими погрешностями определения $l_{*к}$, чем аналогичные повреждения при наличии тока нагрузки. При отсутствии переходного сопротивления в месте короткого замыкания и относительно малых его значениях погрешности определения расчетной удаленности могут иметь отрицательный знак, в том числе при КЗ в конце защищаемой линии, где, с точки зрения обеспечения селективности действия ТО и сокращения зоны мгновенного отключения, точность определения $l_{*к}$ особенно важна. При повреждении в конце контролируемой линии в режиме холостого хода и относительно малых $R_{п}$ указанные погрешности меньше по абсолютному значению. По этим соображениям нагруженный режим был выбран для анализа работоспособности предложенного алгоритма как наиболее тяжелый. Отметим только, что при изменении относительной величины переходного сопротивления в пределах $R_{п}/Z_{л} = 0-3$ зона мгновенного отключения трехфазных КЗ на ненагруженной линии будет составлять не менее 95–70 % соответственно. Для сравнения, при отсутствии коррекции $l_{*к}$ зона действия быстродействующей ступени снижается до 20 % уже при $R_{п}/Z_{л} = 2,3-2,4$ (рис. 1a, зависимости 1, 2).

Зависимости $\delta = f(l^*)$ при трех- и двухфазных КЗ на нагруженной линии, построенные с учетом предложенного способа коррекции по результатам вычислительного эксперимента, представлены на рис. 2, 3. Место повреждения фиксируется на защищаемой линии при $l^* \leq 1$, в противном случае – на смежной. Зависимость 1 (рис. 2, 3) представляет собой кривую предельных погрешностей δ_{\max} , ограничивающую диапазон допустимых значений δ , при которых место повреждения будет установлено достовер-

но. Для этого необходимо выполнение условий: при КЗ в пределах контролируемой линии значения относительных погрешностей должны лежать ниже кривой 1, а при внешних КЗ – выше.

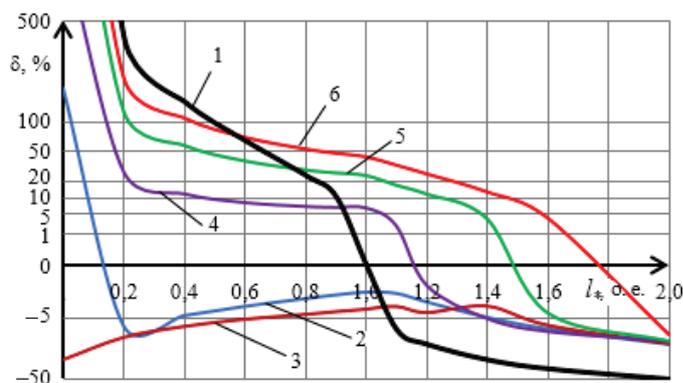


Рис. 2. Относительные погрешности определения $l_{*к}$ при трехфазных коротких замыканиях (КЗ): 1 – кривая предельных погрешностей; 2 – металлические КЗ; 3, 4, 5, 6 – КЗ через переходное сопротивление с $R_{п}/Z_{л} = 0,5; 1; 2; 3$

Fig. 2. Relative errors of determination of $l_{*к}$ for three-phase short circuits (SC): 1 – curve of limit errors; 2 – metal SC; 3, 4, 5, 6 – short circuit through contact resistance with $R_{п}/Z_{л} = 0,5; 1; 2; 3$

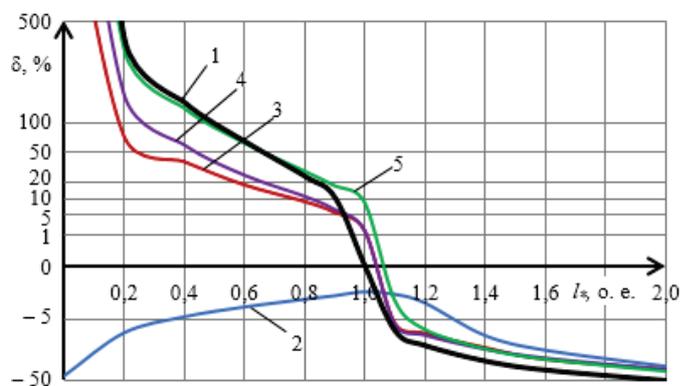


Рис. 3. Относительные погрешности определения расчетной удаленности точки повреждения при двухфазных коротких замыканиях:

1, 2, 3, 4, 5 – то же, что на рис. 2

Fig. 3. Relative error of determination of the calculated distance to fault points for two-phase short circuits: 1, 2, 3, 4, 5 – the same as in fig. 2

С ростом величины переходного сопротивления в месте повреждения погрешности определения $l_{*к}$ возрастают. Для металлических КЗ независимо от их вида характерно занижение расчетной удаленности точки повреждения как в пределах защищаемой линии, так и на смежной. То же можно сказать и про трехфазные КЗ с малым переходным сопротивлением ($R_{п}/Z_{л} < 1$), за исключением повреждений, близких к месту установки защиты. Зависимости $\delta = f(l_{*к})$ при двухфазных КЗ через переходное сопро-

тивление $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}} \geq 0,5$ и трехфазных с $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}} \geq 1$ носят аналогичный характер. При этом для коротких замыканий в пределах защищаемой линии характерно завышение $I_{*к}$ и, как следствие, сокращение зоны мгновенного отключения, а при $l_* \geq 1$ – завышение при близких и занижение при удаленных КЗ, но на величину, не превышающую δ_{max} .

Степень занижения расчетной удаленности в наихудшем случае при КЗ в конце защищаемой линии не превышает 5 %, что позволяет принять пороговое относительное значение фактической длины линии, путем сравнения с которым фиксируется зона повреждения, $l_{*п,ф} = 0,90-0,95$.

При трехфазных металлических КЗ на нагруженной линии $\Delta I_1 < 0,14$ и коррекция не производится, а зона мгновенного отключения с учетом имеющихся по тем или иным причинам погрешностей составляет до 95 % длины линии. При изменении переходного сопротивления в диапазоне $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}} = 0,5-3,0$ зона мгновенного отключения охватывает до 95–56 % линии (рис. 2). При отсутствии коррекции и тех же величинах $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}}$ зона действия токовой отсечки без выдержки времени сокращается до 74–12 % соответственно, а наибольшее значение переходного сопротивления, при котором ТО считается эффективной, $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}} = 2,73$ (рис. 1а, зависимости 3, 4).

При двухфазных металлических КЗ на нагруженной линии и отсутствии коррекции ($\Delta I_1 \geq 0,95$) зона действия быстродействующей ступени охватывает не менее 90 % линии, а при $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}} = 0,5-1,0$ до 90 % (рис. 3, зависимости 3, 4). При $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}} = 2,0$ зона мгновенного отключения составляет до 63 % (рис. 3, зависимость 5). При тех же уровнях переходного сопротивления, но в случае отсутствия коррекции, зона действия ТО составляет порядка: 79 % – при $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}} = 0,5$; 62 % – при $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}} = 1$; 24 % – при $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}} = 2$ (рис. 1б, зависимости 7, 8).

Динамические характеристики алгоритма определения зоны КЗ, представлены на рис. 4.

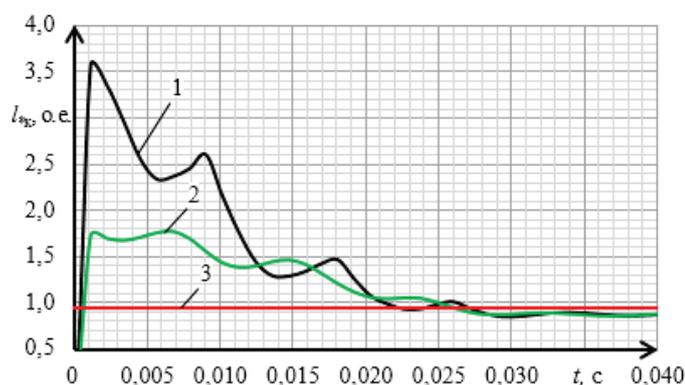


Рис. 4. Динамические характеристики алгоритма определения зоны коротких замыканий: 1 – трехфазное КЗ; 2 – двухфазное КЗ; 3 – принятое пороговое значение $I_{*п,ф} = 0,95$

Fig. 4. Dynamic characteristics of the short circuit zones determination algorithm: 1 – three-phase CS; 2 – two-phase CS; 3 – accepted threshold value $I_{*п,ф} = 0.95$

Эти характеристики позволяют оценить быстродействие предложенного метода, которое численно может быть определено как интервал времени от момента возникновения короткого замыкания и до момента времени, когда расчетная удаленность $l_{*к}$ достигнет принятого по результатам вычислительного эксперимента порогового значения $l_{*н,ф} = 0,95$.

Согласно приведенным динамическим характеристикам, которые построены для наихудшего случая, когда быстродействие алгоритма минимально, предложенные решения позволяют установить зону повреждения при двух- и трехфазных КЗ за время, не превышающее 27 мс.

ВЫВОДЫ

1. Зона повреждения на линиях 6–10 кВ с односторонним питанием при металлических коротких замыканиях независимо от их вида может быть установлена с приемлемой достоверностью путем контроля разностей токов коротких замыканий поврежденных фаз.

2. Достоверность определения зоны короткого замыкания по уровню аварийных токов при наличии переходных сопротивлений может быть повышена за счет применения поправочных коэффициентов, полученных по результатам большого числа вычислительных экспериментов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев, А. М. Релейная защита электроэнергетических систем / А. М. Федосеев, М. А. Федосеев. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1992. 528 с.
2. Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. М.: Энергоатомиздат, 1998. 800 с.
3. Повышение достоверности определения зоны короткого замыкания на линиях 6–35 кВ / Ф. А. Романюк [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 1. С. 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-5-14>.
4. Романюк, Ф. А. Определение места короткого замыкания на линиях радиальных сетей с односторонним питанием / Ф. А. Романюк, А. А. Тишечкин, Е. В. Булойчик // Наука и техника. 2012. № 4. С. 69–73.
5. Романюк, Ф. А. Определение места повреждения на линиях напряжением 6–35 кВ с односторонним питанием / Ф. А. Романюк, М. А. Шевалдин // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2014. № 5. С. 5–14.
6. Романюк, Ф. А. Принципы выполнения токовой защиты линий с односторонним питанием от междуфазных коротких замыканий / Ф. А. Романюк, М. А. Шевалдин // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2015. № 1. С. 5–11.
7. Analysis of an Adaptive Overcurrent Relay for Transmission and Distribution Lines / C. Yanxia [et al.] // Transmission and Distribution Conference and Exposition, New Orleans, 7–12 Sept. 2003 / IEEE PES. 2003. Vol. 1. P. 250–255.
8. Шнеерсон, Э. М. Дистанционные защиты / Э. М. Шнеерсон. М.: Энергоатомиздат, 1986. 448 с.
9. Определение вида повреждения в токовых защитах линий электропередачи 6–35 кВ / Ф. А. Романюк [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 6. С. 497–504. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-6-497-504>.

10. Романюк, Ф. А. Информационное обеспечение вычислительного эксперимента в релейной защите и автоматике энергосистем / Ф. А. Романюк, В. И. Новаш. Минск: ВУЗ-ЮНИТИ, 1998. 174 с.
11. Новаш, И. В. Математическое моделирование коммутационных режимов в электроустановках с трансформаторами / И. В. Новаш, Ф. А. Романюк. Минск: БНТУ, 2013. 225 с.

Поступила 06.06.2018 Подписана в печать 07.08.2018 Опубликовано онлайн 28.09.2018

REFERENCES

1. Fedoseev A. M., Fedoseev M. A. (1992) *Relay Protection of Electric Power Systems*. 2nd Ed. Moscow, Energoatomizdat Publ. 528 (in Russian).
2. Chernobrovov N. V., Semenov V. A. (1998) *Relay Protection of Power Systems*. Energoatomizdat Publ. 800 (in Russian).
3. Romaniuk F. A., Buloychik E. V., Huryanchyk O. A., Kachenya V. S. (2018) The Reliability of Determining the Short Circuit Zone of the Lines of 6–35 kV. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (1), 5–14 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-5-14>.
4. Romaniuk F. A., Tishechkin A. A., Buloychik E. V. (2012) Detection of Short Circuit Location in Radial Network Lines with One-Side Supply. *Nauka i Tekhnika = Science and Technique*, (4), 69–73 (in Russian).
5. Romaniuk F. A., Shevaldin M. A. (2014) Detection of Fault Location on the Power Lines 6–35 kV with Unilateral Feed. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, (5), 5–14 (in Russian).
6. Romaniuk F. A., Shevaldin M. A. (2015) Principles of Implementation of Current Protection from Interphase Short-Circuits on the Power Lines with Unilateral Feed. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, (1), 5–11 (in Russian).
7. Yanxia C., Xianggen Y., Zhe Z., Deshu C. (2003) The Research of the Overcurrent Relays Based on Phase-to-Phase Differential Current-Adaptive Setting and Coordination. *Transmission and Distribution Conference and Exposition. 2003 IEEE PES*, 1, 250–255. <https://doi.org/10.1109/tde.2003.1335228>.
8. Shneerson E. M. (1986) *Remote Protection*. Energoatomizdat Publ. 448 (in Russian).
9. Romaniuk F. A., Buloychik E. V., Huryanchyk O. A., Shevaldin M. A. (2017) Determining a Type of a Damage in the Current Protection of Power Lines of 6–35 kV. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (6), 497–504 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-6-497-504>.
10. Romaniuk F. A., Novash V. I. (1998) *Information Support of Computing Experiment in Relay Protection and Automation of Power Systems*. Minsk, VUZ-YuNITI Publ. 174 (in Russian).
11. Novash I. V., Romaniuk F. A. (2013) *Mathematical Modeling of Switching Modes in Electrical Installations with Transformers*. Minsk, BNTU. 225 (in Russian).

Received: 6 June 2018

Accepted: 7 August 2018

Published online: 28 September 2018

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-408-422>

УДК 621.311:017

Расчет технологического расхода (потерь) электроэнергии в современных распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ

М. И. Фурсанов¹⁾, А. А. Золотой¹⁾, В. В. Макаревич¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (г. Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2018
Belarusian National Technical University, 2018

Реферат. Новые условия функционирования электроэнергетики, повышение требований к технологическому состоянию отрасли предопределили переход к реструктуризации электрических сетей на базе инновационной структуры SMART GRID. Это приводит к совершенствованию традиционных задач расчета и анализа режимов и технологического расхода (потерь) электроэнергии. Авторами разработана перспективная методика оперативных расчетов технических потерь электроэнергии в современных электрических сетях 0,38–10 кВ на основе телемеханических графиков нагрузок на головных участках распределительных линий, в местах дополнительной установки цифровых приборов учета и источников распределенной генерации. В методике предложен новый способ определения потоков электрической энергии на участках распределительных линий. Делается это следующим образом. Вначале по данным дополнительных телеизмерений сети и с учетом рассчитанных потерь холостого хода трансформаторов вычисляются потоки электроэнергии на головных участках линий 6–10 кВ. Затем по полученным данным и замеренным значениям графиков активной и реактивной энергии на головных участках определяются потоки электроэнергии, предназначенные для их последующего распределения по всем участкам сети 0,38–10 кВ с учетом нагрузочных потерь электроэнергии и коэффициентов распределения потоков. Коэффициенты распределения представляют собой доли рассчитанных фазных нагрузок сети 0,38 кВ от их суммарной величины. Приведены основные аналитические соотношения по оценке потерь и режима и пример расчета технологического расхода (потерь) электроэнергии в общей схеме распределительной сети 0,38; 6 и 10 кВ. Пример выполнен для одной (первой) ступени графиков нагрузки.

Ключевые слова: реструктуризация, распределительная сеть 0,38–10 кВ, режим, потери, телемеханика, график нагрузки, расчет, участок, источник распределенной генерации, технологический расход электроэнергии

Для цитирования: Фурсанов, М. И. Расчет технологического расхода (потерь) электроэнергии в современных распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 5. С. 408–422. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-408-422>

Адрес для переписки

Фурсанов Михаил Иванович
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел: +375 17 292-65-82
elsyst@bntu.by

Address for correspondence

Fursanov Mishail I.
Belarusian National Technical University
65/2 Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 292-65-82
elsyst@bntu.by

Calculation of Technological Consumption (Loss) of Electricity in Modern 0.38–10 kV Electrical Distribution Networks

M. I. Fursanov¹⁾, A. A. Zalotoy¹⁾, V. V. Makarevich¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. New conditions of functioning of electric power industry, tougher of requirements to technological condition of the industry predetermined transition to restructuring of electric networks on the basis of innovative structure of SMART GRID. This leads to the improvement of traditional tasks of calculation and analysis of modes and technological consumption (loss) of electricity. The authors have developed a promising method of operational calculations of technological losses of electricity in modern electrical networks of 0.38–10 kV on the basis of telemechanical graphs of loads on the head sections of distribution lines, in the area of additional installation of digital metering devices and of sources of distributed generation. The method proposes a new technique for determining the flow of electric energy in the sections of distribution lines. This is done as follows. First, according to the data of additional measurements of the network and taking into account the calculated no-load losses of transformers, electricity flows are calculated in the head sections of 6–10 kV lines. Then, according to the obtained data and the measured values of the active and reactive energy graphs of the head sections, the electric power flows targeted for their subsequent distribution over all sections of the 0.38–10 kV network are determined, taking into account the load losses of electricity and the flow distribution coefficients. The distribution coefficients are the fractions of the calculated phase loads of the 0.38 kV network of their total value. Then, according to the obtained data and the measured values of the active and reactive energy graphs on the head sections, the electric power flows intended for their subsequent distribution over all sections of the 0.38–10 kV network are determined, taking into account the load losses of electricity and the flow distribution coefficients. The basic analytical relations concerning the estimation of losses and mode as well as an example of calculation of technological consumption (loss) of electricity in the general scheme of the distribution network of 0.38; 6 and 10 kV are given. The latter is performed for a single (first) stage of load graphs.

Keywords: restructuring, 0.38–10 kV distribution network, mode, losses, telemechanics, load graph, calculation, section, source of distributed generation, process power consumption

For citation: Fursanov M. I., Zalotoy A. A., Makarevich V. V. (2018) Calculation of Technological Consumption (Loss) of Electricity in Modern 0.38–10 kV Electrical Distribution Networks. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 61 (5) 408–422. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-408-422> (in Russian)

Введение

Новые условия функционирования электроэнергетики, повышение требований к технологическому состоянию отрасли, надежности систем в большинстве развитых стран predetermined переход к реструктуризации электрических сетей энергосистем на базе инновационной структуры SMART GRID (интеллектуальных электрических сетей) [1, 2–10]. Реструктуризация представляет собой не только обновление основных производственных фондов, текущих и инвестиционных активов электрических сетей (проводников, трансформаторов, коммутационных аппаратов, паспортизации...), но и применение новых оперативно-информационных комплексов (ОИК), включающих: устройства телеизмерения параметров ре-

жима электрических сетей, сбор и агрегирование информации, каналы связи, базы данных, системы отображения параметров режима и адекватное программное обеспечение. ОИК по-другому обрабатывают результаты телеизмерений и более эффективно решают традиционные и перспективные задачи расчета и анализа установившихся режимов [1, 11] и прежде всего – технологического расхода (потерь) электроэнергии в многообъемных распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ [1, 8, 9].

Разработанная авторами методика оперативных расчетов технических потерь электроэнергии в современной электрической сети 0,38–10 кВ показана на примере схемы рис. 1, представленной в виде пофазной схемы замещения на рис. 2. Схема рис. 1 состоит из распределительной линии 10 кВ (линейные участки 1–2, 2–3, 3–4, 4–5; трансформаторы: понижающий трансформатор ТП 5 10/0,4 кВ с номерами 5–51; трансформатор связи 10/6 кВ: номера 7–8), линии 6 кВ (линейный участок 8–9 и понижающий трансформатор ТП 9 6/0,4 кВ: номера 9–10) и двух линий 0,38 кВ: трехфазной линии КЛ-1 (номера 10–04) и воздушной линии ВЛ-1 (участок 51–1, фазы *A*, *B* и *C*; участки 1–2 и 1–11, фазы *A*, *B*, *C*; участок 2–3, фаза *A* и участок 2–21, две фазы – *A* и *B*). Режимная информация по сети задана тремя получасовыми графиками активных и реактивных мощностей – на головном участке 1–2 линии 10 кВ и в двух местах установки цифровых приборов телемеханического учета (ТУ): нагрузки на шине 9 ТП 9 и генерирующего источника ТП 5 (узел 5; *P*, *Q* график ТУ).

Современный месячный график нагрузки состоит из 1488 получасовых (Δt) измерений, поэтому в примере использована только одна (принята первая) ступень графика.

Режимные данные схемы для первой ступени графиков:

- на головном участке линии 10 кВ: $P_{гy(1)} = 40$ кВт; $Q_{гy(1)} = 37$ квар; $U_{cp(1)}^{10} = 10,4$ кВ; $U_{cp(1)}^6 = U_{cp(1)}^{10} \cdot (U_{ном}^6 / U_{ном}^{10}) = 6,24$ кВ; $W_{pгy(1)} = P_{гy(1)} \Delta t = 40 \cdot 0,5 = 20$ кВт·ч; $W_{qгy(1)} = Q_{гy(1)} \Delta t = 37 \cdot 0,5 = 18,5$ квар·ч;

- на ТП 5: $P_{5(1)} = -6$ кВт; $Q_{5(1)} = -5,55$ квар; $W_{p5(1)} = -3$ кВт·ч; $W_{q5(1)} = -2,775$ квар·ч;

- на ТП 9: $P_{9(1)} = 4$ кВт; $Q_{9(1)} = 3,7$ квар; $W_{p9(1)} = 2$ кВт·ч; $W_{q9(1)} = 1,85$ квар·ч.

Параметры трансформатора ТП 5: $\Delta P_{x5} = 0,73$ кВт; $\Delta Q_{x5} = 6,5$ квар; $U_{вн5} = 10,5$ кВ; $U_{нн5} = 0,4$ кВ; $R_{5-51} = 26,46$ Ом; $X_{5-51} = 60,64$ Ом.

Параметры трансформатора ТП 9: $\Delta P_{x9} = 0,31$ кВт; $\Delta Q_{x9} = 2,6$ квар; $U_{вн9} = 6,3$ кВ; $U_{нн9} = 0,4$ кВ; $R_{9-10} = 7,819$ Ом; $X_{9-10} = 17,861$ Ом.

Параметры трансформатора связи 7–8: $\Delta P_{x7-8} = 3,3$ кВт; $\Delta Q_{x7-8} = 25,6$ квар; $U_{вн7-8} = 10$ кВ; $U_{нн7-8} = 6$ кВ; $R_{7-8} = 0,703$ Ом; $X_{7-8} = 3,4375$ Ом.

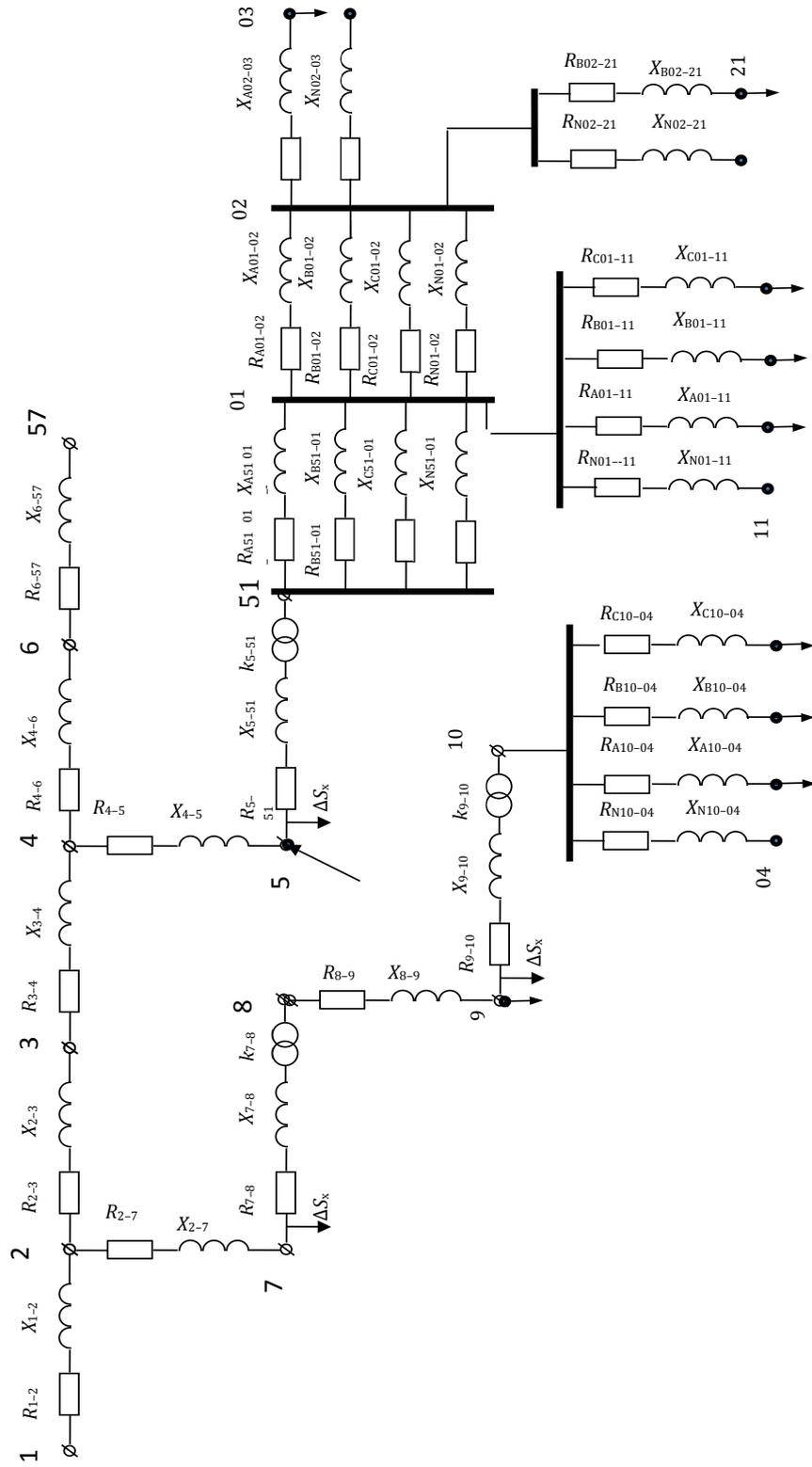


Рис. 2. Схема замещения электрической сети рис. 1
 Fig. 2. The equivalent circuit of the electrical network if fig. 1

Сопровитвления линейных участков схемы рис. 1 приведены в табл. 1.

Таблица 1

Сопровитвления линейных участков схемы рис. 1
 Resistance of linear sections of the circuit of fig. 1

Линия 6–10 кВ			Линия 0,38 кВ								
Номер участка	R, Ом	X, Ом	Участок	Фаза А		Фаза В		Фаза С		Нулевой провод	
				R, Ом	X, Ом	R, Ом	X, Ом	R, Ом	X, Ом	R, Ом	X, Ом
1–2	0,315	0,187	51–01	0,084	0,01580	0,084	0,01580	0,084	0,0158	0,084	0,01580
2–3	0,315	0,187	01–02	0,118	0,01800	0,118	0,01800	0,118	0,0180	0,118	0,01800
3–4	0,315	0,187	02–03	0,233	0,01434					0,233	0,01434
4–5	0,315	0,187	01–11	0,118	0,01800	0,118	0,01800	0,118	0,0180	0,118	0,01800
2–7	0,315	0,187	02–21			0,233	0,01434			0,233	0,01434
8–9	0,315	0,187	10–04	0,210	0,03950	0,210	0,03950	0,210	0,0395	0,210	0,03950

Для выбранной ступени графика нагрузки суммарные технические потери активной электроэнергии ΔW_p составят

$$\Delta W_p = \Delta W_{p10} + \Delta W_{p6} + \Delta W_{p0,38}, \quad (1)$$

где ΔW_{p10} , ΔW_{p6} – потери электроэнергии в распределительной линии 10 и 6 кВ; $\Delta W_{p0,38}$ – то же в сети 0,38 кВ;

$$\Delta W_{p10} = \sum_1^4 \Delta W_{p_{ij}} + \sum_1^2 \Delta W_{p_{Tij}} + \sum_1^2 \Delta W_{p_{xij}}; \quad (2)$$

$$\Delta W_{p6} = \Delta W_{p_{8-9}} + \Delta W_{p_{T9-10}} + \Delta W_{p_{x9-10}}; \quad (3)$$

$$\Delta W_{p0,38} = \sum_1^6 \Delta W_{p_{0,38ij}}; \quad (4)$$

$\Delta W_{p_{ij}}$ – нагрузочные потери электроэнергии в линейных ветвях $i-j$ 10 и 6 кВ; $\Delta W_{p_{Tij}}$ – то же в трансформаторах; $\Delta W_{p_{xij}}$ – потери холостого хода в трансформаторах; $\Delta W_{p_{0,38ij}}$ – то же на участках схемы 0,38 кВ.

Величина нагрузочных потерь электроэнергии $\Delta W_{p_{ij}}$ за период Δt на каждом участке тестовой схемы определяется по формуле

$$\Delta W_{p_{ij}} = \frac{W_{p_{ij}}^H + W_{q_{ij}}^H}{U_{cpi}^2 \Delta t} R_{ij}, \quad (5)$$

где $W_{p_{ij}}^H$, $W_{q_{ij}}^H$ – потоки активной и реактивной электроэнергии в начале каждого $i-j$ участка схемы; U_{cpi} – напряжение в начале участка; r_{ij} – активное сопротивление участка.

Значения ΔW_{pxij} вычисляются следующим образом:

$$\Delta W_{pxij} = \Delta P_{xij} \Delta t \left(\frac{U_{cpi}}{U_{vni}} \right)^2, \quad (6)$$

где U_{vni} – каталожные данные напряжений холостого хода; U_{cpi} – фактическое (расчетное) напряжение на стороне высшего напряжения трансформаторов 10 и 6 кВ.

Перспективной особенностью предложенной методики является определение потоков электрической энергии $W_{p ij}^H$ и $W_{q ij}^H$, в отличие от традиционного подхода [1, 11], по данным телемеханических графиков нагрузок на головных участках распределительных линий, дополнительно установленных цифровых приборов и источников распределенной генерации.

Значения установленных активных $P_{уст}$ и реактивных $Q_{уст}$ мощностей нагрузок фаз линий 0,38 кВ и доли активной и реактивной мощностей первой ступени заданных типовых графиков нагрузки узлов $P_{(1)}^*$, $Q_{(1)}^*$ приведены в табл. 2.

Таблица 2

Параметры нагрузок и типовых графиков нагрузки линий 0,38 кВ
0.38 kV lines load parameters and typical load graphs parameters

Номер узла	Фаза А				Фаза В				Фаза С			
	$P_{уст}$, кВт	$P_{(1)}^*$, о. е.	$Q_{уст}$, кВт	$Q_{(1)}^*$, о. е.	$P_{уст}$, кВт	$P_{(1)}^*$, о. е.	$Q_{уст}$, кВт	$Q_{(1)}^*$, о. е.	$P_{уст}$, кВт	$P_{(1)}^*$, о. е.	$Q_{уст}$, кВт	$Q_{(1)}^*$, о. е.
03	5	0,359	3	0,359								
04	10	0,300	7	0,300	10	0,300	7	0,300	10	0,300	7	0,300
11	5	0,359	3	0,359	5	0,359	3	0,359	5	0,359	3	0,359
21					7	0,359	5	0,359				

Расчет технологического расхода (потерь) электроэнергии в распределительной сети 0,38–10 кВ по разработанной методике выполняется следующим образом.

1. Вначале по данным табл. 2 вычисляются расчетные значения мощностей потребителей 0,38 кВ. Пример определения нагрузки фазы А в узле 03:

$$P_{нА 03(1)} = P_{устА 03} P_{03А(1)}^* = 5 \cdot 0,359 = 1,795 \text{ кВт};$$

$$q_{нА 03(1)} = Q_{устА 03} Q_{03А(1)}^* = 3 \cdot 0,359 = 1,077 \text{ квар.} \quad (7)$$

Результаты расчета приведены в табл. 3.

Таблица 3

Расчетные значения мощностей потребителей 0,38 кВ

$$(p_{н\Sigma(1)} = 18,693 \text{ кВт}, q_{н\Sigma(1)} = 12,403 \text{ квар})$$

The calculated values of the power of consumers 0.38 kV

$$(p_{н\Sigma(1)} = 18.693 \text{ kW}, q_{н\Sigma(1)} = 12.403 \text{ kvar})$$

Номер узла	Фаза А		Фаза В		Фаза С		Σ	
	$p_{н}$, кВт	$q_{н}$, квар						
03	1,795	1,077					1,795	1,077
04	3,000	2,100	3,000	2,100	3,000	2,100	9,000	6,300
11	1,795	1,077	1,795	1,077	1,795	1,077	5,385	3,231
21			2,513	1,795			2,513	1,795
Σ							18,693	12,403

2. По данным табл. 1 и 2 в относительных единицах вычисляются доли (коэффициенты распределения) $k_{нр(1)}$, $k_{нq(1)}$ рассчитанных нагрузок $p_{ннк}$, $q_{ннк}$ от их суммарной величины:

$$k_{нрА 03(1)} = \frac{p_{нА 03(1)}}{p_{н\Sigma(1)}} = \frac{1,795}{18,693} = 0,096 \text{ о. е.};$$

$$k_{нqА 03(1)} = \frac{q_{нА 03(1)}}{q_{н\Sigma(1)}} = \frac{1,077}{12,403} = 0,087 \text{ о. е.}$$

Результаты расчета представлены в табл. 4.

Таблица 4

Коэффициенты распределения фазных нагрузок потребителей

The distribution coefficients of the phase customer loads

Номер узла	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	$k_{нр(1)}$, о. е.	$k_{нq(1)}$, о. е.	$k_{нр(1)}$, о. е.	$k_{нq(1)}$, о. е.	$k_{нр(1)}$, о. е.	$k_{нq(1)}$, о. е.
03	0,096	0,087				
04	0,160	0,169	0,160	0,169	0,160	0,169
11	0,096	0,087	0,096	0,087	0,096	0,087
21			0,134	0,145		

3. По данным табл. 4 на основе традиционного принципа потокораспределения в разомкнутой электрической сети [1, 11] определяются фазные значения коэффициентов распределения $k_{нр(1)}$, $k_{нq(1)}$ на всех ветвях рассматриваемой сети. Пример выполнен для линии 0,38 кВ – ВЛ-1:

$$k_{нрА 01-02(1)} = k_{нрА 03(1)} = 0,096 \text{ о. е.};$$

$$k_{нрВ 01-02(1)} = k_{нрВ 21(1)} = 0,134 \text{ о. е.};$$

$$k_{нрА 51-01(1)} = k_{нрА 01-02(1)} + k_{нрА 11(1)} = 0,096 + 0,096 = 0,192 \text{ о. е.};$$

$$k_{нрВ 51-01(1)} = k_{нрВ 01-02(1)} + k_{нрВ 11(1)} = 0,134 + 0,096 = 0,230 \text{ о. е.};$$

$$k_{нрС 51-01(1)} = k_{нрС 11(1)} = 0,096 \text{ о. е.};$$

$$k_{нр 5-51(1)} = k_{нрА 51-01(1)} + k_{нрВ 51-01(1)} + k_{нрС 51-01(1)} = 0,192 + 0,230 + 0,096 = 0,519 \text{ о. е.}$$

Результаты расчета приведены в табл. 5.

Таблица 5

Коэффициенты распределения фазных нагрузок на ветвях схемы рис. 1

Distribution coefficients of phase loads on the arms of the network of fig. 1

Участок сети 6–10 кВ			Участок сети 0,38 кВ						
Номер участка	$k_{нр(1)}$, о. е.	$k_{нq(1)}$, о. е.	Участок	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
				$k_{нр(1)}$, о. е.	$k_{нq(1)}$, о. е.	$k_{нр(1)}$, о. е.	$k_{нq(1)}$, о. е.	$k_{нр(1)}$, о. е.	$k_{нq(1)}$, о. е.
Линейный									
1–2	1,000	1,000	51–01	0,192	0,174	0,230	0,232	0,096	0,087
2–3	0,519	0,492	01–02	0,096	0,087	0,134	0,145		
3–4	0,519	0,492	02–03	0,096	0,087				
4–5	0,519	0,492	01–11	0,096	0,087	0,096	0,087	0,096	0,087
2–7	0,481	0,508	02–21			0,134	0,145		
8–9	0,481	0,508	10–04	0,160	0,169	0,160	0,169	0,160	0,169
Трансформаторный									
7–8	0,481	0,508							
9–10	0,481	0,508							
5–51	0,519	0,492							

4. Следующим этапом является определение расчетной величины потока электроэнергии, равной сумме замеренного электропотребления на шине ТП 9, генерации на ТП 5 и рассчитанных потерь холостого хода трансформаторов $\Delta W_{рх(1)}$, $\Delta W_{qx(1)}$ (пример выполнен для ТП 5):

$$\Delta W_{рх\ 5(1)} = \Delta P_{x\ 5} \Delta t \left(\frac{U_{ср(1)}^{10}}{U_{вн5}} \right)^2 = 0,73 \cdot 0,5 \cdot \left(\frac{10,4}{10,5} \right)^2 = 0,358 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{qx\ 5(1)} = \Delta Q_{x\ 5} \Delta t \left(\frac{U_{ср(1)}^{10}}{U_{вн5}} \right)^2 = 6,5 \cdot 0,5 \cdot \left(\frac{10,4}{10,5} \right)^2 = 3,188 \text{ квар} \cdot \text{ч}.$$
(10)

Результаты расчета потоков электроэнергии на всех участках сети приведены в табл. 6.

Из табл. 6 видно, что рассчитанные величины потоков электроэнергии равны: $W_{p1-2(1)} = 1,295 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$; $W_{q1-2(1)} = 17,383 \text{ квар} \cdot \text{ч}$. По этим данным и замеренным значениям графиков на головном участке 1–2 схемы линии 10 кВ ($W_{pгy(1)} = 20 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$; $W_{qгy(1)} = 18,5 \text{ квар} \cdot \text{ч}$) вычисляются потоки электроэнергии $W_{p1-2(1)}^{\text{расп}}$, $W_{q1-2(1)}^{\text{расп}}$, предназначенные для их последующего распределения по всем участкам сети 0,38–10 кВ с учетом потерь электроэнергии и коэффициентов распределения потоков из табл. 5:

$$W_{p1-2(1)}^{\text{расп}} = W_{pгy(1)} - W_{p1-2(1)} = 20 - 1,295 = 18,705 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_{q1-2(1)}^{\text{расп}} = W_{qгy(1)} - W_{q1-2(1)} = 18,5 - 17,383 = 1,117 \text{ квар} \cdot \text{ч}.$$
(11)

Таблица 6

Результаты расчета потоков активной и реактивной электроэнергии

Results of calculation of active and reactive electric power flows

Номер участка	Потокораспределение	$W_{p(1)}$, кВт·ч	$W_{q(1)}$, квар·ч	$\Delta W_{px(1)}$, Вт·ч	$\Delta W_{qx(1)}$, квар·ч
Линейный участок 6–10 кВ					
1–2	$W_{p1-2(1)} = W_{p2-3(1)} + W_{p2-7(1)}$	1,295	17,383		
2–3	$W_{p2-3(1)} = W_{p3-4(1)}$	-2,642	0,413		
3–4	$W_{p3-4(1)} = W_{p4-5(1)}$	-2,642	0,413		
4–5	$W_{p4-5(1)} = W_{p5(1)} + \Delta W_{px5(1)}$	-2,642	0,413		
2–7	$W_{p2-7(1)} = W_{p7-8(1)} + \Delta W_{px7-8(1)}$	3,937	16,970		
8–9	$W_{p8-9(1)} = W_{p9(1)} + \Delta W_{px9(1)}$	2,152	3,125		
Трансформаторный участок 6–10 кВ					
7–8	$W_{p7-8(1)} = W_{p8-9(1)}$	2,152	3,125	1,785	13,844
9–10				0,152	1,275
5–51				0,358	3,188

5. Примеры расчета потерь, потоков электроэнергии и напряжения в узле показаны ниже.

Потери электроэнергии на участке 1–2:

$$\Delta W_{p1-2(1)} = \frac{(W_{p_{гy}(1)}^2 + W_{q_{гy}(1)}^2) r_{1-2}}{(U_{cp(1)}^{10})^2 \Delta t \cdot 10^3} = \frac{(20^2 + 18,5^2) \cdot 0,315}{10,4^2 \cdot 0,5 \cdot 10^3} = 0,004 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{q1-2(1)} = \frac{(W_{p_{гy}(1)}^2 + W_{q_{гy}(1)}^2) x_{1-2}}{(U_{cp(1)}^{10})^2 \Delta t \cdot 10^3} = \frac{(20^2 + 18,5^2) \cdot 0,187}{10,4^2 \cdot 0,5 \cdot 10^3} = 0,003 \text{ квар} \cdot \text{ч}.$$

Распределяемые потоки электроэнергии $W_{p1-2(1)}^{\text{к расп}}$ и $W_{q1-2(1)}^{\text{к расп}}$ в конце участка 1–2:

$$W_{p1-2(1)}^{\text{к расп}} = W_{p1-2(1)}^{\text{н расп}} - \Delta W_{p1-2(1)} = 18,705 - 0,004 = 18,701 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_{q1-2(1)}^{\text{к расп}} = W_{q1-2(1)}^{\text{н расп}} - \Delta W_{q1-2(1)} = 1,117 - 0,003 = 1,114 \text{ квар} \cdot \text{ч}.$$

Расчетные значения потоков электроэнергии на всех участках сети 6–10 кВ равны сумме потоков электроэнергии, полученных по данным цифровых измерений ТП 5 и ТП 9 (табл. 6), и произведению потоков $W_p^{\text{к расп}}$ и $W_q^{\text{к расп}}$ на соответствующие коэффициенты распределения $k_{np(1)}$ и $k_{nq(1)}$ (табл. 5):

$$W_{p2-7(1)}^{\text{н}} = W_{p2-7(1)} + W_{p1-2(1)}^{\text{к расп}} k_{np2-7(1)} = 3,937 + 18,701 \cdot 0,481 = 12,941 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_{q2-7(1)}^{\text{н}} = W_{q2-7(1)} + W_{q1-2(1)}^{\text{к расп}} k_{nq2-7(1)} = 16,970 + 1,114 \cdot 0,508 = 17,536 \text{ квар} \cdot \text{ч};$$

$$W_{p2-3(1)}^H = W_{p2-3(1)} + W_{p1-2(1)}^K k_{np2-3(1)} = -2,642 + 18,701 \cdot 0,519 = 7,055 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_{q2-3(1)}^H = W_{q2-3(1)} + W_{q1-2(1)}^K k_{nq2-3(1)} = 16,970 + 1,114 \cdot 0,492 = 0,962 \text{ квар} \cdot \text{ч};$$
(15)

$$U_2 = \sqrt{U_{cp(1)}^{10} - \frac{\left(\frac{W_{pгy(1)}}{\Delta t \cdot 10^3} r_{1-2} + \frac{W_{qгy(1)}}{\Delta t \cdot 10^3} x_{1-2} \right)^2}{U_{cp(1)}^{10}}} - \sqrt{U_{cp(1)}^{10} - \frac{\left(\frac{W_{pгy(1)}}{\Delta t \cdot 10^3} x_{1-2} + \frac{W_{qгy(1)}}{\Delta t \cdot 10^3} r_{1-2} \right)^2}{U_{cp(1)}^{10}}} = 10,398 \text{ кВ.}$$
(16)

Все названные результаты расчета приведены в табл. 7.

Таблица 7

Напряжения, потоки и потери электроэнергии на участках сети 6–10 кВ
Voltages, currents and power losses in the network sections of 6–10 kV

Номер участка	Напряжение узла конца участка U , кВ	$W_{p(1)}^H$, кВт·ч	$W_{q(1)}^H$, квар·ч	$W_{p(1)}^K$, кВт·ч	$W_{q(1)}^K$, квар·ч	$\Delta W_{px(1)}$, кВт·ч	$\Delta W_{qx(1)}$, квар·ч	$\Delta W_{pн(1)}$, кВт·ч	$\Delta W_{qн(1)}$, квар·ч
Линейный участок 6–10 кВ									
1–2	10,398	20,0000	18,5000	19,9960	18,4970			0,004	0,003
2–3	10,398	7,0552	0,9616	7,0549	0,9615			$2,954 \cdot 10^{-4}$	$1,754 \cdot 10^{-4}$
3–4	10,397	7,0549	0,9615	7,0546	0,9613			$2,954 \cdot 10^{-4}$	$1,754 \cdot 10^{-4}$
4–5	10,397	7,0546	0,9613	7,0543	0,9611			$2,954 \cdot 10^{-4}$	$1,754 \cdot 10^{-4}$
2–7	10,397	12,9410	17,5360	12,9380	17,5340			0,003	0,002
8–9	6,234	11,1510	3,6810	11,1490	3,6800			0,002	0,001
Σ								0,010	
Трансформаторный участок 6–10 кВ									
7–8	6,236	11,1530	3,6900	11,1510	3,6810	1,785	13,844	0,002	0,009
9–10	0,394	8,9970	0,5540	8,9640	0,4800	0,152	1,275	0,033	0,075
5–51	0,394	9,6960	0,5480	9,6500	0,4420	0,358	3,188	0,046	0,106
Σ						2,295		0,081	

6. Расчетные значения фазных потоков электроэнергии на участках сети 0,38 кВ равны произведению суммарных распределяемых потоков (табл. 7) на коэффициенты распределения ветвей. Пример расчета показан для участка 10–04.

Потоки электроэнергии на фазных проводах участка 10–04:

$$\begin{aligned}
 W_{p10-04(1)}^H &= W_{p9-10(1)}^K; \\
 W_{pA10-04(1)}^H &= W_{p10-04(1)}^H \frac{k_{нрА\ 04(1)}}{k_{нрА\ 04(1)} + k_{нрВ\ 04(1)} + k_{нрС\ 04(1)}} = \\
 &= 8,964 \frac{0,160}{0,160 + 0,160 + 0,160} = 2,988 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (17) \\
 W_{pB10-04(1)}^H &= W_{p10-04(1)}^H \frac{k_{нрВ\ 04(1)}}{k_{нрА\ 04(1)} + k_{нрВ\ 04(1)} + k_{нрС\ 04(1)}} = 2,988 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \\
 W_{pC10-04(1)}^H &= W_{p10-04(1)}^H \frac{k_{нрС\ 04(1)}}{k_{нрА\ 04(1)} + k_{нрВ\ 04(1)} + k_{нрС\ 04(1)}} = 2,988 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \\
 W_{qA10-04(1)}^H &= W_{q10-04(1)}^H \frac{k_{нqА\ 04(1)}}{k_{нqА\ 04(1)} + k_{нqВ\ 04(1)} + k_{нqС\ 04(1)}} = 0,160 \text{ квар} \cdot \text{ч}; \\
 W_{qB10-04(1)}^H &= W_{q10-04(1)}^H \frac{k_{нqВ\ 04(1)}}{k_{нqА\ 04(1)} + k_{нqВ\ 04(1)} + k_{нqС\ 04(1)}} = 0,160 \text{ квар} \cdot \text{ч}; \quad (18) \\
 W_{qC10-04(1)}^H &= W_{q10-04(1)}^H \frac{k_{нqС\ 04(1)}}{k_{нqА\ 04(1)} + k_{нqВ\ 04(1)} + k_{нqС\ 04(1)}} = 0,160 \text{ квар} \cdot \text{ч}.
 \end{aligned}$$

Комплексные значения рассчитанных потоков:

$$\begin{aligned}
 \underline{W}_{A10-04(1)}^H &= \left(W_{pA10-04(1)}^H + i W_{qA10-04(1)}^H \right) \cos\left(0 \frac{\pi}{180}\right) + \\
 &+ i \left(W_{pA10-04(1)}^H + i W_{qA10-04(1)}^H \right) \sin\left(0 \frac{\pi}{180}\right) = 2,988 + i0,160 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{ч}; \\
 \underline{W}_{B10-04(1)}^H &= \left(W_{pB10-04(1)}^H + i W_{qB10-04(1)}^H \right) \cos\left(240 \frac{\pi}{180}\right) + \\
 &+ i \left(W_{pB10-04(1)}^H + i W_{qB10-04(1)}^H \right) \sin\left(240 \frac{\pi}{180}\right) = -1,356 - i2,668 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{ч}; \quad (19) \\
 \underline{W}_{C10-04(1)}^H &= \left(W_{pC10-04(1)}^H + i W_{qC10-04(1)}^H \right) \cos\left(120 \frac{\pi}{180}\right) + \\
 &+ i \left(W_{pC10-04(1)}^H + i W_{qC10-04(1)}^H \right) \sin\left(120 \frac{\pi}{180}\right) = 2,988 + i0,160 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{ч}.
 \end{aligned}$$

Комплексные значения фазных напряжений в узле 10 линии 0,38 кВ:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{A10(1)} &= \frac{U_{10}}{\sqrt{3}} \cos\left(0 \frac{\pi}{180}\right) + i \left(\frac{U_{10}}{\sqrt{3}} \sin\left(0 \frac{\pi}{180}\right) \right) = 0,228 \text{ кВ}; \\
 \underline{U}_{B10(1)} &= \frac{U_{10}}{\sqrt{3}} \cos\left(0 \frac{\pi}{180}\right) + i \left(\frac{U_{10}}{\sqrt{3}} \sin\left(0 \frac{\pi}{180}\right) \right) = \\
 &= -0,114 - i0,197 \text{ кВ}; \quad (20)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{\underline{U_{C10(1)}}} &= \frac{U_{10}}{\sqrt{3}} \cos\left(0 - \frac{\pi}{180}\right) + i \left(\frac{U_{10}}{\sqrt{3}} \sin\left(0 - \frac{\pi}{180}\right) \right) = \\ &= -0,114 + i0,197 \text{ кВ.}\end{aligned}$$

Комплексные величины фазных токов на участке 10–04:

$$\begin{aligned}\underline{\underline{I_{A10-04(1)}}} &= \frac{W_{A10-04(1)}^H}{\Delta t U_{A10(1)}} = 26,258 - i1,405 \text{ А;} \\ \underline{\underline{I_{B10-04(1)}}} &= \frac{W_{B10-04(1)}^H}{\Delta t U_{B10(1)}} = -14,345 - i22,038 \text{ А;} \\ \underline{\underline{I_{C10-04(1)}}} &= \frac{W_{C10-04(1)}^H}{\Delta t U_{C10(1)}} = -11,913 + i23,442 \text{ А.}\end{aligned} \quad (21)$$

ток в нулевом проводе на участке 10–04:

$$\underline{\underline{I_{N10-04(1)}}} = \underline{\underline{I_{A10-04(1)}}} + \underline{\underline{I_{B10-04(1)}}} + \underline{\underline{I_{C10-04(1)}}} = 1,066 \cdot 10^{-14} - i2,132 \cdot 10^{-14} \text{ А.} \quad (22)$$

Потери электроэнергии в фазных и нулевом проводах:

$$\begin{aligned}\Delta W_{pA10-04(1)} &= \left| I_{A10-04(1)} \right|^2 R_{A10-04} \Delta t \cdot 10^{-3} = 0,073 \text{ кВт} \cdot \text{ч;} \\ \Delta W_{pB10-04(1)} &= \left| I_{B10-04(1)} \right|^2 R_{B10-04} \Delta t \cdot 10^{-3} = 0,073 \text{ кВт} \cdot \text{ч;} \\ \Delta W_{pC10-04(1)} &= \left| I_{C10-04(1)} \right|^2 R_{C10-04} \Delta t \cdot 10^{-3} = 0,073 \text{ кВт} \cdot \text{ч;} \\ \Delta W_{pN10-04(1)} &= \left| I_{N10-04(1)} \right|^2 R_{N10-04} \Delta t \cdot 10^{-3} = 0,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}\end{aligned} \quad (23)$$

Все результаты расчетов сети 0,38 кВ оформлены в табл. 8.

Таблица 8

Результаты расчетов потоков и потерь электроэнергии в сети 0,38 кВ

The results of calculations of flows and losses of electricity in the network of 0.38 kV

Номер участка	Фаза А			Фаза В			Фаза С			Нулевой провод
	$W_{p(1)}^H$, кВт·ч	$W_{p(1)}^K$, кВт·ч	$\Delta W_{p(1)}$, кВт·ч	$W_{p(1)}^H$, кВт·ч	$W_{p(1)}^K$, кВт·ч	$\Delta W_{p(1)}$, кВт·ч	$W_{p(1)}^H$, кВт·ч	$W_{p(1)}^K$, кВт·ч	$\Delta W_{p(1)}$, кВт·ч	$\Delta W_{p(1)}$, кВт·ч
51–01	3,574	3,533	0,042	4,289	4,229	0,060	1,787	1,777	0,010	0,016
01–02	1,766	1,752	0,015	2,467	2,438	0,029				0,023
02–03	1,752		0,029							0,029
01–11	1,766		0,015	1,762		0,015	1,777		0,015	$1,19 \cdot 10^{-8}$
02–21				2,438		0,057				0,057
10–04	2,988		0,073	2,988		0,073	2,988		0,073	0
Σ			0,172			0,232			0,098	0,124

В итоге расчета (формула (1)) получили искомую величину ΔW_p :

$$\Delta W_p = 2,199 + 0,187 + 0,626 = 3,012 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{p\%} = \frac{\Delta W_p}{W_{\text{пгн}(1)}} \cdot 100 = \frac{3,012}{20} \cdot 100 = 15,06 \%$$

ВЫВОДЫ

1. Новые условия функционирования электроэнергетики требуют совершенствования решений традиционных технологических задач электрических сетей.

2. Разработана и апробирована методика оперативного расчета технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ на основе телемеханических измерений режимной информации.

3. Предложенная методика позволяет повысить точность определения потерь электроэнергии в сетях 6–10 кВ за счет более точного распределения нагрузок между трансформаторами потребительских подстанций по сравнению с традиционным распределением нагрузки центра питания, пропорционально установленным мощностям трансформаторов потребительских подстанций.

4. Разработанная методика пригодна для анализа прироста потерь в сетях при несимметричном подключении потребителей и схемной несимметрии за счет пофазного расчета схем 6–10–0,38 кВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и цепи / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев. Минск: Технопринт, 2004. 720 с.
2. Фурсанов, М. И. О выборе оптимальных точек размыкания в городских электрических сетях в условиях SMART GRID / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 3. С. 207–219. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-3-207-219>.
3. Фурсанов, М. И. Учет потребительских энергоисточников в расчетах распределительных электрических сетей 6–10 кВ / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2011. № 4. С. 11–15.
4. Фурсанов, М. И. Оперативные расчеты потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ ОЭС Беларуси / М. И. Фурсанов, В. В. Макаревич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2013. № 5. С. 11–17.
5. Фурсанов, М. И. Схемно-конструктивные решения и информационное обеспечение городских электрических сетей в условиях SMART GRID / М. И. Фурсанов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 5. С. 393–406. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-393-406>.
6. Фурсанов, М. И. Об управлении режимами городских электрических сетей в условиях SMART GRID / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 1. С. 15–27. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-15-27>.
7. Кобец, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. М.: ИАЦ «Энергия», 2010. 208 с.

8. Методические принципы расчета и анализа разомкнутых электрических сетей с несколькими источниками питания / М. И. Фурсанов [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2009. № 3. С. 5–13.
 9. Методические рекомендации по автоматизации распределительных электрических сетей 0,4–10 (6) кВ Белорусской энергосистемы: СТП 09110.47.104–11: Стандарт ГПО «Белэнерго». Минск: Белэнерго, 2011. 36 с.
 10. Воропай, Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Н. И. Воропай // Малая энергетика: труды Междунар. науч.-техн. конф., Москва, 11–14 окт. 2005 г.; редкол.: В. И. Гладков (гл. ред.) [и др.]. М., 2005. С. 12–14.
 11. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. Р.-на-Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. 720 с.
- Поступила 30.03.2018 Подписана в печать 30.05.2018 Опубликована онлайн 28.09.2018

REFERENCES

1. Pospelov G. E., Fedin V. T., Lychev P. V. (2004) *Electrical Systems and Circuits*. Minsk, Tekhnoprint Publ. 720 (in Russian).
2. Fursanov M. I., Zolotoy A. A. (2018) On the Choice of the Optimal Points of Opening in City Power Grids in the Conditions of the Smart Grid. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (3), 207–219 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-61-3-207-219>.
3. Fursanov M. I., Zalatoi A. A., Makarevich V. V. (2011) Account of Consumer Power Sources in Calculations of Distributive Electrical Networks of 6–10 kV. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, (4), 11–15 (in Russian).
4. Fursanov M., Makarevich V. (2013) Expeditious Calculations of Electric Power Losses in 0.38–10 kV Electric Networks of Belarusian United Energy Systems. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, (5), 11–17 (in Russian).
5. Fursanov M. I. (2017) Circuit-Design Solutions and Information Support of City Electric Networks in the Conditions of the SMART GRID. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (5), 393–406 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-393-406>.
6. Fursanov M. I., Zolotoy A. A. (2018) On the Management of Urban Electric Networks in the Conditions of the SMART GRID. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (1), 15–27 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-15-27>.
7. Kobets B. B., Volkova I. O. (2010) *Innovative Development of Electric Power Industry Based on the Concept of SMART GRID*. Moscow, Energiya Publ. 208 (in Russian).
8. Fursanov M. I., Zolotoy A. A., Makarevich V. V., Moukha A. N. (2009) Methodical Principles of Calculation and Analysis of Opened Power Network with Several Power Supply Sources. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, (3), 5–13 (in Russian).
9. Enterprise Standard 09110.47.104–11: Standard of Belenergo SPA. Methodical Recommendations on Automation of Distribution Electric Networks of 0.4–10 (6) kV of the Belarusian Power System. Minsk, Belenergo, 2011. 36 (in Russian).
10. Voropai N. I. (2005) Distributed Generation in Electric Power Systems. *Malaya Energetika: Trudy Mezhdunar. Nauch.-Tekhn. Konf., Moskva, 11–14 okt. 2005 g.* [Small Power Engineering: Proceedings of the International. Scientific-and-Technical Conference, Moscow, 11–14 Oct. 2005]. Moscow, 12–14 (in Russian).
11. Герасименко А. А., Федин В. Т. (2006) *Transmission and Distribution of Electrical Energy*. Rostov-on-Don, Feniks Publ.; Krasnoyarsk: Izdatel'skie Proekty Publ. 720 (in Russian).

Received: 30 March 2018

Accepted: 30 May 2018

Published online: 28 September 2018

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-423-431>

УДК 621.311.22

Контроль достоверности измерений в энергосистемах по первым приращениям и на основе экстраполирующих фильтров

В. А. Анищенко¹⁾, Т. В. Писарук¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (г. Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2018
Belarusian National Technical University, 2018

Реферат. Надежность эксплуатации энергетических систем определяется как надежностью силового оборудования, так и достоверностью измерительной информации, характеризующей состояние энергооборудования и протекающие в нем технологические процессы генерации, передачи, распределения и потребления энергии. Недостоверная информация приводит к ошибкам диагностики неисправностей оборудования, неправильной работе систем управления технологическими процессами и снижению эксплуатационных технико-экономических показателей энергосистем. Наряду с методами аппаратного контроля достоверности измерений, использующих цифровые коды, известны методы программно-логического контроля, основанные на технологическом смысле измеряемых данных, их логической непротиворечивости и согласованности. Часто применяется контроль достоверности измерений по предельным значениям, когда результат измерения переменной сравнивается с ее известными верхней и нижней границами достоверных значений. Разрешающая способность контроля по предельным значениям резко снижается с расширением диапазона достоверных значений. В статье рассматривается контроль достоверности, основанный на анализе скорости изменения контролируемых переменных. При контроле по первым приращениям сравнивается первое приращение, т. е. разность результатов измерений в текущий и предшествующий ему моменты времени, с известным диапазоном первых приращений достоверных результатов измерений. Контроль по первым приращениям наиболее эффективен в случаях, когда контролируемые технологические процессы достаточно инерционны и скорости изменения переменных относительно небольшие. Разрешающая способность контроля по первым приращениям может быть повышена за счет применения экстраполирующих фильтров. В этом случае сравнивается текущее измеренное значение переменной с ее экстраполированным в предыдущий момент времени значением и по результату сравнения выявляется недостоверный результат измерения.

Ключевые слова: энергосистема, измерительная информация, контроль достоверности, разрешающая способность контроля, экстраполирующий фильтр

Для цитирования: Анищенко, В. А. Контроль достоверности измерений в энергосистемах по первым приращениям и на основе экстраполирующих фильтров / В. А. Анищенко, Т. В. Писарук // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 5. С. 423–431. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-423-431>

Адрес для переписки

Анищенко Вадим Андреевич
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 292-65-52
epp@bntu.by

Address for correspondence

Anishchenko Vadim A.
Belarusian National Technical University
65/2 Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 292-65-52
epp@bntu.by

Control of Reliability of Measurements in Power Systems According to the First Increment and on the Basis of Extrapolating Filters

V. A. Anishchenko¹⁾, T. V. Pisaruk¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. Reliability of operation of power systems is determined by reliability of the power equipment, and reliability of the measuring information characterizing a condition of power equipment and the technological processes of generation, transfer, distribution and consumption of energy proceeding in it. Unreliable information causes errors in the diagnosis of equipment malfunctions, improper operation of process control systems and reduction the operational technical and economic performance of power systems. Along with the methods of hardware control of the reliability of measurements using digital codes, there are methods of software and logic control based on the technological meaning of the measured data, their logical consistency and consistency. Control of reliability of measurements by limit values is often applied when the result of measurement of a variable is compared with its known upper and lower limits of reliable values. The resolution of the control by limit values is sharply decreased with the expansion of the range of reliable values. The article deals with the reliability control based on the analysis of the rate of alteration of the controlled variables. At control in accordance with the first increments, the first increment, i.e. the difference of results of measurements in the current and previous moments of time is compared with the known range of the first increments of reliable results of measurements. Control in accordance with the first increments is most effective in cases where the controlled processes are sufficiently inertial and the rate of alteration of variables is relatively small. The resolution of the control by the first increment can be enhanced through the use of extrapolation filters. In this case, the current measured value of the variable is compared with its extrapolated value at the previous time and the result of the comparison reveals an incorrect measurement result.

Keywords: power system, measurement information, monitoring accuracy, resolution of the control, extrapolating filter

For citation: Anishchenko V. A., Pisaruk T. V. (2018) Control of Reliability of Measurements in Power Systems According to the First Increment and on the Basis of Extrapolating Filters. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 61 (5) 423–431. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-423-431> (in Russian)

Введение

Наибольшее применение в энергетике получил программно-логический контроль достоверности измерений по методу предельных значений (уставок), учитывающий технологический смысл контролируемых переменных. В соответствии с этим методом достоверным принимается результат измерения, попадающий в диапазон между верхней и нижней границами допустимых в нормальных режимах работы значений переменных. Основным недостатком метода состоит в низкой разрешающей способности в случае широкого диапазона допустимых значений. Максимальная возможная обнаруженная погрешность измерения при таком контроле равна разности верхней и нижней границ допустимых значений переменных [1, 2].

Если скорости изменения достоверных результатов измерений переменных относительно невелики, более эффективным может оказаться контроль

по первым приращениям, т. е. разности измерений в текущий и предшествующий ему моменты времени. Грубая погрешность измерения определяется в этом случае сравнением измеряемого первого приращения с диапазоном приращений, соответствующим достоверным измерениям [3, 4].

Разрешающая способность контроля, основанного на анализе скоростей изменения переменных, может быть повышена с помощью фильтра, экстраполирующего значения переменной в текущий момент времени по результатам ее измерений в предыдущие моменты. При таком подходе недостоверные измерения выявляются сравнением разности измеренного и экстраполированного значений переменной с диапазоном допустимых первых приращений [5].

Контроль достоверности измерений по первым приращениям контролируемой переменной

Условие достоверности по первым приращениям имеет вид

$$\Delta x(t) = |x(t) - x(t-h)| \leq \gamma(t), \quad (1)$$

где $\Delta x(t)$ – первое приращение переменной; $x(t)$ – результат измерения переменной в текущий момент времени t ; $x(t-h)$ – то же в предыдущий момент времени $t-h$; h – интервал времени дискретизации, соответствующий частоте опроса измерений; $\gamma(t)$ – граница принятия решения, определяющая допустимый диапазон $[0, \gamma(t)]$ первых приращений при отсутствии грубых погрешностей измерений.

Контроль по первым приращениям, как и по предельным значениям, сводится к решению дихотомической задачи допускового контроля [6, 7]. Результаты измерения первого приращения разделяют на два класса: достоверные $\Delta x_1(t)$ и недостоверные $\Delta x_2(t)$. Признаком распознавания этих приращений является граница принятия решения $\gamma(t)$.

Под достоверным понимается первое приращение

$$\Delta x_1(t) = \Delta x(t) + \varepsilon(t), \quad (2)$$

где $\Delta x(t)$ – неизвестное истинное первое приращение; $\varepsilon(t)$ – случайная погрешность измерения первого приращения, соответствующая априорной (паспортной) точности измерительного прибора.

Недостоверное первое приращение

$$\Delta x_2(t) = \Delta x(t) + \varepsilon(t) + n(t), \quad (3)$$

где $n(t)$ – грубая погрешность первого приращения, превышающая априорную точность измерительного прибора.

Исходя из наиболее вероятного предположения о нормальном законе распределения результатов измерений $x(t)$ и $x(t-h)$, полагаем распределение достоверного первого приращения также нормальным

$$f[\Delta x_1(t)] = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{[\Delta x_1(t)]^2}{2\sigma^2}\right], \quad (4)$$

где σ – среднеквадратическое отклонение достоверного первого приращения от нулевого среднего значения, определяемое путем статистической обработки ретроспективной информации о скоростях изменения контролируемого процесса.

Распределение грубых погрешностей измерений переменной с учетом их предварительной отбраковки по правилу «трех сигм» принимаем равномерным

$$f(n) = (12\sigma)^{-1}. \quad (5)$$

Тогда распределение недостоверного первого приращения [8]

$$f[\Delta x_2(t)] = \frac{1}{12\sigma} \left[\Phi_0\left(\frac{3\sigma - \gamma}{\sigma}\right) + \Phi_0\left(\frac{3\sigma + \gamma}{\sigma}\right) \right], \quad (6)$$

где $\Phi_0\left(\frac{3\sigma - \gamma}{\sigma}\right)$, $\Phi_0\left(\frac{3\sigma + \gamma}{\sigma}\right)$ – нормированные функции Лапласа.

С учетом случайной природы погрешностей измерений и первого достоверного приращения переменной можно представить границу принятия решения следующим образом:

$$\gamma(t) = k\sigma, \quad (7)$$

где k – квантиль, определяющий степень усечения нормального распределения переменной.

Разрешающая способность контроля достоверности представляет компромисс между ошибочным решением о недостоверности измерения (ложной тревогой) и пропуском действительно имеющей место грубой погрешности. Эта задача может быть решена на основе теории статистических решений. Искомый компромисс достигается оптимизацией границы принятия решения и соответственно величины квантиля k по критерию Байеса [6, 7]

$$C_{\text{ср}} = (1 - q)C_{\text{лт}}F_{\text{лт}} + qC_{\text{пр}}F_{\text{пр}} = \min, \quad (8)$$

где $C_{\text{ср}}$ – средняя цена многократного распознавания недостоверного измерения; q – априорная вероятность грубой погрешности измерения; $F_{\text{лт}}$ – вероятность ложной тревоги (ошибки 1-го рода); $F_{\text{пр}}$ – вероятность пропуска грубой погрешности (ошибки 2-го рода); $C_{\text{лт}}$ – цена ложной тревоги; $C_{\text{пр}}$ – цена пропуска грубой погрешности.

Вероятности $F_{\text{лт}}$ и $F_{\text{пр}}$ определяются по формулам:

$$F_{\text{лт}} = 2 \int_{\gamma}^{3\sigma} f[\Delta x_1(t)] dx. \quad (9)$$

$$F_{\text{пр}} = 2 \int_0^{\gamma} f[\Delta x_2(t)] dx. \quad (10)$$

При неполной или неточной информации о значениях q , $C_{\text{лт}}$, $C_{\text{пр}}$ оптимальная граница γ может быть найдена по критерию минимакса [6, 7, 9]

$$C = (1 - q)C_{\text{лт}}F_{\text{лт}} + qC_{\text{пр}}F_{\text{пр}} = \min \max; \quad q = \text{var}; \quad C_{\text{пр}} / C_{\text{лт}} = \text{var}. \quad (11)$$

Целесообразно производить контроль достоверности одновременно методом предельных значений и по первым приращениям. Оба метода дополняют друг друга. При широком диапазоне допустимых значений переменной разрешающая способность контроля по предельным значениям низкая, и в этом случае может оказаться более эффективным контроль по первым приращениям, если предполагаемая скорость изменения переменной относительно невелика.

Контроль достоверности измерений на основе экстраполирующих фильтров

Максимально возможные амплитуды неопознанных грубых погрешностей измерений определяются диапазоном значений контролируемой переменной, соответствующим естественному разбросу их достоверных первых приращений. Фильтры, экстраполирующие переменные, дают возможность повысить разрешающую способность контроля достоверности по сравнению с методом первых приращений [5, 10]. Условие достоверности измерений с использованием экстраполирующего фильтра имеет вид

$$\Delta x_3(t) = |x(t) - x_3(t)| \leq \gamma(t), \quad (12)$$

где $\Delta x_3(t)$ – погрешность экстраполяции, определяемая как разность измерения переменной в текущий момент времени $x(t)$ и ее экстраполированного значения $x_3(t)$; $\gamma(t)$ – граница принятия решения о достоверности измерений.

Постановку задачи экстраполяции значений контролируемой переменной поясняет рис. 1.

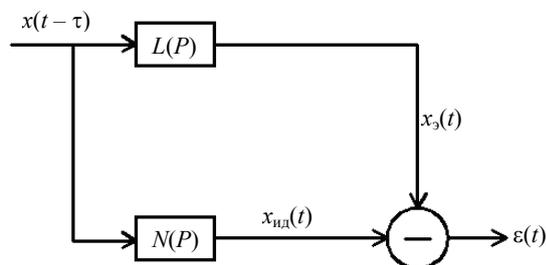


Рис. 1. Схема экстраполяции контролируемой переменной

Fig. 1. Scheme of extrapolation of the controlled variable

Строгое решение задачи синтеза оптимального экстраполирующего фильтра по методу Винера – Колмогорова состоит в определении его физически реализуемой передаточной функции $L(P)$ по критерию минимума дисперсии среднеквадратической погрешности $\varepsilon(t)$ между идеальной оценкой экстраполированного значения переменной $x_{ид}(t)$ на выходе физически нереализуемого идеального фильтра $N(P) = \exp(P\tau)$, где τ – интервал экстраполяции, и физически реализуемой оценкой $x_3(t)$ на выходе фильтра экстраполяции $L(P)$ [11]. Для этого необходимо знать спектральную плотность или автокорреляционную функцию случайных колебаний контролируемой переменной.

Если отсутствует достоверная информация о вероятностных характеристиках переменной, возможен упрощенный подход, обеспечивающий достаточную точность экстраполяции для решения задачи контроля достоверности. Предполагается, что процесс изменений переменной дифференцируем и выбрана структура экстраполирующего фильтра, состоящая из усилительного с коэффициентом k_0 и дифференцирующего с коэффициентом k звеньев [5, 12]:

$$L(P) = k_0 + kP. \quad (13)$$

На выходе фильтра формируется экстраполированное значение переменной в текущий момент времени t по результатам измерений в предыдущие моменты времени

$$x_3(t) = k_0 x(t - \tau) + k[x(t - \tau) - x(t - \tau - h)], \quad (14)$$

где $x(t - \tau)$, $x(t - \tau - h)$ – измеренное значение переменной в момент времени $t - \tau$ и $t - \tau - h$.

При экстраполяции на короткие интервалы времени τ можно принять коэффициент k_0 усилительного звена равным единице, тогда точность экстраполяции будет зависеть только от коэффициента k при первом приращении. Выбрав характерную реализацию случайного процесса изменений исследуемой переменной и полагая вероятностные характеристики процесса стабильными, можно путем перебора значений коэффициента k найти оптимальное значение $k_{опт}$, обеспечивающее наибольшую точность экстраполяции по критерию минимума дисперсии рассогласования (12) измеренного и экстраполированного значений переменной в один и тот же момент времени:

$$D[\Delta x_3(t)] = D[x(t) - x_3(t)] = \min. \quad (15)$$

Рассмотренный метод контроля достоверности был опробован на примере резкопеременной нагрузки промышленного предприятия. Результаты оптимизации коэффициента k при первом приращении измеряемых значений переменной приведены на рис. 2. В расчетах принимали интервал

экстраполяции $\tau = 2$ мин, равный интервалу времени дискретизации h . При $k = 0$ имеем наивную экстраполяцию по правилу «без изменений».

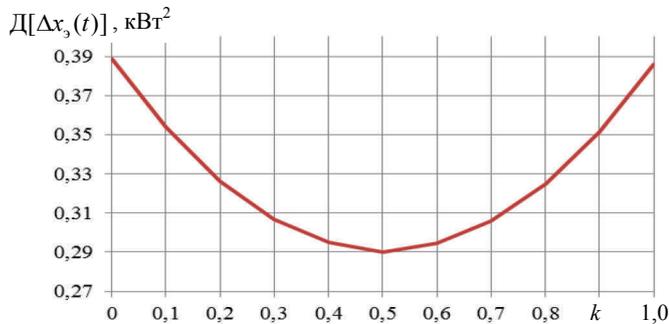


Рис. 2. Погрешность экстраполяции в зависимости от коэффициента k при первом приращении переменной

Fig. 2. Extrapolation error depending on the coefficient k at the first increment of the variable

Сопоставление контроля достоверности по первым приращениям согласно условию (1) и на основе экстраполяции согласно условию (12) показывает, что при небольших интервалах экстраполяции, когда $k_0 \approx 1$, контроль по первым приращениям представляет частный случай контроля на основе экстраполяции по правилу «без изменений».

Фрагмент случайного процесса изменений нагрузки ее экстраполированных с интервалом $\tau = 2$ мин по формуле (14) значений с оптимальным коэффициентом $k_{\text{опт}} = 0,5$ и $k = 0$ (наивная экстраполяция) представлен на рис. 3.

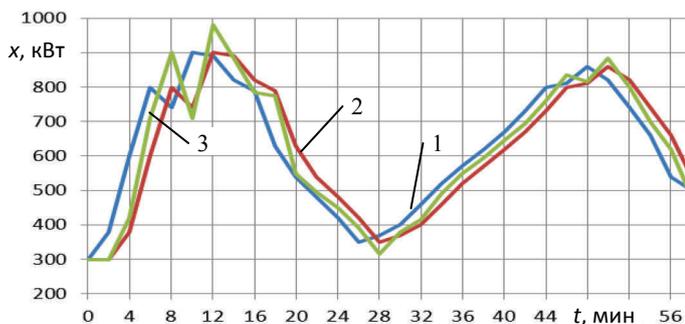


Рис. 3. Измеренная (1) и экстраполированная нагрузка:
2 – экстраполяция по правилу «без изменений»; 3 – оптимальная экстраполяция

Fig. 3. Measured (1) and extrapolated load:

2-extrapolation according to the “no alteration” rule; 3 – optimal extrapolation

Переход от контроля достоверности по первым приращениям к контролю с помощью оптимальных экстраполирующих фильтров увеличивает вероятность обнаружения недостоверных измерений. Количественно этот эффект можно оценить повышением разрешающей способности (РС) контроля

$$\Delta PC = \frac{D_n - D_{opt}}{D_n} \cdot 100 \%, \quad (16)$$

где D_n – дисперсия погрешности наивной экстраполяции; D_{opt} – то же экстраполяции с оптимальным коэффициентом k_{opt} .

В рассматриваемом иллюстративном примере, исходя из результатов оптимизации коэффициента k , представленных на рис. 2, получаем $\Delta PC = 25 \%$.

Влияние границы принятия решения о достоверности $\gamma(t)$ показано на рис. 4. Параметр r определяет долю выявленных недостоверных измерений N_1 , когда $\Delta x_3(t) > \gamma(t)$, от общего числа измерений N

$$r = \frac{N_1}{N} \cdot 100 \%. \quad (17)$$

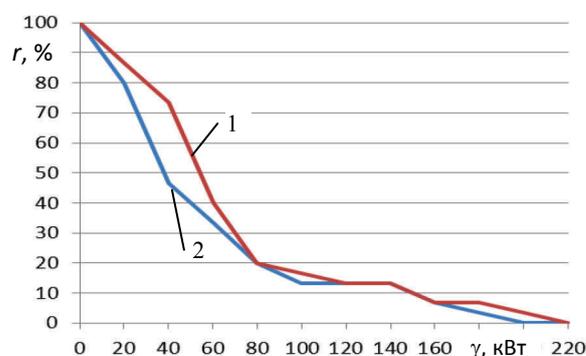


Рис. 4. Доля выявленных недостоверных измерений в зависимости от границы принятия решения: 1 – оптимальная экстраполяция ($k_{opt} = 0,5$); 2 – наивная экстраполяция ($k_{opt} = 0$)

Fig. 4. The fraction of detected unreliable measurements depending on the decision-making bound: 1 – optimal extrapolation ($k_{opt} = 0.5$); 2 – naive extrapolation ($k_{opt} = 0$)

ВЫВОДЫ

1. Эффективность программно-логического контроля достоверности измеряемых технологических переменных можно повысить за счет использования данных о скоростях изменений переменных в нормальных режимах работы.

2. Контроль достоверности измерений по первым приращениям их значений можно производить на основе теории статистических решений по критериям Байеса и минимакса.

3. Обосновано использование экстраполирующих фильтров для повышения разрешающей способности контроля достоверности измерений по первым приращениям.

4. Контроль достоверности измерений по первым приращениям можно рассматривать как частный случай контроля с использованием наивной экстраполяции по правилу «без изменений».

ЛИТЕРАТУРА

1. Шаракшанэ, А. С. Сложные системы / А. С. Шаракшанэ, И. Г. Железнов, В. А. Ивницкий. М.: Высш. шк., 1977. 248 с.
 2. Мамиконов, А. Г. Достоверность, защита и резервирование информации в АСУ / А. Г. Мамиконов, В. В. Кульба, А. Б. Шелков. М.: Энергоатомиздат, 1986. 304 с.
 3. Зингер, И. С. Обеспечение достоверности данных в автоматизированных системах управления производством / И. С. Зингер, Б. С. Куцык. М.: Наука, 1974. 298 с.
 4. Ицкович, Э. Л. Контроль производства с помощью вычислительных машин / Э. Л. Ицкович. М.: Энергия, 1975. 416 с.
 5. Анищенко, В. А. Надежность измерительной информации в системах электроснабжения / В. А. Анищенко. Минск: БГПА, 2000. 128 с.
 6. Биргер, И. А. Техническая диагностика / И. А. Биргер. М.: Машиностроение, 1978. 240 с.
 7. Горелик, А. Л. Методы распознавания / А. Л. Горелик, В. А. Скрипкин. М.: Высш. шк., 1984. 208 с.
 8. Смирнов, Н. В. Курс теории вероятности и математической статистики для технических приложений / Н. В. Смирнов, И. В. Дунин-Барковский. М.: Наука, 1969. 512 с.
 9. Анищенко, В. А. Эффективность контроля достоверности измерений в автоматизированных системах управления энергосистемами по предельным значениям / В. А. Анищенко, Т. В. Писарук // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 5. С. 407–416. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-407-416>.
 10. Анищенко, В. А. Контроль достоверности измерений в энергетических системах на основе теории статистических решений / В. А. Анищенко // Энергетика. Изд. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2003. № 6. С. 5–15.
 11. Свешников, А. А. прикладные методы теории случайных функций / А. А. Свешников. М.: Наука, 1968. 464 с.
 12. Анищенко, В. А. Контроль достоверности измерений параметров энергетических объектов на основе экстраполирующих фильтров / В. А. Анищенко // Энергетика. Известия высших учебных заведений. 1990. № 8. С. 49–52.
- Поступила 30.04.2018 Подписана в печать 18.06.2018 Опубликована онлайн 28.09.2018

REFERENCES

1. Sharakshane A. S., Zheleznov I. G., Ivnickii V. A. (1977) *Complex Systems*. Moscow, Vysshaya Shkola Publ. 248 (in Russian).
2. Mamikonov A. G., Kul'ba V. V., Shelkov A. B. (1986) *Reliability, Protection and Reservation of Information in ACS*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 304 (in Russian).
3. Zinger I. S., Kutsyk B. S. (1974) *Ensuring Data Reliability in Automated Production Management Systems*. Moscow, Nauka Publ. 298 (in Russian).
4. Itskovich E. L. (1975) *Production Control Using Computers*. Moscow, Energiya Publ. 416 (in Russian).
5. Anishchenko V. A. (2000) *Reliability of Measurement Information in Power Supply Systems*. Minsk, Belarusian State Polytechnic Academy. 128 (in Russian).
6. Birger I. A. (1978) *Engineering Diagnostics*. Moscow, Mashinostroenie Publ. 240 (in Russian).
7. Gorelik A. L., Skripkin V. A. (1984) *Methods of Recognition*. Moscow, Vysshaya Shkola Publ. 208 (in Russian).
8. Smirnov N. V., Dunin-Barkovskii I. V. (1969) *Course in Probability Theory and Mathematical Statistics for Technical Applications*. Moscow, Nauka Publ. 512 (in Russian).
9. Anishchenko V. A., Pisaruk T. V. (2017) The Effectiveness of Validation Measurements in Automated Systems of the Power Supply Systems Control in Accordance with Limit Values. *Energetika Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (5), 407–416 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-407-416>.
10. Anishchenko V. A. (2003) Monitoring of Measurement Reliability in Power Systems on the Basis of Statistical Decision Theory. *Energetika Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of the CIS Higher Educational Institutions and Power Engineering Associations*, (6), 5–15 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2003-0-6-5-15>.
11. Sveshnikov A. A. (1968) *Applied Methods of Random Function Theory*. Moscow, Nauka Publ., 464 (in Russian).
12. Anishchenko V. A. (1990) Monitoring of Control of reliability of Measurements of Parameters of Power Objects on the Basis of Extrapolating Filters. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Energetika [Proceedings of CIS Higher Education Institutions. Energetika]*, (8), 49–52 (in Russian).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-432-439>

УДК 621.311

Проектирование больших переходов воздушных линий электропередачи

М. А. Короткевич¹⁾, Н. А. Прокофьева¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (г. Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2018
Belarusian National Technical University, 2018

Реферат. Установлено, что напряжения в низших точках провеса провода или троса и в точках их подвеса на опорах в одном и том же пролете, определенные в соответствии со свойствами идеально гибкой нити (подобно которой и располагаются провода и тросы в пролете), различаются незначительно и учет разности отмеченных значений имеет лишь методическое значение. В статье представлены результаты расчета стрелы провеса провода и троса больших пролетов линии электропередачи длиной 500 м и более с использованием как традиционной теории цепной линии, так и теории цепи равного сопротивления, когда считается переменной по длине пролета площадь поперечного сечения провода или троса, пропорциональная их натяжению, при которой обеспечивается одинаковая вероятность их разрыва в любой точке пролета. При расчете проводов и тросов в нормальных и аварийных режимах определены наибольшие стрелы провеса, которые имеют место или при высшей температуре окружающего воздуха, или при нагрузке провода гололедом. Провод должен быть смонтирован так, чтобы обеспечивались нормированные допускаемые габариты до пересекаемых инженерных сооружений, водных преград или земли, устанавливаемые в зависимости от номинального напряжения линии. Отмечено, что значения стрел провеса провода и троса, определенные с использованием теории цепной линии для переходных пролетов, меньше по сравнению с данными, полученными на основе теории цепи равного сопротивления. Это необходимо учитывать в процессе проектирования.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, большой переход, водная преграда, габарит, стрела провеса

Для цитирования: Короткевич, М. А. Проектирование больших переходов воздушных линий электропередачи / М. А. Короткевич, Н. А. Прокофьева // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 5. С. 432–439. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-432-439>

Design of Large Connectors of Overhead Power Lines

М. А. Korotkevich¹⁾, N. A. Prokofieva¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. It is found that the voltage at the lowest points of the wire or cable sag and at the points of their suspension on the pillars in the same span, determined in accordance with the properties of a perfectly flexible filament (similar to which the wires and cables are located in the span), differ slightly, and taking the difference of the mentioned values into account is only of methodology-

Адрес для переписки

Короткевич Михаил Андреевич
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 292-65-82
elsyst@tut.by

Address for correspondence

Korotkevich Mishail A.
Belarusian National Technical University
65/2 Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 292-65-82
elsyst@tut.by

cal importance. The article presents the results of the calculation of wire and cable sag of large spans of power transmission line of 500 m or more length using both the traditional theory of the catenary line and the theory of equal resistance, when the cross-sectional area of a wire or cable, proportional to their tension, is considered variable in the span length, which provides the same probability of breaking them at any point of the span. When calculating the wires and cables in normal and emergency conditions, the largest sags are determined, which take place either at a higher ambient temperature or at a load of the wire with ice. The wire must be mounted in such a way as to ensure the normalized permissible dimensions to crossed engineering structures, water barriers or land, that are determined depending on the nominal voltage of the line. It is noted that the values of the wire and cable sags determined using the theory of the catenary line for the transition spans are less (although slightly) as compared to the data obtained on the basis of the theory of the equal resistance circuit. This must be taken into account in the design process.

Keywords: overhead transmission line, a large transition, water barrier, dimension, sag

For citation: Korotkevich M. A., Prokofieva N. A. (2018) Design of Large Connectors of Overhead Power Lines. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 61 (5) 432–439. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-432-439> (in Russian)

Введение

Передача и распределение электрической энергии в Республике Беларусь осуществляются по воздушным (более 87 %) и кабельным линиям электропередачи [1]. Надежное электроснабжение потребителей зависит от механической прочности указанных линий электропередачи. При наличии больших пролетов (500 м и более), сооружаемых при пересечениях воздушными линиями электропередачи широких водных пространств (судоходных и несудоходных рек, заливов, водохранилищ), стрела провеса может достигать нескольких десятков метров, что усложняет возможность обеспечения требуемого [2] габарита, т. е. расстояния от нижней точки провода до наибольшего уровня паводковых вод. Существующая методика расчета основана на теории цепной линии применительно к идеальной гибкой нити, одно из свойств которой – возможность уравнивания тяжения в любой точке массой отрезка такой же нити, опущенной из данной точки до оси абсцисс [3–8]. В реальных условиях масса провода указанной длины, составляющая несколько килограммов, не уравновесит тяжение по проводу, равное нескольким тысячам ньютонов. Сказанное обуславливает рассмотрение других подходов к определению стрелы провеса проводов, например в соответствии с теорией цепи равного сопротивления [9], и сравнение результатов с данными, получаемыми по традиционной методике.

Определение стрелы провеса провода в соответствии с теорией цепной линии

При использовании теории цепной линии провода и тросы воздушных линий рассматриваются как идеальные гибкие равномерно нагруженные собственным весом нити. Под действием собственного веса провод провисает подобно идеальной гибкой нити.

Нить – это пространственная материальная линия, которая под действием внешних сил может принимать любую форму. Нить считается однородной, если ее масса распределена равномерно по длине, и идеальной, если

она не сопротивляется изгибу и кручению [10]. При отмеченных условиях идеальная гибкая нить принимает очертания цепной линии (рис. 1).

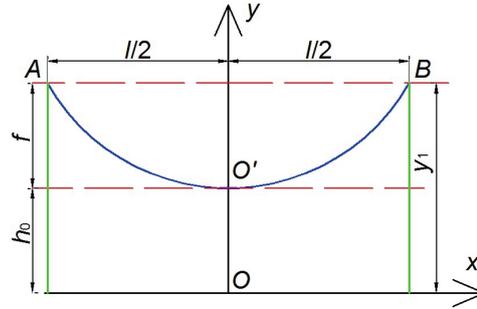


Рис. 1. Кривая провисания провода: l – длина пролета; f – стрела провеса; h_0 – габарит (расстояние от нижней точки провода до оси x); y_1 – высота опоры
Fig. 1. The curve of wire sag: l – length of span; f – sag; h_0 – dimension (distance from the lowest point of the wire to the x -axis); y_1 – height of the pillar

Напряжение в любой точке провода возникает только за счет растягивающего усилия, направленного по касательной к кривой провисания провода в этих точках, и находится из уравнения [5, 11]

$$\sigma - \frac{\sigma}{\gamma\beta} \operatorname{sh} \frac{\gamma l}{2\sigma} \frac{1}{\frac{\sigma_m}{\gamma_m} \operatorname{sh} \frac{\gamma_m l}{2\sigma_m}} = \sigma_m - \frac{1}{\beta} - \frac{\alpha}{\beta} (t - t_m), \quad (1)$$

где σ , σ_m – напряжение и допустимое напряжение в материале провода или троса в одном из известных режимов соответственно (рассматриваются режимы максимальных нагрузок, минимальной температуры и среднегодовых условий); γ – удельная механическая нагрузка от действия собственного веса, собственного веса и гололеда, собственного веса, гололеда и ветра; γ_m – то же, соответствующая известному режиму, приходящаяся на единицу длины и единицу площади поперечного сечения провода; β , α – коэффициент упругого удлинения и температурного расширения; t , t_m – температура, характерная для рассчитываемого или известного режима.

После разложения гиперболического синуса в ряд и оставления в ряду разложения двух первых членов формула примет вид

$$\sigma - \frac{\gamma^2 l^2}{24\sigma^2\beta} = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 l^2}{24\sigma_m^2\beta} - \frac{\alpha}{\beta} (t - t_m). \quad (2)$$

Для одного пролета линии уравнение провисания провода в виде цепной линии записывается следующим образом:

$$y = h_0 \operatorname{ch} \frac{x}{h_0}. \quad (3)$$

Если провод закрепить в точке A (рис. 1), то для обеспечения состояния равновесия в точках B или O' необходимо приложить нагрузку, равную тяжению по проводу:

$$T_B = \gamma y_1 F = \sigma_B F; T_{O'} = \gamma h_0 F = \sigma_0 F, \quad (4)$$

где $\sigma_{O'}$, σ_B – напряжение в проводе в точках B и O' .

Из (4) видно, что тяжение и напряжение в точке B больше, чем в точке O' , так как ордината $y_1 > h_0$ ($\sigma_B = \sigma_{O'} + \gamma f$).

Оценим значение разности тяжений ($T_B - T_{O'}$) для длинных пролетов в зависимости от стрелы провеса провода или троса. Удельную нагрузку γ примем равной: $7,788 \cdot 10^{-3}$ даН/(м·мм²) – для сталеалюминиевого провода АС 300/204; $18,56 \cdot 10^{-3}$ даН/(м·мм²) – для стального троса ТК 19,0.

Расчеты по формулам (4) показали, что разность тяжений в нижней точке провисания провода или троса и верхних точках их подвеса незначительна и составляет: 0,038–1,380 даН – для проводов; 0,05–2,08 даН – для тросов.

Стрелу провеса провода определим из выражения

$$f = \frac{\gamma l^2}{8\sigma_{O'}} + \frac{\gamma^3 l^4}{384\sigma_{O'}^3}, \quad (5)$$

где $\sigma_{O'} = 25,4$ даН/мм² – для АС 300/204 и 60 даН/мм² – для ТК 19,0.

Выражение (5) получено из (3) в результате разложения $\operatorname{ch} \frac{x}{h_0}$ в ряд и оставления в ряду разложения первых двух членов. При оставлении в ряду разложения только первого члена стрела провеса определится как

$$f = \frac{\gamma l^2}{8\sigma_{O'}}. \quad (6)$$

Разница полученных значений стрел провеса, приведенных в табл. 1, определенных по (5) и (6), для провода АС 300/204 не превышает 1,38 %, а для троса ТК 19,0 – 2,54 %. Это указывает на допустимость расчета стрелы провеса провода и троса по упрощенной формуле (6) для габаритных длин пролета.

Таблица 1

Значения стрел провеса провода и троса с точкой подвеса на одинаковой высоте
The values of the of the sags of wire and cable that have suspension points at the same height

Длина пролета, м	Стрела провеса провода или троса, м, определенная по формулам					
	для провода			для троса		
	(5)	(6)	(7)	(5)	(6)	(7)
500	6,545	6,635	6,547	5,947	5,895	5,948
600	10,207	10,321	10,211	9,310	9,204	9,313
700	14,815	14,943	14,824	13,688	13,505	13,695
1000	33,870	33,981	33,922	32,720	32,199	32,766
1500	81,791	81,650	82,119	81,918	80,448	82,246
2000	149,546	148,648	150,686	146,077	148,632	153,026
2500	237,408	234,851	240,368	242,600	236,438	245,772

Расчет стрелы провеса провода или троса в соответствии с теорией цепи равного сопротивления

В [9] для расчета параметров больших переходов воздушных линий электропередачи предложена теория цепи равного сопротивления. Цепью равного сопротивления называется цепь переменной толщины, у которой толщина в каждой точке пропорциональна натяжению и вероятность разрыва во всех ее точках одинакова.

Стрела провеса провода, подвешенного на одинаковой высоте (рис. 1), определяется по формуле [9]

$$f = -\frac{\sigma}{\gamma} \ln \cos \frac{\gamma l}{2\sigma}. \quad (7)$$

Значения стрел провеса, определенные по (7), даны в табл. 1. Приведенные в табл. 1 результаты расчета стрел провеса для провода АС 300/204 и троса ТК 19,0, подвешенных на одинаковой высоте, определенные с использованием теории цепной линии по (5) и (6), дают меньшие (на 2,4 % для провода, на 3,9 % для троса) величины по сравнению со значениями, полученными на основе теории цепи равного сопротивления (7).

Незначительная разность тяжений стрел провеса провода и троса при длинах пролетов до 1500 м обуславливает проведение расчетов стрел провеса по (6), т. е. считается [6, 7], что горизонтальная составляющая тяжения в любой точке провода или троса остается неизменной.

Если точки подвеса провода расположены на неодинаковой высоте (рис. 2), то напряжения в материале провода в точках *B* и *O* будут различны. При значительной разности высот принимают напряжение в высшей точке *B* на 10 % больше напряжения в низшей точке провисания провода *O* [11].

Значения отмеченных на рис. 2 величин определяются по формулам [8, 11]:

$$x_1 = -\frac{\sigma_0}{\gamma} \operatorname{arctg} \frac{\Delta h}{l}; \quad (8)$$

$$x_0 = l - \frac{l_{\text{в1}}}{2}; \quad (9)$$

$$l_{\text{в1}} = l + \frac{2\sigma_0}{\gamma} \operatorname{arcsh} \frac{\Delta h \gamma}{\gamma \sigma_0 \operatorname{sh} \frac{\gamma l}{2\sigma_0}}; \quad (10)$$

$$l_{\text{в2}} = l - \frac{2\sigma_0}{\gamma} \operatorname{arcsh} \frac{\Delta h \gamma}{\gamma \sigma_0 \operatorname{sh} \frac{\gamma l}{2\sigma_0}}. \quad (11)$$

Зависимость между напряжениями в проводе в точках *B* и *O* имеет вид [11]

$$8l^2 \sigma_B \sigma_0 = 8l^2 \sigma_0^2 + \gamma^2 l^4 + 4\gamma^2 l^2 \Delta h \sigma_0 + 4\sigma_0^2 \Delta h^2, \quad (12)$$

где $\Delta h = 2-10$ м.

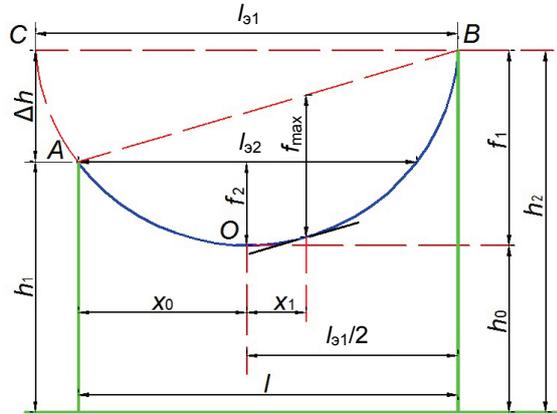


Рис. 2. Провисание провода в пролете при разной высоте точек подвеса: l – длина пролета; l_{31}, l_{32} – большой и малый эквивалентные пролеты; h_1, h_2 – высота опоры; Δh – разность высот точек подвеса провода; f_1, f_2 – стрела провеса проводов, соответствующая большому и малому эквивалентным пролетам; f_{\max} – наибольшая стрела провеса провода; x_0 – расстояние от нижней опоры h_1 до провеса провода, соответствующего малому эквивалентному пролету; x_1 – расстояние от провеса провода, соответствующего малому эквивалентному пролету, до максимального провисания провода в пролете

Fig. 2. The sagging of the wire in the span that have a different height of suspension points: l – length of span; l_{31}, l_{32} – large and small equivalent spans; h_1, h_2 – height of the pillar;

Δh – difference of the heights of points of suspension of a wire; f_1, f_2 – sags of wires corresponding to the large and small equivalent spans; f_{\max} – greatest sag of a wire; x_0 – distance from the lower pillar h_1 to the wire sag, corresponding to the small equivalent span; x_1 – distance from the wire sag, corresponding to the small equivalent span to the maximum sagging of the wire in the span

Стрелы провеса провода, соответствующие большому и малому эквивалентным пролетам, можно определить по формулам [8]:

$$f_1 = \frac{\sigma_0}{\gamma} \left(\operatorname{ch} \frac{l_{31}\gamma}{2\sigma_0} - 1 \right); \quad f_2 = \frac{\sigma_0}{\gamma} \left(\operatorname{ch} \frac{l_{32}\gamma}{2\sigma_0} - 1 \right). \quad (13)$$

Используя (6), получим:

$$f_1 = \frac{l_{31}^2 \gamma}{8\sigma_0}; \quad f_2 = \frac{l_{32}^2 \gamma}{8\sigma_0}. \quad (14)$$

В соответствии с [9] формулы (14) имеют вид:

$$f_2 = -\frac{\sigma}{\gamma} \ln \cos \frac{\gamma x_0}{\sigma}; \quad f_1 = f_2 + \Delta h. \quad (15)$$

Наибольшая стрела провеса провода f_{\max} будет в той точке кривой провисания провода, где касательная к нему параллельна прямой AB , и определяется по выражению

$$f_{\max} = h_2 - h_0 - \frac{\Delta h}{l} (l - x_0 - x_1) + \frac{\sigma}{\gamma} \ln \cos \frac{\gamma x_0}{\sigma}. \quad (16)$$

Результаты расчета по формулам (14)–(16) приведены в табл. 2 для провода марки АС 300/204 и стального троса ТК 19,0, подвешенных на опорах с разностью высот $\Delta h = 10$ м.

Таблица 2

Значения стрел провеса провода и троса при неодинаковой высоте точек подвеса
The values of the of the sags of wire and cable that have suspension points at different heights

Длина пролета, м	Стрела провеса провода или троса, м, определенная по формулам												
	для провода							для троса					
	(14)		(13)		(15)		(16)	(14)		(13)		(15)	
	f_1	f_2	f_1	f_2	f_1	f_2	f_{max}	f_1	f_2	f_1	f_2	f_1	f_2
500	30,7	20,7	30,8	20,8	30,9	20,9	25,6	29,2	19,3	29,4	19,4	29,4	19,4
600	35,8	25,9	36,0	26,0	36,1	26,1	30,9	34,3	24,3	34,4	24,4	34,4	24,5
700	41,0	31,1	41,2	31,2	41,3	31,3	36,1	39,3	29,3	39,4	29,4	39,5	29,5
1000	56,6	46,7	56,8	46,8	57,0	47,0	51,8	54,3	44,4	54,5	44,5	54,7	44,7
1500	82,0	72,1	82,3	72,3	82,6	72,6	77,5	79,5	69,5	79,8	69,8	80,0	72,0
2000	108,0	98,1	108,4	98,4	108,8	98,8	103,7	104,6	94,7	105,0	95,0	105,3	95,3
2500	134,1	124,1	134,6	124,6	135,0	125,0	129,9	129,8	119,9	130,3	120,3	130,7	120,7

Значения стрел провеса провода АС 300/204 и троса ТК 19,0 с разной высотой точек подвеса в пролете, определенные с использованием теории цепной линии (формулы (13), (14)), дают меньшие значения (на 0,7 %) по сравнению со значениями, полученными на основе теории цепи равного сопротивления (формула (15)).

ВЫВОДЫ

1. Показано, что напряжение в низших точках провеса провода или троса и в точках их подвеса на опорах различаются незначительно и учет разности отмеченных величин имеет лишь методическое значение.

2. Установлено, что при подвесе на одной и на разной высотах в пролете провода или троса стрелы провеса, определенные с использованием теории цепной линии для переходных пролетов длиной 500 м и более, дают меньшие значения по сравнению с величинами, полученными на основе теории цепи равного сопротивления. Следовательно, при более высоких значениях стрелы провеса труднее обеспечить требуемый габарит до пересекаемых сооружений, водных объектов или земли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Достижения белорусских энергетиков / ГПО «Белэнерго». Минск: Экономэнерго, 2016. 452 с.
2. Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемно-сдаточных испытаний: ТКП 339–2011 (02230). Минск: Минскэнерго, 2011. 596 с.

3. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев. Минск: Технопринт, 2004. 720 с.
4. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети: проектирование / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. Минск: Вышэйш. шк., 1988. 308 с.
5. Крюков, К. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи / К. П. Крюков, Б. П. Новгородцев. Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1979. 312 с.
6. Бошнякович, А. Д. Механический расчет проводов и тросов линий электропередачи / А. Д. Бошнякович. Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1971. 295 с.
7. Бошнякович, А. Д. Расчет проводов подстанций и больших переходов ЛЭП / А. Д. Бошнякович. Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1975. 236 с.
8. Короткевич, М. А. Проектирование линий электропередачи. Механическая часть / М. А. Короткевич. Минск: Вышэйш. шк., 2010. 572 с.
9. Горин, В. Я. Новая методика расчета параметров больших переходов воздушных ЛЭП / В. Я. Горин, Н. Н. Давидсон // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Сер.: Електротехніка і енергетика. Донецьк: ДВНЗ «ДонНТУ», 2004. Вып. 79. С. 74–77.
10. Сергей, И. И. Динамика проводов электроустановок энергосистем при коротких замыканиях: теория и вычислительный эксперимент / И. И. Сергей, М. И. Стрелюк. Минск: ВУЗ-ЮНИТИ, 1999. 252 с.
11. Глазунов, А. А. Работа и расчет проводов и тросов / А. А. Глазунов. М.: Госэнергоатомиздат, 1956. 191 с.

Поступила 15.01.2018 Подписана в печать 07.05.2018 Опубликовано онлайн 28.09.2018

REFERENCES

1. "Belenergo" SIA (2016) *Achievements of Belarusian Power Engineers*. Minsk, Ekonomenergo. 452 (in Russian).
2. ТКР 339–2011 (02230). *Electrical Installations for Voltage up to 750 kV. Overhead Power Transmission Lines and Current Lines, Distribution Devices and Transformer Substations, Electric Power and Accumulator Installations, Electrical Installations of Residential and Public Buildings. Rules of the Preparation and Protective Measures of Electrical Safety. Electricity Metering. Norms of Acceptance Tests*: Minsk, Minskenergo, 2011. 596 (in Russian).
3. Pospelov G. E., Fedin V. T., Lychev P. V. (2004) *Electrical Systems and Networks*. Minsk, Tekhnoprint Publ. 720 (in Russian).
4. Pospelov G. E., Fedin V. T. (1988) *Electrical Systems and Networks: Design*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 308 (in Russian).
5. Kryukov K. P., Novgorodtsev B. P. (1979) *Design and Mechanical Calculation of Power Lines*. Leningrad, Energiya Publ., Leningrad Branch. 312 (in Russian).
6. Boshnyakovich A. D. (1971) *Mechanical Calculation of Wires and Cables of Power Lines*. Leningrad, Energiya Publ., Leningrad Branch. 295 (in Russian).
7. Boshnyakovich A. D. (1975) *Calculation of Wires, Substations and Large Power Lines Transition*. Leningrad, Energiya Publ., Leningrad Branch. 236 (in Russian).
8. Korotkevich M. A. (2010) *Design of Power Lines. Mechanical Section*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 572 (in Russian).
9. Gorin V. Ya., Davidson N. N. (2004) New Method of Calculation of Parameters of Large Transitions of Overhead Power Lines. *Naukovi Pratsi Donets'kogo Natsional'nogo Tekhnichnogo Universitetu. Seriya: "Elektrotekhnika i Energetika"* [Scientific Works of Donetsk National Technical University. Series: "Electrical Engineering and Power Engineering"]. Donetsk, Donetsk National Technical University, (79), 74–77 (in Russian).
10. Sergey I. I., Strelyuk M. I. (1999) *Dynamics of Wires of Electrical Installations of Power Systems in Cases of Short Circuits: Theory and Computational Experiment*. Minsk, VUZ-YuNITY Publ. 252 (in Russian).
11. Glazunov A. A. (1956) *Work and Calculation of Wires and Cables*. Moscow, Gosenergoatomizdat Publ. 191 (in Russian).

Received: 15 January 2018

Accepted: 7 May 2018

Published online: 28 September 2018

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-440-450>

УДК 621.311.658

Система интеллектуального светодиодного освещения

И. И. Марончук¹⁾, И. Б. Широков¹⁾, А. А. Вельченко²⁾, В. И. Мирончук²⁾

¹⁾Севастопольский государственный университет (Севастополь, Российская Федерация),

²⁾Белорусский государственный аграрный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2018
Belarusian National Technical University, 2018

Реферат. В статье представлена интеллектуальная система управления светодиодным освещением, применимая к автономным электроосветительным установкам, светильникам наружного освещения на столбах, предназначенным для освещения автомагистралей, дорог, улиц и прилегающих территорий. Она объединяет все локальные системы освещения, в которых датчик движения и светодиодный светильник интегрированы в одну сеть. Включение светодиодного светильника на пониженную мощность осуществляется автоматически при снижении уровня внешнего естественного освещения ниже определенного порогового. В случае появления движущегося объекта вдоль датчиков соседних локальных систем освещения определяются скорость и направление его движения. По ним определяется количество локальных осветительных систем, светодиодные светильники которых должны быть включены на более высокую мощность, и устанавливается прогнозируемое появление объекта в очередной расчетной точке. Увеличение мощности светодиодных светильников осуществляется плавно, когда объект приближается к соответствующей локальной осветительной системе. За счет динамического управления мощностью светодиодных светильников по мере появления в зоне действия интеллектуальной системы освещения движущихся объектов достигается существенная экономия электрической энергии. Обеспечиваются условия безопасности дорожного движения, поскольку количество светодиодных светильников, работающих с повышенной мощностью, определяется скоростью объекта и его возможный тормозной путь будет существенно меньше освещаемого участка проезжей части. Плавные изменения мощности светодиодных светильников снижают нагрузку на водителя транспортного средства. Пояснен выбор датчика движения на основе автодинного радиоблокирования, обнаруживающего движущиеся объекты в заданном секторе контролируемого пространства независимо от времени суток и погодных условий.

Ключевые слова: локальная система освещения, интеллектуальное управление, узел сети, датчик движения, светодиодный светильник, микропроцессор, цифровая шина, движение

Для цитирования: Система интеллектуального светодиодного освещения / И. И. Марончук [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 5. С. 440–450. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-440-450>

Intelligent LED Lighting System

I. I. Maronchuk¹⁾, I. B. Shirokov¹⁾, A. A. Velchenko²⁾, V. I. Mironchuk²⁾

¹⁾Sevastopol State University (Sevastopol, Russian Federation),

²⁾Belarusian State Agrarian Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The article presents the development of an intelligent control system for LED lighting, applicable to autonomous electric lighting installations, outdoor lighting fixtures on posts to

Адрес для переписки

Вельченко Анна Александровна
Белорусский государственный
аграрный технический университет
просп. Независимости, 99,
220023, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 267-37-01
anna.velchenko@gmail.com

Address for correspondence

Velchenko Anna A.
Belarusian State
Agrarian Technical University
99 Nezavisimosty Ave.,
220023, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 267-37-01
anna.velchenko@gmail.com

illuminate highways, roads, streets and surrounding areas. The system combines all local lighting systems in which the motion sensor and the LED luminaire are integrated into one network. Turning on the LED luminaire at reduced power is carried out automatically when the level of external natural light is less than a certain threshold value. In the case of appearance of an object moving along the motion sensors of neighboring local lighting systems, the speed and direction of movement of the object are determined. In accordance to the speed and direction of the object movement the number of local lighting systems is determined whose LED lamps should be switched on at a higher power and the appearance of the object at the next design point is predicted. The increase in the power of LED lamps is carried out smoothly when the object is approaching the corresponding local lighting system. Due to the dynamic control of the power of the LED luminaires, as moving objects appear in the coverage area of the intelligent lighting system, significant energy savings are achieved. Traffic safety conditions are increased, as the number of LED lamps operating with increased power is determined by the speed of the object, and its possible braking distance will be significantly less than the illuminated section of the roadway. Smooth changes in the power of LED lamps reduce the pressure on the driver of the vehicle. The choice of the motion sensor based on the autodyne radio blocking, which detects moving objects in a given sector of the controlled space, regardless of the time of day and weather conditions, is grounded.

Keywords: local lighting system, intellectual control, network node, motion detector, LED lamp, microprocessor, digital bus, motion

For citation: Maronchuk I. I., Shirokov I. B., Velchenko A. A., Mironchuk V. I. (2018) Intelligent LED Lighting System. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 61 (5) 440–450. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-440-450> (in Russian)

Введение

Основа развития мировой электроэнергетики – модернизация и переход на качественно новый уровень энергетических систем с последующим преобразованием их в интеллектуальные. Важнейшими составляющими энергетических систем, обеспечивающими комфортную жизнь человеку, являются системы уличного и дорожного освещения. Известно, что качество освещения дорог повышает зрительное восприятие пространства и увеличивает безопасность движения, а недостаточное освещение зимних дорог усугубляет дорожную обстановку [1]. При удвоении средней яркости освещения дорожного покрытия в темное время суток количество дорожно-транспортных происшествий, в том числе с участием пешеходов, уменьшается на 30 %, число происшествий в зонах особой опасности – на 45 %, количество смертельных случаев снижается на 65 %.

Системы уличного и дорожного освещения крупных городов являются энергоемкими объектами, расход электроэнергии которых может достигать до 40 % от общего энергопотребления города [2]. В то же время постоянный рост затрат на эксплуатацию уличного и дорожного освещения вынуждает муниципальные образования сокращать его использование вплоть до полного отказа [3]. Поэтому эффективное управление энергопотреблением системы уличного и дорожного освещения – одна из наиболее важных задач модернизации энергетических систем, связанных в том числе с началом массового применения светодиодной техники. Для эффективной реализации светодиодного освещения дорог используют специальные светодиодные светильники, которые излучают равномерный свет и подчеркивают реальные цветовые контрасты.

Существующие в настоящее время системы управления уличным освещением по критерию способа управления можно разделить на следующие группы [4]:

1) системы ручного управления. Включение и отключение осветительных установок в таких системах производится вручную обслуживающим персоналом;

2) системы управления по заданному временному графику. В таких системах задается график включения/отключения осветительных установок, и система автоматически управляет осветительными установками в соответствии с этим графиком;

3) системы управления по освещенности. Регулирование мощностью в таких системах осуществляется согласно жесткому алгоритму по показаниям датчика освещенности. Данный способ управления только начали постепенно внедрять в системы управления уличным освещением [5].

На практике при внедрении вышеуказанных модернизаций потенциал экономии электроэнергии в большинстве систем уличного и дорожного освещения может составить до 60 % [6].

Дополнительное и существенное энергосбережение может быть достигнуто за счет применения датчиков движения для включения освещения. Эта идея не нова и применяется во всем мире. Однако наиболее часто используемые системы управления уличным освещением имеют существенные недостатки, а именно: 100 % освещенности появляется в области установки осветительной системы только тогда, когда движущийся объект непосредственно приближается к автономной системе и попадает в область датчика движения (обычно 5–10 м). Для движущегося пешехода такое управление освещением представляется вполне оправданным и совершенно безопасным, поскольку его скорость движения мала и не превышает 5,0 км/ч (1,4 м/с).

Другая ситуация возникает при приближении к автономной системе освещения автомобиля, движущегося со скоростью, например, 60 км/ч (17 м/с) или более, что имеет место при движении на автомагистралях. В момент включения освещения на полную мощность, обеспечивающую требуемую освещенность проезжей части для безопасного движения, водитель движущегося автомобиля может обнаружить в нескольких метрах от себя по ходу движения препятствие, например припаркованный автомобиль. При этом остановиться и избежать столкновения не представляется возможным. Поэтому для безопасного движения автомобиля необходимо освещать участок дороги по ходу движения автомобиля, превышающий его тормозной путь, с учетом реакции водителя.

Эти свойства, исследованные авторами статьи, являются новыми, поскольку в используемых системах осуществляется включение только одного светодиодного светильника и только одной локальной системы освещения. При этом обеспечить безопасное движение транспортного средства по освещаемой автомагистрали, дороге, улице или прилегающей территории с повышенной скоростью не представляется возможным, поскольку тормозной путь автомобиля может в несколько раз превышать зону освещения, создаваемую локальной системой. Кроме того, мгновенное повышение мощности светодиодного светильника с минимального до максимального значения непосредственно в месте текущего расположения движущегося автомобиля (в зоне действия датчика движения) может вызвать у водителя неадекватную реакцию, которая приведет к созданию аварийной ситуации.

Целью исследования являлось создание интеллектуальной системы управления уличным светодиодным освещением, обеспечивающим экономию электрической энергии, с одной стороны, и безопасное движение транспортных средств по автомагистралям, дорогам, улицам и прилегающим территориям, с другой.

Интеллектуальное управление освещением

Система контроля уличного светодиодного освещения, разработанная в результате исследований, включала в себя: измерение уровня внешнего естественного освещения, определение факта наличия движущихся объектов в зоне покрытия каждой локальной системы освещения, включение светодиодного освещения локальной системы освещения с пониженной мощностью, включение светодиодного освещения локальной системы освещения с максимальной мощностью.

Отличие от существующих систем состоит в следующем. Локальные системы освещения взаимосвязаны в простую цифровую сеть, при этом каждому узлу назначается локальная система освещения. Узлы системы подключаются друг к другу с использованием любых возможных типов передачи цифровых данных, а именно – с помощью проводного, оптического или радиоканала. При снижении уровня внешнего естественного света менее определенного порогового уровня светодиоды каждой локальной системы освещения были переведены в режим пониженного энергопотребления.

Во время появления движущегося объекта в пределах диапазона датчика движения одной локальной системы освещения (один узел сети) данная локальная система освещения переключается в режим повышенной мощности. В дополнение к этому фиксируется время появления движущегося объекта в зоне действия локальной системы освещения. Эта метка времени и соответствующий номер узла сети (локальная система освещения), в которой фиксируется движущийся объект, передаются по сети всем остальным соседним узлам. При возникновении движущегося объекта в зоне покрытия другой локальной системы освещения время появления движущегося объекта снова фиксируется. Зная расстояние между узлами сети, определяется вектор скорости движущегося объекта. После определения вектора скорости рассчитывается количество узлов сети, расположенных вдоль хода движения объекта, светодиодные осветительные приборы которых должны включаться с повышенной мощностью. Таким образом, полная мощность светодиодного освещения локальных систем освещения плавно увеличивается, когда движущийся объект приближается к сетевому узлу. Когда движущийся объект покидает сетевой узел, светодиодное освещение этой локальной системы освещения плавно уменьшается до режима пониженного энергопотребления. Когда уровень внешнего естественного света превышает определенный пороговый уровень, все освещение сети полностью отключается.

В частности, количество включенных светодиодных светильников определяется скоростью и направлением транспортного средства (объекта). Чем выше скорость объекта, тем больше включается светодиодов, установленных вдоль пути его движения. Другими словами, площадь проезжей части, освещенная увеличенной мощностью, должна быть больше тормозного пути транспортного средства, что позволит водителю выполнять безопасное движение и маневрирование.

Кроме того, мощность светодиодных светильников локальных систем освещения плавно увеличивается до максимума по мере приближения объекта к следующей локальной системе освещения. Исключены резкие изменения уровня освещенности на проезжей части, что делает движение

транспортного средства более безопасным с точки зрения реакции и поведения водителя.

Принципиальная схема системы управления уличным светодиодным освещением показана на рис. 1.

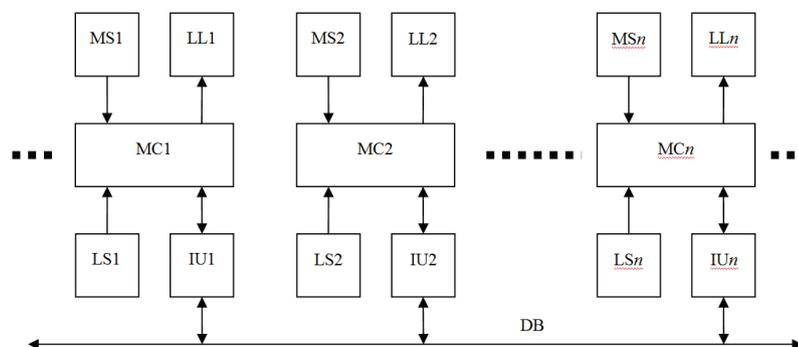


Рис. 1. Схема устройства системы управления уличным светодиодным освещением

Fig. 1. Diagram of the device of the control system of street LED lighting

Система представляет собой сеть, узлы которой соединены простой цифровой шиной передачи данных DB. Шина цифровых данных может быть проводной, беспроводной или оптической. Каждый сетевой узел состоит из: датчика движения MS_i , светодиодной лампы LL_i , микроконтроллера со встроенными часами реального времени MC_i , светочувствительного датчика LS_i , интерфейсных блоков IU_i .

Система работает следующим образом. Датчик освещенности подает сигнал на вход микроконтроллера. Когда уровень внешнего естественного света снижается менее определенного критического уровня, все микроконтроллеры включают все светодиодные лампы с пониженным уровнем мощности. Светочувствительные датчики не нужно устанавливать на каждом узле сети, в каждой локальной системе освещения. Достаточно установить их на одном или нескольких узлах при условии, что уровень внешнего естественного освещения в зоне покрытия каждой локальной системы освещения приблизительно одинаков. Данные об уровне внешнего естественного света передаются от одного узла ко всем узлам сети с помощью общей цифровой шины.

Когда в зоне обслуживания одной из локальных осветительных систем (сетевых узлов) движущегося объекта появляется движущийся объект, запускается датчик движения, например датчик 1 движения первого сетевого узла на рис. 1. Сигнал датчика движения подается на вход микроконтроллера MC_1 , посредством которого светодиодная лампа LL_1 переходит в режим повышенной мощности. Кроме того, с помощью встроенного микроконтроллера часов реального времени фиксируется момент появления движущегося объекта в этой зоне. Эта информация затем передается микроконтроллером MC_1 и через интерфейс модуль IU_1 вместе с данным уникальным номером узла – на все другие узлы сети через цифровую шину. Далее, по мере перемещения объекта, он входит в зону покрытия другой локальной системы освещения (другой сетевой узел), например зону действия датчика MS_2 движения второго сетевого узла на чертеже. С помощью микроконтроллера MC_2 этого узла сеть посредством встроен-

ных часов реального времени фиксирует момент появления движущегося объекта в зоне действия этого узла. Зная расстояние между узлами сети, микроконтроллер вычисляет скорость и направление движения (вектор скорости) объекта. Затем, согласно полученным данным, определяется количество узлов сети, установленных по ходу движения объекта, светодиодные лампы которых должны переключаться в режим повышенной мощности. Микроконтроллер передает эту информацию через общую цифровую шину. В данном случае мощность светодиодного освещения плавно увеличивается, когда движущийся объект приближается к соответствующему узлу сети, вплоть до максимального значения, когда он попадает прямо в зону покрытия узла. Точка переключения и уровень мощности каждого светодиодного освещения определяются не непосредственно датчиком движения текущей локальной системы освещения, а путем расчета вычисленной скорости вдоль направления движения объекта и его прогнозируемого появления в следующей расчетной точке.

Вся осветительная сеть, состоящая из локальных сетей освещения, объединенных простой цифровой шиной, может обеспечивать поддержку не только одного движущегося объекта, но и нескольких, даже движущихся друг к другу. Проблема может возникнуть, когда движущиеся друг к другу объекты пересекают зону действия одиночного датчика движения. В этом случае время срабатывания датчика может быть несколько больше расчетного или датчик даст дробный отклик, который будет трудно идентифицировать с каждым объектом. При такой ненормальной ситуации желательно не анализировать сигнал этого датчика, переключая светодиодную лампу этой локальной системы освещения в режим максимальной мощности и не изменяя вычисленные значения векторов скорости для обоих объектов.

При движении по улицам в час пик и интенсивном движении по автомагистралям и дорогам сигналы от датчиков движения непрерывно поступают практически от всех локальных систем освещения. Единственным правильным решением будет переход всех светодиодных ламп всех локальных систем освещения в режим максимального энергопотребления. Использовать разработанную систему управления уличным светодиодным освещением желательно в определенное время суток, например ночью, когда интенсивность трафика низкая. Положительный эффект от ее применения связан со значительной экономией электрической энергии, непроизводительные издержки которой особенно велики в ночное время, когда движение по улицам минимальное.

Цифровая шина

В качестве цифровой шины, которая объединяет узлы сети, может использоваться любое техническое решение. Например, это могут быть стандартные радиointерфейсы Wi-Fi, Zigbee, Bluetooth и т. д. Однако применение этих модулей может оказаться неоправданно дорогостоящим, сводя на нет ожидаемую экономию энергии (еще дороже оптические системы связи). Применение так называемых PLC-модемов позволит использовать линии электропередачи одновременно для передачи данных. Но такое решение исключает использование автономных систем электропитания (аккумуляторы, фотоэлектрические элементы), которые являются типичными для применяемых в настоящее время систем.

Наиболее приемлемо использование шины CAN, хорошо поддерживаемой производителями. Конечные узлы шины CAN довольно дешевы и обеспечивают требуемую функциональность. Современные микроконтроллеры в большинстве имеют встроенные CAN-модули. Но для шины CAN требуется двухпроводная (в некоторых случаях – однопроводная) линия передачи плюс общий провод для ее работы.

Хорошим решением является использование беспроводных адаптеров для расширения шины CAN. Некоторые из таких решений описаны в [7, 8] и показаны на рис. 2. Расширитель состоит из радиочастотного (RF) и низкочастотного (LF) транзисторов. Радиочастотный транзистор работает в двух режимах: в качестве радиочастотного передатчика, когда цифровой сигнал TX имеет высокий логический уровень, и как высокочастотный регенеративный приемник, когда сигнал TX имеет низкий логический уровень. В последнем случае полученный цифровой сигнал RX формируется компаратором CMP.

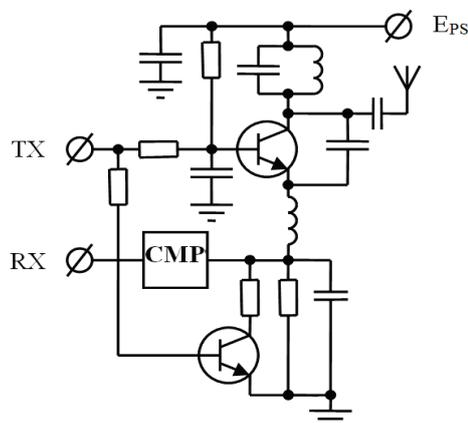


Рис. 2. Беспроводной расширитель CAN-шины

Fig. 2. Wireless CAN bus extender

Датчик движения

Один из наиболее важных компонентов разработанной интеллектуальной системы управления – датчик движения. Часто возникает проблема, связанная со своевременным запуском записывающего оборудования, когда движущийся объект находится в данной зоне управления. Эта задача наиболее просто решена с помощью автоматической блокировки радиосигналов (ARB), которая обеспечивает бесконтактное и дистанционное обнаружение объектов и выдачу команды «пуск» для измерительной системы [9].

Конструкция устройства основана на эффекте ARB, разработанном авторами [9]. ARB – это приемно-передающий автодинный модуль (AM) фланцевого типа, как показано на рис. 3. Модуль выполнен на диоде Ганна AA727A 8-миллиметрового диапазона длин волн. Антенна А представляет собой роговой объектив с шириной лепестка в вертикальной плоскости 10° и в горизонтальной плоскости 6° . Подача на диод Ганна генератора прохо-

дит через специальный блок (SU) изоляции полезного сигнала, который преобразует автодинные изменения среднего значения тока в напряжение. Автодинный потенциал составляет порядка 95 дБ в диапазоне частот от 10,0 Гц до 3,5 кГц.

Чтобы зафиксировать момент минимальной аппроксимации движущегося объекта в заданном секторе пространства, авторы использовали схему анализа трехканального сигнала, как показано на рис. 3. Канал амплитудного анализа AA срабатывает, когда уровень сигнала превышает заданный пороговый. Канал для анализа скорости изменения амплитуды сигнала (ВА) запускает переход от значения положительной производной к отрицательному значению производной. Канал для выбора периода (SP) инициируется появлением во входном сигнале периода в указанном диапазоне продолжительности. Использование такого датчика движения, по мнению авторов, является решающим, поскольку этот алгоритм обработки сигналов защищает от ложных тревог, вызванных перемещением насекомых, птиц и мелких животных вблизи антенны.

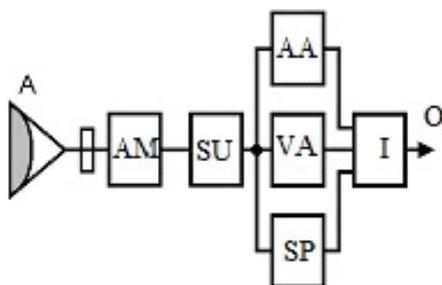


Рис. 3. Функциональная схема прибора на эффекте ARB

Fig. 3. Functional diagram of the ARB effect device

В [10] авторы исследовали возможность взаимодействия между собой датчиков движения, основанного на автодинном радиоблокировании. Разработанная система называется системой «Лес». Два датчика были использованы для фиксации движения объекта. Как уже упоминалось, из траектории объекта T в диапазоне 15–25 м и на расстоянии D между собой были установлены два автодинных блока радиоблокировок ARB-1 и ARB-2 (рис. 4). Авторы приводят обоснованные рекомендации по использованию инструментов, диаграммы этих ARB направлены немного на движение объекта и под углом φ , который приблизительно равен половине ширины диаграммы направленности антенны (рис. 4).

Для фиксации момента проезда объектом первого датчика ARB-1 его сигнал (рис. 5, цифра 1) подается на первый амплитудный компаратор блока обработки сигналов (SPU).

Пороговый уровень компаратора на рис. 5 обозначен линией 2. На выходе компаратора формируются импульсы с нормированной амплитудой (кривая 3). Эти импульсы соответствуют переходам сигнала через «нуль» и подаются в контроллер SPU, где выполняются подсчет числа импульсов и выделение наперед заданного периода с определением его длительности. В конце данного периода (рис. 5, кривая 4) формируется начало

интервала T измерений. Выходной сигнал второго автономного датчика ARB-2 (рис. 5, цифра 1) подается во второй компаратор амплитуды, пороговым уровнем которого является линия 2, и она находится в 1,5–2 раза ниже, чем уровень первого компаратора. Поэтому на выходе второго компаратора импульсы 3 оказываются «раньше», чем на выходе первого, и их общее число в течение длительности сигнала, как правило, больше. Импульсы 3, принимаемые контроллером, далее обрабатываются путем измерения длительности периодов входного сигнала. Когда появляется период с длительностью, превышающей период первого датчика ARB-1, формируется задний фронт интервала T измерений (рис. 5, кривая 4, ARB-2). Кроме того, измеренный импульс T подается на вход типичного баллистического хронометра (IU) для измерения его продолжительности.

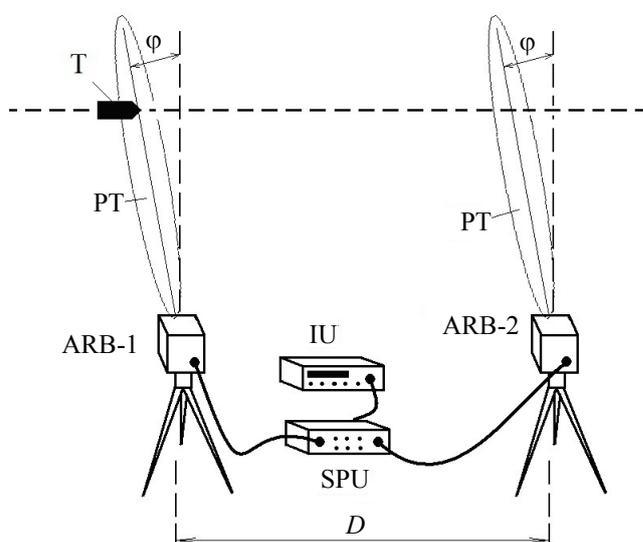


Рис. 4. Схема установки системы «Лес» при проведении испытаний

Fig. 4. Diagram of the "Les" system installation during ARB tests

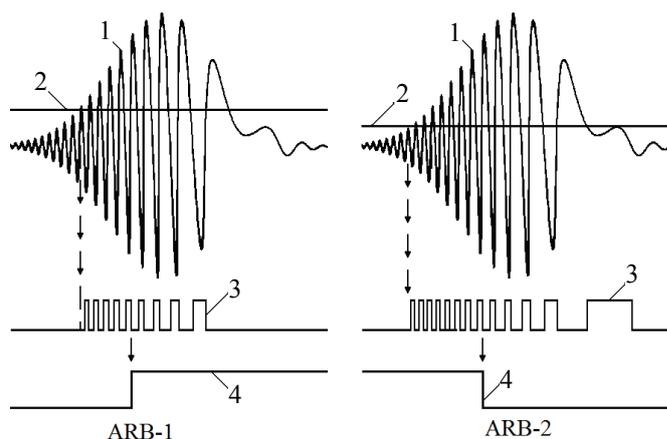


Рис. 5. Принцип обработки сигналов, принятых от ARB-1 и ARB-2

Fig. 5. The principle of processing signals received from ARB-1 and ARB-2

ВЫВОДЫ

1. Разработана интеллектуальная система управления светодиодным освещением. Она может быть применена к автономным электроосветительным установкам, светильникам наружного освещения, установленным на столбе, которые предназначены для освещения автомагистралей, дорог, улиц и прилегающих территорий.

2. Светодиодное освещение включается автоматически, когда уровень внешнего естественного света падает ниже определенного порогового уровня, на пониженной мощности. Когда на экране появляется движущийся объект (автомобиль), светодиодное освещение включается на полную мощность.

3. В разработанной системе объединены все локальные системы освещения, в которых датчик движения и сам светодиодный светильник интегрированы в одну сеть. В этом случае вдоль датчиков движения соседних локальных систем освещения определяются скорость и направление движения (вектор скорости) объекта. По рассчитанной скорости определяется количество локальных осветительных систем, светодиодные светильники которых должны быть включены на более высокую мощность. Кроме того, увеличение мощности светильников осуществляется плавно, когда объект приближается к соответствующей осветительной системе. В то же время точка переключения и уровень мощности каждого светодиодного освещения определяются не сигналом датчика движения текущей локальной системы освещения, а расчетным путем по вычисленной скорости и направлению движения объекта и прогнозируемому его появлению в очередной расчетной точке.

4. За счет динамического управления мощностью светодиодных светильников по мере появления в зоне действия системы освещения движущихся объектов можно достичь существенной экономии электрической энергии, с одной стороны. С другой – безопасность движения остается высокой, поскольку количество светильников, работающих с повышенной мощностью по ходу движения объекта, определяется его скоростью, и его возможный тормозной путь будет существенно меньше освещаемого участка проезжей части. Плавные изменения мощности светодиодных светильников снижают нагрузку на водителя транспортного средства.

5. Аргументированно обоснован выбор датчика движения на основе автотодиночного радиоблокирования, что облегчает обнаружение движущихся объектов в данном секторе контролируемого пространства независимо от времени суток и погодных условий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев, А. П. Строительство и реконструкция автомобильных дорог: справочная энциклопедия дорожника / А. П. Васильев, Б. С. Марышев, В. В. Силкин; под ред. А. П. Васильева. М.: Информавтодор, 2005. Т. 1. 646 с.
2. Эннс, О. Интеллектуальные системы уличного освещения / О. Эннс // Энергосбережение. 2008. № 1. С. 58–62.

3. Титова, Г. Р. Применение нанотехнологий для энергосбережения в наружном освещении и ЖКХ Москвы / Г. Р. Титова // Энергосбережение. 2008. № 5. С. 68–69.
4. Семенова, Н. Г. Интеллектуальная система энергоэффективного управления уличным освещением на основе нейросетевых технологий / Н. Г. Семенова, К. Р. Валиуллин // Вестник Оренбургского государственного университета. 2015. Т. 179, № 4. С. 183–188.
5. Киричок, А. И. Автоматизация наружного освещения как инструмент энергосбережения / А. И. Киричок // Мир дорог. 2012. № 63. С. 38–40.
6. Казаринов, Л. С. Концепция повышения энергетической эффективности комплексов наружного освещения / Л. С. Казаринов, Е. В. Вставская, Т. А. Барбасова // Фундаментальные исследования. 2011. Т. 3, № 12. С. 553–558.
7. Радиочастотный модуль цифровой шины: пат. № 114025 Украина: МПК H04B 7/17 (2006.01), H04B 7/24 (2006.01), G08C 17/02 (2006.01), G08C 19/02 (2006.01) / И. Б. Широков, И. С. Абякимов; дата публ. 10.04.2017.
8. Радиочастотный модуль цифровой шины: пат. № 114107 Украина: МПК H04B 7/17 (2006.01), H04B 7/24 (2006.01), G08C 19/02 (2006.01), G08C 17/02 (2006.01) / И. Б. Широков; дата публ. 25.04.2017.
9. Носков, В. Я. Об энергетическом потенциале автодин / В. Я. Носков // 24nd Int. Crimean Conf. "Microwave & Telecommunication Technology" (CriMiCo'2014). Sevastopol, 2014. P. 1029–1030.
10. Носков, В. Я. Автодинная радиоблокировка 8-миллиметрового диапазона для проведения баллистических испытаний / В. Я. Носков // 23rd Int. Crimean Conf. "Microwave & Telecommunication Technology" (CriMiCo'2013). Sevastopol, 2013. P. 1041.

Поступила 09.04.2018 Подписана в печать 21.06.2018 Опубликована онлайн 28.09.2018

REFERENCES

1. Vasiliev A. P., Maryshev B. S., Silkin V. V. (2005) *Construction and Reconstruction of Roads: Roadside Reference Encyclopedia (SED). Vol. 1.* Moscow, Informavtodor Publ. 646 (in Russian).
2. Enns O. (2008) Intelligent Street Lighting Systems. *Energoberezhnie* [Energy Saving], (1), 58–62 (in Russian).
3. Titova G. R. (2008) Application of Nanotechnology for Energy Saving in Outdoor Lighting and Housing and Communal Services in Moscow. *Energoberezhnie* [Energy Saving], (5), 68–69 (in Russian).
4. Semenova N. G., Valiullin K. R. (2015) Intellectual System of Energy Efficient Street Lighting Control Based on Neural Network Technologies. *Vestnik Orenburgskogo Gosudarstvennogo Universiteta = Vestnik of the Orenburg State University*, 179 (4), 183–188 (in Russian).
5. Kirichok A. I. (2012) Automation of Outdoor Lighting as an Energy-Saving Tool. *Mir Dorog* [World of Roads], (63), 38–40 (in Russian).
6. Kazarinov L. S., Vstavskaya E. V., Barbasova T. A. (2011) The Concept of Increasing the Energy Efficiency of Outdoor Lighting Complexes. *Fundamental'nye Issledovaniya = Fundamental Research*, 3 (12), 553–558 (in Russian).
7. Shirokov I. B., Ablyakimov I. S. (2017) *Radio Frequency Module of a Digital Bus*. Patent of Ukraine No 114025 (in Russian).
8. Shirokov I. B. (2017) *Radio Frequency Module of a Digital Bus* Patent of Ukraine No 114107 (in Russian).
9. Noskov V. Ya. (2014) On the Energy Potential of Autodyne. *24nd Int. Crimean Conf. "Microwave & Telecommunication Technology"* (CriMiCo'2014). Sevastopol, 1029–1030 (in Russian).
10. Noskov V. Ya. (2013) Autodid Radial Blocking of 8-mm Range for Ballistic Tests. *23rd Int. Crimean Conf. "Microwave & Telecommunication Technology"* (CriMiCo'2013). Sevastopol, 1041 (in Russian).

Received: 9 April 2018

Accepted: 21 June 2018

Published online: 28 September 2018

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-451-462>

УДК 62.5

Параметрическая оптимизация системы автоматического управления мощностью энергоблоков 300 МВт в режиме постоянного давления пара перед турбиной

Г. Т. Кулаков¹⁾, А. Т. Кулаков¹⁾, К. И. Артёменко¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (г. Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2018
Belarusian National Technical University, 2018

Реферат. Рассмотрен вопрос параметрической оптимизации систем автоматического управления мощностью энергоблоков (САУМБ) 300 МВт Лукомльской ГРЭС в режиме постоянного давления перегретого пара перед турбиной. В течение 1974–1979 гг. на восьми энергоблоках Лукомльской ГРЭС были внедрены САУМБ с ведущим котельным регулятором мощности, которые будут вынуждены работать в широком диапазоне изменения нагрузок в связи с планируемым вводом двух энергоблоков Белорусской АЭС: первого – в 2019 г., второго – в 2020 г. Суммарная мощность Белорусской АЭС составит 2400 МВт. Кроме того, ужесточились современные требования к регулированию частоты и перетоков активной электрической мощности в энергосистеме: время достижения половинного значения необходимого изменения мощности должно составлять 10 с в пределах нормального и аварийного резервов; время достижения полного значения необходимого изменения мощности должно составлять 30 с в пределах нормального резерва и 2 мин – в пределах аварийного. В связи с этим актуальной становится задача повышения эффективности работы энергоблоков, работающих в переменной части графика электрических нагрузок, за счет использования современных методов расчета параметров динамической настройки регулирующих устройств САУМБ. Приведена методика параметрической оптимизации типовой САУМБ, позволяющая улучшить качество регулирования мощности и давления перегретого пара перед турбиной. Описанная методика иллюстрируется результатами компьютерного моделирования переходных процессов в системе при обработке задания и внутренних возмущений, которые подтверждают правильность предлагаемой методики по сравнению с известными методами оптимизации типовых САУМБ.

Ключевые слова: автоматическое управление, электрическая мощность, режим постоянного давления пара, параметрическая оптимизация системы

Для цитирования: Кулаков, Г. Т. Параметрическая оптимизация системы автоматического управления мощностью энергоблоков 300 МВт в режиме постоянного давления пара перед турбиной / Г. Т. Кулаков, А. Т. Кулаков, К. И. Артёменко // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 5. С. 451–462. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-451-462>

Адрес для переписки

Кулаков Геннадий Тихонович
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 293-91-45
tes_bntu@tut.by

Address for correspondence

Kulakov Gennady T.
Belarusian National Technical University
65/2 Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 293-91-45
tes_bntu@tut.by

Parametric Optimization for Automatic Control System of 300 MW Power Units at a Constant Steam Pressure Upstream of the Turbine

G. T. Kulakov¹⁾, A. T. Kulakov¹⁾, K. I. Artsiomenka¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The problem of parametric optimization of automatic control systems of power units (ACSPU) of 300 MW at the Lukoml'skaya GRES (Lukoml Condensing Power Plant) at a constant superheated steam pressure upstream of the turbine is under consideration. During 1974–1979, eight units of the Lukoml'skaya GRES implemented ACSPU with a leading boiler power control, which will be forced to work in a wide range of loads due to the planned commissioning of two power units of the Belarusian NPP: the first one – in 2019, and the second one – in 2020. The total capacity of the Belarusian Nuclear Power Plant will amount to 2400 MW. In addition, modern requirements for the regulation of the frequency and flows of active electric power in the power system have been tightened: the time to reach the half value of the required power alteration should be 10 seconds within the normal and emergency reserves; the time to reach the full value of the required power alteration should be 30 seconds within the range of the normal reserve and 2 minutes – within the range of the emergency reserve. With this regard, increasing the efficiency of the units operating in the variable part of the electric load schedule by the use of modern methods of calculation of parameters of the dynamic adjustment of the regulating devices of ACSPU becomes an urgent problem. The methodology of parametric optimization of the typical ACSPU that make it possible to improve the quality of power regulation and the pressure of the superheated steam upstream of the turbine is presented. The described technique is illustrated by the results of computer simulation of transient processes in the system when the task and internal disturbances are worked out, which confirm the correctness of the proposed technique in comparison with the known methods of optimization of the typical ACSPU.

Keywords: automatic control, electric power, constant steam pressure regime, system's parametric optimization

For citation: Kulakov G. T., Kulakov A. T., Artsiomenka K. I. (2018) Parametric Optimization for Automatic Control System of 300 MW Power Units at a Constant Steam Pressure Upstream of the Turbine. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 61 (5) 451–462. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-451-462> (in Russian)

Введение

Вопросам автоматического регулирования перетоков активной мощности и частоты энергообъединения посвящено большое количество публикаций [1–14], исследующих системы автоматического управления мощностью энергоблоков [1, 4, 7–11], системы общестанционной части автоматического управления мощностью станции [5], способы управления энергоблоком в аварийных режимах энергосистемы [6], алгоритмы работы систем автоматического регулирования перетоков мощности энергосистемы [2, 3], анализ динамических характеристик энергоблоков в широком диапазоне изменения нагрузок энергоблоков [9, 11, 12].

В настоящее время существенно ужесточились требования к качеству поддержания мощности и частоты энергообъединения: время достижения половинного значения необходимого изменения мощности должно составлять 10 с в пределах нормального и аварийного резервов; время вхождения в зону $\pm 1\%$ номинальной мощности энергоблока $N_{\text{ном}}$ требуемого значения нагрузки: 30 с – в пределах нормального; 2 мин – в пределах аварийного резерва [12].

Исходные данные для расчета параметров динамической настройки типовой САУМБ при моделировании переходных процессов энергоблока 300 МВт Лукомльской ГРЭС приведены в [14].

Передаточная функция опережающего участка по расходу топлива (газа)

$$W_{\text{оп}}(p) = W_{B_T, h_{\text{po}}}(p) = \frac{K_{\text{оп}}}{(T_{\text{оп}}p + 1)(\sigma_{\text{оп}}p + 1)} = \frac{1,2}{(7p + 1)(0,7p + 1)}, \quad (1)$$

где $K_{\text{оп}}$ – коэффициент передачи; h_{po} – перемещение регулирующего органа подачи топлива; $T_{\text{оп}}$, $\sigma_{\text{оп}}$ – большая и меньшая постоянные времени передаточной функции опережающего участка по расходу топлива (газа), с.

Передаточная функция по электрической мощности при скачкообразном изменении задания котельному регулятору нагрузки

$$W_{N_{\Phi}, B_T}(p) = \frac{K_1 e^{-\tau_1 p}}{(T_1 p + 1)(\sigma_1 p + 1)} = \frac{1,6e^{-11,2p}}{(101p + 1)(19p + 1)}, \quad (2)$$

где K_1 – коэффициент передачи; T_1 , σ_1 – большая и меньшая постоянные времени передаточной функции по мощности при изменении расхода топлива, с; τ_1 – время запаздывания по каналу регулирующего воздействия, с.

Передаточная функция по давлению перегретого пара перед турбиной при скачкообразном изменении задания котельному регулятору нагрузки

$$W_{p_0, B_T}(p) = \frac{K_2 e^{-\tau_2 p}}{(T_2 p + 1)(\sigma_2 p + 1)} = \frac{1,6e^{-19p}}{(56p + 1)(14p + 1)}, \quad (3)$$

где K_2 – коэффициент передачи; T_2 , σ_2 – большая и меньшая постоянные времени передаточной функции по давлению пара перед турбиной при изменении расхода топлива, с; τ_2 – время запаздывания по каналу регулирующего воздействия, с.

Передаточная функция по электрической мощности при скачкообразном перемещении регулирующих клапанов турбины

$$W_{N_{\Phi}, h_{\text{рк}}}(p) = \frac{T_0 p(T_3 p + 1)}{(T_4 p + 1)(T_5 p + 1)} = \frac{169,8p(2,3p + 1)}{(168p + 1)(48p + 1)}, \quad (4)$$

где T_0 , T_3 , T_4 , T_5 – постоянные времени передаточной функции по мощности при возмущении регулируемыми клапанами турбины, с.

Передаточная функция по давлению перегретого пара перед турбиной при скачкообразном перемещении регулирующих клапанов турбины

$$W_{p_0, h_{pk}}(p) = \frac{K_3(T_6 p + 1)}{T_7 p + 1} = \frac{-0,25(4,6 p + 1)}{90 p + 1}, \quad (5)$$

где K_3 – коэффициент передачи; T_6, T_7 – постоянные времени передаточной функции по давлению перегретого пара перед турбиной при возмущении регулируемыми клапанами турбины, с.

Котельный регулятор мощности и регулятор топлива (РТ) представляют собой каскадную систему автоматического регулирования, в которой стабилизирующий ПИ-регулятор топлива настраивают на оптимальную отработку внутреннего возмущения, а корректирующий котельный ПИ-регулятор – на оптимальную отработку задающего сигнала.

Регулятор топлива (рис. 1, передаточная функция W_{p1}) настраивают по передаточной функции опережающего участка (1) по методу частичной компенсации [13]. Вначале рассчитывают относительное значение коэффициента передачи стабилизирующего регулятора K

$$K = K_{p1} K_{оп} = 0,7395T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^2 - 1, \quad (6)$$

где T – относительная постоянная времени передаточной функции опережающего участка (1), равная

$$T = \frac{T_{оп}}{\sigma_{оп}}; \quad (7)$$

K_{p1} – коэффициент передачи стабилизирующего регулятора.

Затем с учетом (6) и (7) находят абсолютное значение K_{p1}

$$K_{p1} = \frac{K}{K_{оп}}. \quad (8)$$

Относительное значение времени интегрирования стабилизирующего регулятора I рассчитывают с учетом (6) и (7) по формуле

$$I = \frac{T_{и1}}{\sigma_{оп}} = \frac{6,3K}{T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^3}. \quad (9)$$

Затем находят абсолютное значение времени интегрирования $T_{и1}$

$$T_{и1} = I \sigma_{оп}. \quad (10)$$

Котельный ПИ-регулятор мощности с передаточной функцией W_{p2} настраивают по передаточной функции объекта (2) при возмущении расходом топлива, используя метод полной компенсации в частном виде [13].

Время интегрирования КРМ

$$T_{и2} = T_1 + \sigma_1, \tag{11}$$

а коэффициент передачи

$$K_{p2} = \frac{T_1 + \sigma_1}{4\xi^2 K_1 \tau_1}, \tag{12}$$

где ξ – коэффициент демпфирования, равный единице, позволяющий устранить перерегулирование при отработке скачка задания.

Структуру ТРМ формируем на основе передаточной функции оптимального регулятора с использованием передаточной функции (5) по давлению пара перед турбиной при возмущении перемещением регулирующих клапанов турбины [14]

$$W_{p3}(p) = W_{ТРМ}(p) = [W_{p0}, h_{pk}(p)]^{-1} W_{зд1}^{pc(n=1)}(p), \tag{13}$$

где $W_{зд1}^{pc(n=1)}(p)$ – передаточная функция разомкнутой системы в виде идеального интегрирующего звена,

$$W_{зд1}^{pc(n=1)}(p) = \frac{1}{T_{зд1} p}; \tag{14}$$

$T_{зд1}$ – единственный расчетный параметр динамической настройки ТРМ.

С учетом передаточных функций (5), (13) и (14) передаточная функция ТРМ примет вид реального ПИ-регулятора

$$W_{ТРМ}(p) = \frac{T_7 p + 1}{K_3 (T_6 p + 1) T_{зд1} p}. \tag{15}$$

Численное значение $T_{зд1}$ рассчитывают по формуле

$$T_{зд1} = 0,618 T_7. \tag{16}$$

Расчет параметров динамической настройки дифференциатора инвариантности осуществляют с учетом передаточных функций (4) и (5) из условия

$$W_{д}^{инв}(p) = \frac{K_{д}^{и} T_{д}^{и} p}{T_{д}^{и} p + 1} = \frac{W_4(p)}{T_3(p)} = \frac{T_0 p (T_3 p + 1) (T_7 p + 1)}{(T_4 p + 1) (T_5 p + 1) K_3 (T_6 p + 1)}, \tag{17}$$

откуда численное значение времени дифференцирования

$$T_{д}^{и} = T_4 + T_5 + T_6 - T_7 - T_3, \tag{18}$$

а коэффициент передачи $K_{д}^{и}$ принимают равным единице.

Передаточную функцию формирователя сигнала задания (ФСЗ) представляют в виде звена быстрого реагирования

$$W_{\text{ФСЗ}}(p) = 1 + W_{\text{д}}^{\text{зд}} = 1 + \frac{K_{\text{д}}^{\text{зд}} T_{\text{д}}^{\text{зд}} p}{T_{\text{д}}^{\text{зд}} p + 1} = \frac{(1 + K_{\text{д}}^{\text{зд}}) T_{\text{д}}^{\text{зд}} p + 1}{T_{\text{д}}^{\text{зд}} p + 1} = \frac{T_1^{\text{зд}} p + 1}{T_{\text{д}}^{\text{зд}} p + 1}. \quad (19)$$

Постоянную времени передаточной функции (19) с учетом (4) рассчитывают по формуле

$$T_{\text{д}}^{\text{зд}} = 3,09(T_4 + T_5). \quad (20)$$

Численное значение постоянной времени числителя передаточной функции ФСЗ (19) определяют также с учетом ряда чисел правила «золотого сечения», приняв за целое три

$$T_1^{\text{зд}} = 3,382(T_4 + T_5). \quad (21)$$

Анализ результатов переходных процессов предлагаемых систем

Графики переходных процессов САУМБ с использованием пакета Simulink MatLab при отработке скачка задания по мощности для трех вариантов оптимизации параметров динамической настройки систем приведены на рис. 2–5.

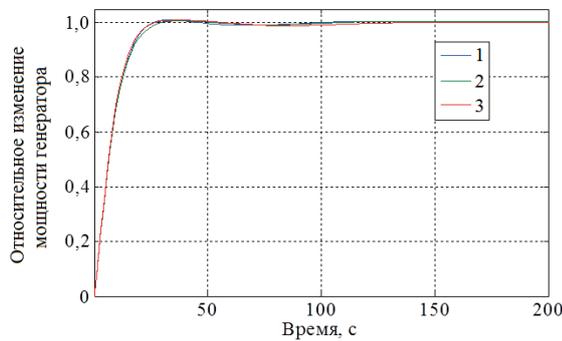


Рис. 2. Фактическая мощность при отработке скачка задания

Fig. 2. Available power in the process of response to input step

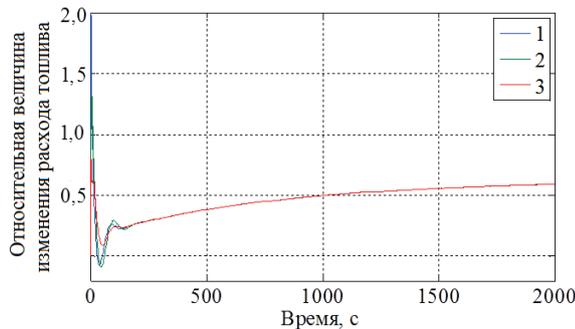


Рис. 3. Расход топлива при отработке скачка задания

Fig. 3. Flow of fuel in the process of response to input step

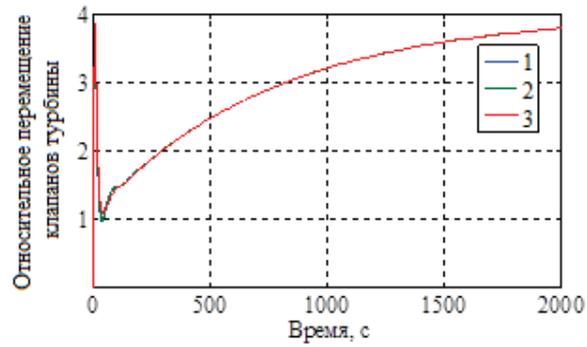


Рис. 4. Перемещение регулирующих клапанов турбины при отработке скачка задания
 Fig. 4. Turbine regulation valve motion in the process of response to input step

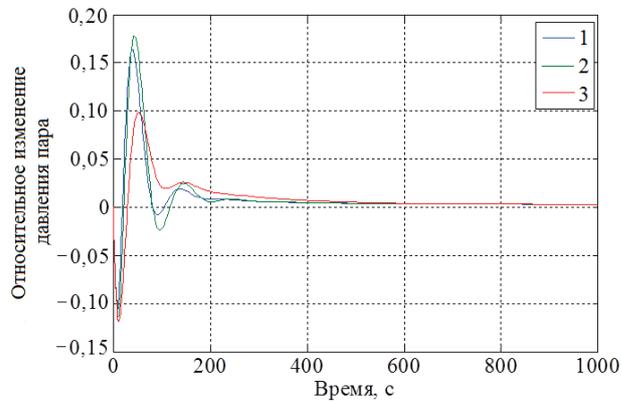


Рис. 5. Давление перегретого пара перед турбиной при отработке скачка задания
 Fig. 5. Over-heated steam pressure upstream of the turbine in the process of response to input step

Графики переходных процессов при внутреннем возмущении изображены на рис. 6–9.

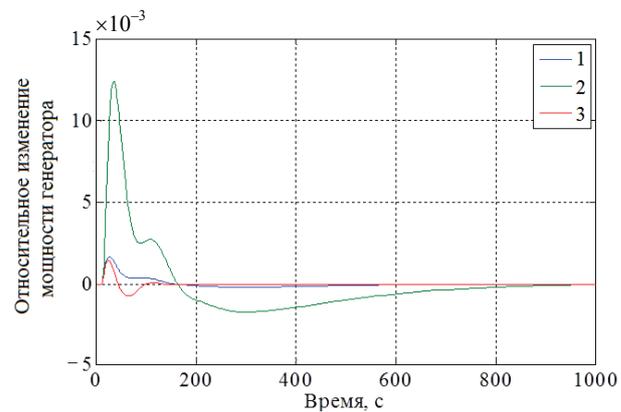


Рис. 6. Фактическая мощность при внутреннем возмущении
 Fig. 6. Available power in the process of response to internal disturbance

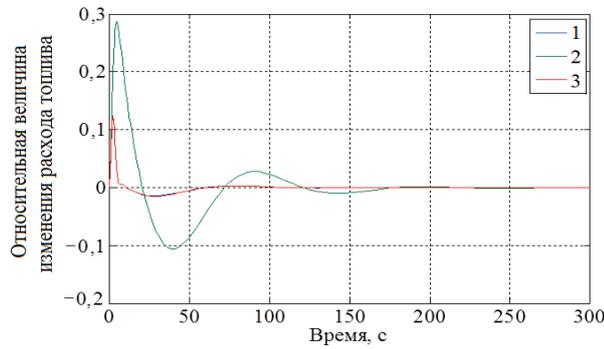


Рис. 7. Расход топлива при внутреннем возмущении

Fig. 7. Flow of fuel in the process of response to internal disturbance

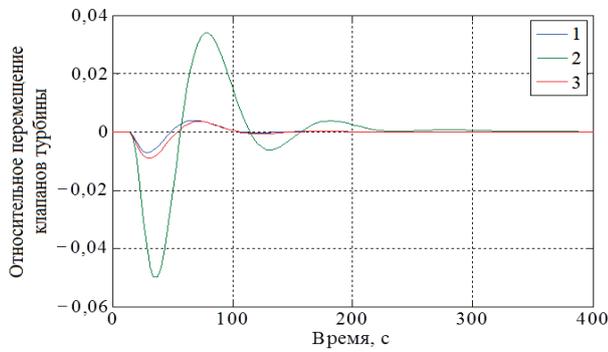


Рис. 8. Перемещение регулирующих клапанов турбины при внутреннем возмущении

Fig. 8. Turbine regulation valve motion in the process of response to internal disturbance

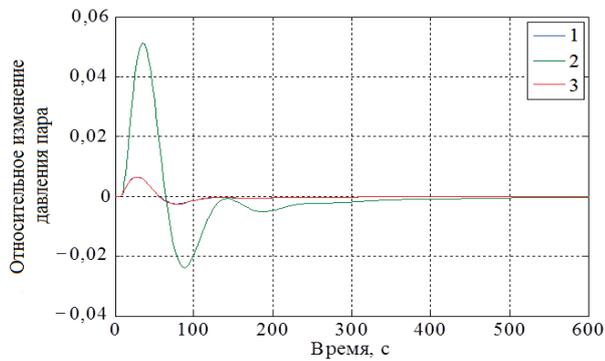


Рис. 9. Давление перегретого пара перед турбиной при внутреннем возмущении

Fig. 9. Over-heated steam pressure upstream of the turbine in the process of response to internal disturbance

На рис. 2–9 кривые 1 соответствуют схеме САУМБ (рис. 1, вариант I), оптимизированной по описанной выше методике, кривые 2 – варианту II и отличаются тем, что регулятор топлива настроен с учетом передаточной функции (1) по методу симметричного оптимума [15] с уменьшенным в два раза коэффициентом передачи:

$$T_{и1} = 4\sigma_{оп}; \quad (22)$$

$$K_{p1} = \frac{T_1}{4K_1\sigma_{оп}}. \quad (23)$$

Кривые 3 соответствуют варианту III и отличаются от варианта I тем, что, во-первых, дифференциатор инвариантности превращен в пропорциональное звено с коэффициентом передачи, равным единице, во-вторых, на входе КРМ, оптимизированного по методу полной компенсации в частном виде, установлен ограничитель ($\pm 0,618$), который уменьшает корректирующий сигнал на входе в РТ, что приводит к уменьшению максимального изменения расхода топлива при обработке задания.

Прямые показатели качества при обработке задания $N_{зд}$ и внутреннего возмущения f_1 сведены в табл. 1.

Таблица 1

Прямые показатели качества переходных процессов сравниваемых вариантов систем автоматического управления мощностью энергоблоков
Direct indicators of the quality of transients of the compared variants of systems of automatic control of power units

Вариант	Вид возмущения	t_p, c	ΔB_r^u	$\Delta h_{рк}^u$	Δh_0^u	$\Delta N_{ф,м}^{f1}$
I	$N_{зд}$	25	3,500	1,000	+0,1630	–
	f_1	900	0,125	0,007	+0,0065	0,00150
II	$N_{зд}$	25	2,130	0,950	+0,1750	–
	f_1	900	0,280	0,050	0,0510	0,01250
III	$N_{зд}$	25	1,100	1,000	0,1200	–
	f_1	250	0,122	0,009	0,0065	0,00135

Обозначения в табл. 1: t_p – полное время регулирования; ΔB_r^u – относительное максимальное изменение расхода топлива; $\Delta h_{рк}^u$ – относительное максимальное изменение положения регулирующих клапанов турбины; Δh_0^u – максимальное отклонение давления перегретого пара перед турбиной; $\Delta N_{ф,м}^{f1}$ – максимальное отклонение фактической мощности при внутреннем возмущении.

Из анализа прямых показателей качества сравнительных вариантов САУМБ следует, что лучшие характеристики при обработке скачка задания и внутреннего возмущения обеспечивает вариант III системы с ограничением корректирующего сигнала на выходе из КРМ и подающий на вход последнего сигнал по давлению перегретого пара перед турбиной в диапазоне от 100 до 70 % номинальной мощности энергоблока.

ВЫВОДЫ

1. Предложена система автоматического управления мощностью энергоблоков (вариант III), отличающаяся от типовой наличием ограничителя корректирующего сигнала на выходе котельного регулятора мощности и заменой дифференциатора инвариантности на сигнал по давлению пере-

гретого пара перед турбиной, подаваемого на вход котельного регулятора мощности в режиме постоянного давления пара перед турбиной, при повышенном качестве управления с минимальными отклонениями расхода топлива и перемещения регулирующих клапанов турбины.

2. Результаты моделирования переходных процессов предлагаемой системы автоматического управления мощностью энергоблоков по сравнению с такими же типовыми системами, настроенными по современным методам параметрической оптимизации, показали существенное улучшение качества управления: при обработке скачка задания $N_{зд}$ полное время регулирования t_p во всех вариантах составляет 25 с. Однако при этом максимальное отклонение давления перегретого пара перед турбиной в третьем варианте уменьшилось на 35,8 % по сравнению с первым вариантом и на 45,8 % – по сравнению со вторым. Кроме того, в предлагаемом варианте системы автоматического управления мощностью энергоблоков максимальное изменение расхода топлива сократилось по сравнению со вторым в 1,94 раза, а по сравнению с первым – в 3,18 раза. Причем как максимальное изменение расхода топлива, так и перемещение регулирующих клапанов турбины оказались меньше лучших зарубежных аналогов [11].

3. При обработке внутреннего возмущения f_1 время регулирования t_p сократилось в 3,6 раза по сравнению с двумя первыми вариантами при примерно одинаковых других показателях качества.

ЛИТЕРАТУРА

1. Система регулирования энергоблока: а. с. 657179 СССР: МПК F 01 K 13/02 / Г. Т. Кулаков, М. Н. Терешко, В. И. Литвинец [и др.]; дата публ. 15.04.1979.
2. Способ автоматического регулирования перетоков активной мощности и частоты энергообъединения: а. с. 864427 СССР: МПК H 02 J 3/06 / Ю. М. Терезов, Г. Т. Кулаков, В. В. Гуренко; дата публ. 15.09.1981.
3. Устройство для автоматического регулирования перетока мощности между двумя частями энергосистемы: а. с. 864426 СССР: МПК H 02 J 3/06 / Ю. М. Терезов, Г. Т. Кулаков, Л. М. Плахов, В. И. Литвинец; дата публ. 15.09.1981.
4. Система автоматического регулирования мощностью энергоблока: а. с. 877091 СССР: МПК F 01 K 13/02 / Г. Т. Кулаков, А. А. Москаленко, И. Ю. Костив, Н. В. Молотков; дата публ. 30.10.1981.
5. Система группового автоматического управления мощностью энергоблоков тепловой электростанции: а. с. 1053221 СССР: МПК H 02 J 3/46 / Г. Т. Кулаков, А. А. Москаленко, А. Д. Качан; дата публ. 07.11.1983.
6. Способ управления энергоблоком в аварийных режимах энергосистемы: а. с. 881356 СССР: МПК F 01 K 13/02 / Г. Т. Кулаков, И. Ю. Костив; дата публ. 15.11.1981.
7. Система автоматического регулирования частоты и мощности блочных ТЭС с прямоточными котлами / Н. И. Давыдов [и др.] // Теплоэнергетика. 1979. № 8. С. 2–6.
8. Система автоматического управления энергоблоком сверхкритических параметров / В. И. Литвинец [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений. 1980. № 8. С. 40–45.
9. Экспериментальное определение и анализ динамических свойств энергоблоков мощностью 300 МВт / Г. Т. Кулаков [и др.] // Энергомашиностроение. 1984. № 1. С. 9–11.
10. Система автоматического регулирования мощностью энергоблока паровой котел – турбина: пат. 2315871 Рос. Федерации: МПК F 01 K 13/02 / Н. И. Давыдов; дата публ. 27.01.2008.
10. Система автоматического регулирования мощностью энергоблока паровой котел – турбина: пат. 2315871 Рос. Федерации: МПК F 01 K 13/02 / Н. И. Давыдов; заявитель и патентообладатель Москва, ВТИ. № 2006121529/06; заявл. 20.06.2006; опубл. 27.01.2008, Бюл. № 3. 7 с.

11. Зорченко, Н. В. Исследование влияния формирующих сигналов в системе автоматического управления мощностью энергоблока на его приемистость / Н. В. Зорченко, Н. И. Давыдов, А. А. Григоренко // Теплоэнергетика. 2006. Т. 53, № 10. С. 810–818.
12. Разработка и внедрение САРЧМ крупных энергоблоков / В. А. Биленко [и др.] // Теплоэнергетика. 2008. Т. 55, № 10. С. 824–837.
13. Кулаков, Г. Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем / Г. Т. Кулаков. Минск: Вышэйш. шк., 1984. 192 с.
14. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами / Г. Т. Кулаков [и др.]; под общ. ред. Г. Т. Кулакова. Минск: Вышэйш. шк., 2017. 238 с.
15. Фрер, Ф. Введение в электронную технику регулирования / Ф. Фрер, Ф. Орттенбургер. М.: Энергия, 1973. 192 с.

Поступила 12.04.2018 Подписана в печать 27.06.2018 Опубликовано онлайн 28.09.2018

REFERENCES

1. Kulakov G. T., Tereshko M. N., Litvinets V. I., Volnyanko M. G., Pirogov V. G., Kurilin L. A., Manuilov V. K. (1979) *Power Unit Regulating System*. USSR Author's Certificate No 657179 (in Russian).
2. Terezov Yu. M., Kulakov G. T., Gurenko V. V. (1981) *Method for Automatic Control of Active Power Transfers and Power Pool Frequency*. USSR Author's Certificate No 864427 (in Russian).
3. Terezov Yu. M., Kulakov G. T., Plakhov L. M., Litvinets V. I. (1981) *Device for Automatic Control of Power Transfers between Two Parts of Power System*. USSR Author's Certificate No 864426 (in Russian).
4. Kulakov G. T., Moskalenko A. A., Kostiv I. Yu., Molotkov N. V. (1981) *The Automatic Control System for a Power Unit Capacity Regulation*. USSR Author's Certificate No 877091 (in Russian).
5. Kulakov G. T., Moskalenko A. A., Kachan A. D. (1983) *System of Automatic Regulation of Thermal Power Units' Group Capacity*. USSR Author's Certificate No 1053221 (in Russian).
6. Kulakov G. T., Kostiv I. Yu. (1981) *Method of Power Unit Control in Emergency Modes of Power System*. USSR Author's Certificate No 881356 (in Russian).
7. Davydov N. I., Malamed A. D., Trakhtenberg M. D., Fotin L. P. (1979) The System of Automatic Regulation of Frequency and Power of Block-Type Thermal Power Plants with Straight-Through Boilers. *Teploenergetika = Thermal Engineering*, (8), 2–6 (in Russian).
8. Litvinets V. I., Kulakov G. T., Molev V. V., Red'ko I. I., Polishchuk S. I. (1980) Automatic Control System of Power Unit with Supercritical Parameters. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Energetika* [Proceedings of CIS Higher Education Institutions. Energetika], (8), 40–45 (in Russian).
9. Kulakov G. T. (1984) Experimental Determination and Analysis of Dynamic Properties for 300 MW Power Units. *Energomashinostroenie* [Power Plant Engineering], (1), 9–11 (in Russian).
10. Davydov N. I. (2006) *System of Automatic Control of Power of Steam Boiler-Turbine Power Unit*. Russian Federation Patent No 2315871 (in Russian).
11. Zorchenko N. V., Davydov N. I., Grigorenko A. A. (2006). Investigating the Effect of Forcing Signals in a System for Automatically Controlling the Output of a Power Unit on its Pickup Capability. *Thermal Engineering*, 53 (10), 810–818. <https://doi.org/10.1134/s0040601506100107>.
12. Bilenko V. A., Melamed A. D., Mikushevich E. E., Nikol'skii D. Y., Rogachev R. L., Romanov N. A. (2008) Development and Application of Automatic Frequency and Power Control Systems for Large Power Units. *Thermal Engineering*, 55 (10), 824–837. <https://doi.org/10.1134/s0040601508100030>.
13. Kulakov G. T. (1984) *Engineering Proximate Methods of Design Calculation for Industrial Systems*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 192 (in Russian).
14. Kulakov G. T., Kulakov A. T., Kravchenko V. V., Kuchorenko A. N., Artsiomenka K. I., Kovrigo Yu. M., Golinko I. M., Bagan T.G., Bunke A. S. (2017) *Automatic Control Theory for Thermal Power Processes*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 238 (in Russian).
15. Frer F., Orttensburger F. (1973) *Introduction to Regulating Electronic Technology*. Moscow: Energiya Publ. 192 (in Russian).

Received: 12 April 2018

Accepted: 27 June 2018

Published online: 28 September 2018

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-463-478>

УДК [574 + 504] (576)

Закономерности развития береговых процессов на водохранилищах гидроэлектростанций Беларуси

В. Е. Левкевич¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (г. Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2018
Belarusian National Technical University, 2018

Реферат. Согласно натурным наблюдениям, в настоящее время в республике происходит активное разрушение коренных берегов и откосов более чем у 80 % водных объектов. Суммарная протяженность берегов водохранилищ, подверженных переработке, составляет около 350 км при максимальном отступании берега более 40 м. Рассмотрены причины активизации процесса переработки берегов, вызванные строительством новых водохранилищ энергетического назначения. Протяженность берегов новых водохранилищ, подверженных абразионной переработке, увеличится в ближайшей перспективе более чем на 30 км, что окажет определенное влияние на прилегающие территории и объекты экономики регионов. На водохранилищах руслового типа переработка получает развитие только в приплотинной части водоема и достигает 40 % протяженности береговой линии. В то же время у водохранилищ озерного типа этот показатель может составлять до 70 % протяженности берегов водоема. С учетом данной проблемы возникла необходимость обобщения накопленного фактического материала и результатов научных исследований. Поэтому представлены результаты теоретических исследований процесса переработки береговых склонов водохранилищ гидроэлектростанций Беларуси с учетом уточненных данных имеют практическое значение для принятия решений при назначении инженерных мероприятий по берегозащите. В статье приведены теоретические положения развития абразионных процессов на берегах водохранилищ гидроэлектростанций Беларуси, базирующиеся на данных натурных наблюдений и лабораторных исследованиях. На основе закона сохранения масс, учета гидрологических особенностей водохранилищ, геологического строения рельефа и гранулометрического состава грунтов, образующих берег, разработаны балансовые математические модели развития равновесной береговой линии и профиля динамического равновесия берегов, подверженных переработке, получены критерии устойчивости склонов.

Ключевые слова: водохранилище, гидроэлектростанция, откос, берег, деформация, абразия, переработка, устойчивая береговая линия, профиль динамического равновесия, критерий устойчивости берега, объем размыва, отмель

Для цитирования: Левкевич, В. Е. Закономерности развития береговых процессов на водохранилищах гидроэлектростанций Беларуси / В. Е. Левкевич // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 5. С. 463–478. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-463-478>

Адрес для переписки

Левкевич Виктор Евгеньевич
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 150,
220114, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 267-71-74
fes@bntu.by

Address for correspondence

Levkevich Victor E.
Belarusian National Technical University
150 Nezavisimosty Ave.,
220114, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 267-71-74
fes@bntu.by

Regularities of the Development of Coastal Processes on Water Reservoirs of Hydroelectric Power Plants of Belarus

V. E. Levkevich¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. According to field observations, currently in the Republic there is an active destruction of the bedrock coasts and slopes of more than 80 % of water bodies. The total length of the coasts of reservoirs that are subjected to processing is about 350 km with a maximum regression of more than 40 m. The reasons of activation of process of processing of the coast caused by construction of new reservoirs of power engineering purpose are considered. The length of the coasts of the new reservoirs exposed to abrasion processing will increase in the near future by more than 30 km, which will have some impact on the surrounding areas and objects of the regional economy. As for the channel-type reservoirs, processing of the coast is being expanded only in the near-dam part of the reservoir and reaches 40 % of the coastline. At the same time, the value of this indicator might be up to 70 % of the length of the coasts of the lake-type reservoirs. Having taken this problem into account, it became necessary to generalize the corresponding accumulated factual data and the results of scientific research. Therefore, the results of theoretical studies of the process of processing of coastal slopes of reservoirs of hydroelectric power plants of Belarus presented by the author, along with the updated data, are of practical importance for decision-making in the regulation of engineering activities for coastal protection. The article presents the theoretical issues of the development of abrasion processes in the banks of reservoirs of hydroelectric power plants in Belarus, based on the data of field observations and laboratory studies. On the basis of the law of conservation of mass and taking into account hydrological features of reservoirs, geological structure of relief and granulometric composition of soils forming the bank, balance mathematical models of development of the equilibrium coastline and the profile of the dynamic equilibrium of the banks that are subjected to processing are developed, criteria for the stability of slopes have been obtained.

Keywords: reservoir, hydroelectric power plant, slope, coast, deformation, abrasion, processing, stable coastline, dynamic equilibrium profile, coast stability criterion, erosion volume, shallow

For citation: Levkevich V. E. (2018) Regularities of the Development of Coastal Processes on Water Reservoirs of Hydroelectric Power Plants of Belarus. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 61 (5) 463–478. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-463-478> (in Russian)

Введение

Водохранилища представляют собой сложные природно-технические комплексы. Создаваемые на базе рек и озер, они оказывают отрицательное воздействие на окружающую природную среду. Наиболее опасное явление – это абразия, которая представляет переработку естественных берегов и незакрепленных верховых грунтовых откосов дамб и плотин. В результате данного процесса происходит изъятие из оборота сельскохозяйственных земель и лесных угодий, разрушение селитебных территорий, нарушение условий жизнедеятельности населения, что приносит значительный ущерб народному хозяйству. Основа безопасной жизнедеятельности населения, проживающего вблизи водохранилищ, – достоверный прогноз абразионных процессов и определение современных эффективных, с точки зрения

берегозащиты и экономики, инженерных мероприятий по берегоукреплению. Существующие методы прогноза не всегда позволяют оценить реальные масштабы разрушения берегов, так как не учитывают закономерности и особенности динамики, интенсивности и механизма процесса берегоформирования водохранилищ гидроэлектростанций Беларуси.

Основная часть

Актуальность темы обоснована активной реконструкцией, модернизацией и строительством гидроузлов и водохранилищ различного назначения, предназначенных для целей энергетики. В Беларуси эксплуатируется более 150 водохранилищ (водоемов), имеющих полный объем более 1,0 млн м³, протяженность берегов которых – более 1500 км [1–3]. На долю водохранилищ энергетического назначения (с учетом существующих, реконструируемых, модернизируемых и строящихся новых ГЭС) приходится около 45 % всего водохранилищного фонда страны (табл. 1).

Таблица 1

Характеристики некоторых действующих ГЭС Беларуси

Characteristics of some existing HPPs in Belarus

Название ГЭС	Собственник	Установленная мощность, МВт	Область	Река
Витебская	«Белэнерго»	40,000	Витебская	Западная Двина
Полоцкая		21,660	Витебская	Западная Двина
Гродненская		17,000	Гродненская	Неман
Осиповичская		2,175	Могилёвская	Свислочь (приток Березины)
Вилейская	«Минск-водоканал»	2,000	Минская	Вилия
Чигиринская	«Белэнерго»	1,500	Могилевская	Друть
Гезгальская		0,720	Гродненская	Молчадь (река)
Богинская		0,630	Витебская	Дрисвята
Клястицкая		0,520	Витебская	Ницца
Волпянская		0,509	Гродненская	Россь
Тетеринская		0,370	Могилевская	Друть
Лепельская		0,320	Витебская	Улла
Рачунская		0,300	Гродненская	Ошмянка
Браславская		0,300	Витебская	Друйка
Лукомльская		0,300	Витебская	Лукомка
Гомельская		0,250	Витебская	Туржанка
Новосёлковская		0,220	Гродненская	Молчадь
Добромысленская		0,210	Витебская	Черница (приток Лучосы)

Окончание табл. 1

Название ГЭС	Собствен- ник	Установленная мощность, МВт	Область	Река
Паперня		0,200	Брестская	Зельвянка
Зельвенская		0,150	Гродненская	Зельвянка
Яновская		0,150	Гродненская	Лоша (приток Ошмянки)
Селявская		0,110	Минская	Югна
Немново		0,100	Гродненская	Августовский канал

В соответствии с Государственной программой развития гидроэнергетики [4] в стране строятся каскады водохранилищ гидроэнергетического назначения на р. Неман (Гродненская и Немновская ГЭС), р. Западная Двина (Витебская, Бешенковичская, Полоцкая ГЭС) и др. (рис. 1–3).



Рис. 1. Витебская ГЭС

Fig. 1. The Vitebsk Hydroelectric Power Plant



Рис. 2. Полоцкая ГЭС

Fig. 2. The Polotsk Hydroelectric Power Plant

Только на водохранилище Витебской ГЭС, по предварительному прогнозу, протяженность берегов, подверженных активной переработке, составит более 12 км, а на водохранилище Гродненской ГЭС – около 10 км.

В связи с этим важной для Беларуси водохозяйственной проблемой являются обобщение накопленного фактического материала и результатов научных исследований, а также выявление определенных закономерностей, описывающих динамику процесса и позволяющих выполнять прогнозные расчеты.

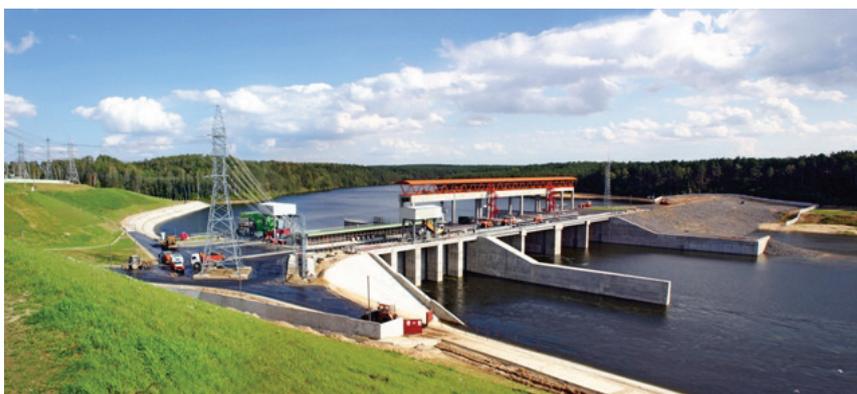


Рис. 3. Гродненская ГЭС

Fig. 3. The Grodno Hydroelectric Power Plant

Многолетние натурные, лабораторные и теоретические исследования позволили изучить механизм формирования профиля динамического равновесия, разработать основные положения теории, модель развития и критерии динамической устойчивости берегов водохранилищ Беларуси, в том числе и водохранилищ энергетического назначения. Основой исследования послужили материалы собственных многолетних натуральных наблюдений и лабораторных экспериментов, а также фондовые материалы организаций страны: Белорусского национального технического университета, Белорусского государственного университета, Центрального НИИ комплексного использования водных ресурсов (РУП ЦНИИКИВР), РУП «Институт мелиорации», РУП «Белгипроводхоз» и др.

Целью исследований явилась разработка теоретических основ формирования профиля динамического равновесия и динамической устойчивости берегов водохранилищ Беларуси, необходимых для обоснования новых методов прогнозирования абразионных процессов, способов берегозащиты, торможения и стабилизации процесса переработки [3, 5].

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи.

1. На основе натуральных стационарных наблюдений и экспедиционных обследований водохранилищ страны изучены динамика, масштабы и интенсивность переработки берегов, обосновано влияние комплекса факторов и условий (ветроволнового, уровня, ледового режимов и режима течений), а также условий эксплуатации водохранилищ на развитие процесса переработки.

2. На основе закона сохранения массы и особенностей формирования профиля равновесия разработаны основные теоретические положения раз-

вития процесса и модели динамически активных берегов, подверженных переработке.

3. Теоретически обоснованы и разработаны критерии устойчивости профиля динамического равновесия разрушаемого берегового склона (откоса) подводной части береговой отмели.

Термин «переработка берегов» впервые был введен Ф. П. Саваренским в 1935 г. В публикациях Е. Г. Качугина, Н. Е. Кондратьева, С. Л. Вендрова, Г. С. Золотарева, Е. С. Цайтца, Е. К. Гречищева, Н. А. Лабзовского, Л. Б. Розовского, Б. А. Пышкина, В. Л. Максимчука, И. А. Печеркина, В. М. Широкова, Д. П. Финарова, Л. Б. Иконникова, В. К. Епишина, В. Н. Экзарьяна, А. Л. Рогозина, Д. М. Белова, С. А. Двинских, А. Ш. Хабидова и многих других авторов рассмотрен процесс переработки берегов крупных водохранилищ России, Украины, ближнего зарубежья. Проблемы переработки берегов малых водохранилищ, в частности водных объектов Беларуси, отражены в работах Е. М. Левкевича, Г. М. Базыленко, Ф. В. Саплюкова, В. Н. Юхновеца, Е. С. Ленартович, В. М. Широкова, П. С. Лопуха, И. И. Кирвеля, А. М. Пастухова, В. В. Кобяка, В. Е. Левкевича. Имеются сведения о формировании берегов небольших водохранилищ в Литве (Ф. А. Норкус, П. А. Милкос), Латвии (Г. Э. Розенталс, Г. Я. Сегаль), Венгрии (Nad Imre), Чехии (O. Horsky, J. Linhart, M. Kosteckí, M. Lukac, D. Abaffi, T. Spanila), Польше (Z. Dziewonsky, Z. Pluta, E. Rydzik), Германии (H. Wagner, E. Niemann), США (E. J. Carlson, W. W. Sayre), Швейцарии (J. Bruschin, M. DysLi) [3, 5].

По проявлению процесса переработки берегов автором выделены две группы водохранилищ гидроэлектростанций. Первая: русловые водохранилища ГЭС (Осиповичское, Чигиринское, Чижовское, Витебской и Гродненской ГЭС и др.), вторая – озерного типа (Езерищенское, Селявское, Лепельское). Установлено, что на русловых водохранилищах переработка берегов составляет 25–40 % длины береговой линии и наблюдается в приплотинной части водоема. На водохранилищах озерного типа переработке подвержено до 70 % берегов и верховых грунтовых откосов дамб и плотин (рис. 4).

В условиях Беларуси наиболее распространены несвязные, песчаные грунты с содержанием крупнофракционного материала в виде гравийно-галечниковых и валунных включений. Среди показателей, характеризующих механический состав грунтов (Э. И. Михневич, А. А. Печеркин, Ю. А. Соболевский, Ф. В. Саплюков и др.) [6], практическое значение при оценке динамики переработки берегов и формировании профиля равновесия имеют: средний диаметр частиц грунта d_{50} и коэффициент неоднородности η – для однородных, D_{50} и η_0 – для неоднородных грунтов. Установлено, что гидрологические и морфометрические характеристики водохранилища (режим волнения и колебания уровней в верхнем бьефе, площадь и распределение глубин водоема) определяют динамику и масштаб процесса переработки берегов наряду со структурой грунтов.



Рис. 4. Переработка берегов и откосов на водохранилищах ГЭС Беларуси:
а – Заславской ГЭС; б – Солигорской ГЭС

Fig. 4. Processing of coasts and slopes at the reservoirs of the HPP of Belarus:
a – the reservoir of the Zaslavskaya HPP; b – the reservoir of the Soligorskaya HPP

Выполненные автором обобщение и анализ результатов собственных натуральных наблюдений за динамикой берегов более чем 50 водохранилищ ГЭС страны позволили установить эмпирическую зависимость вида [5]

$$S_{ii} = f(t)^{-b}, \quad (1)$$

где S_{ii} – линейная переработка берега по i -му створу, м; t – время, лет; b – показатель степени, зависящий от типа грунта, высоты и формы склона ($b = 0,025-0,334$).

Динамика переработки берегов водохранилища Осиповичской ГЭС, характеризующаяся величиной объема переработки Q_t (m^3), показана на рис. 5.

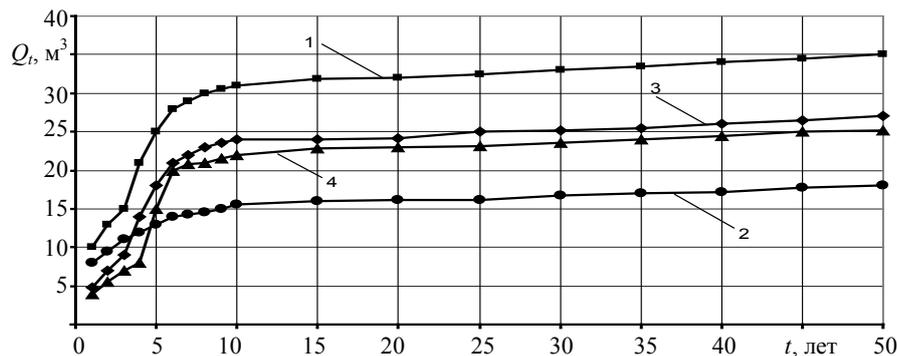


Рис. 5. График зависимости $Q_t = f(t)$ для Осиповичского водохранилища:
1 – створ № 1; 2 – № 3; 3 – № 5; 4 – № 7

Fig. 5. Graph of the dependence $Q_t = f(t)$ for the Osipovichi Water Reservoir:
1 – section line No 1; 2 – No 3; 3 – No 5; 4 – No 7

Типичный профиль переработки абразионного берега водохранилища приведен на рис. 6.

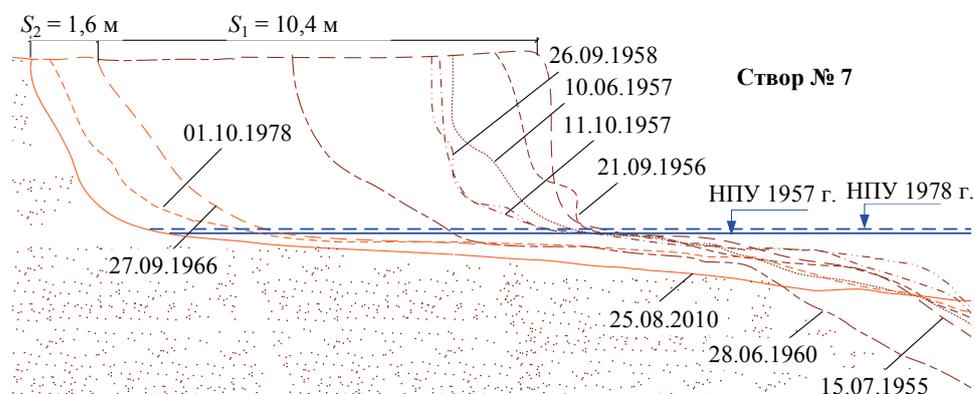


Рис. 6. Водохранилище Осиповичской ГЭС, створ № 7

Fig. 6. The Osipovichy Hydroelectric Power Plant Water Reservoir, section line No 7

Приняв, что процесс переработки является стохастическим, автором были выделены неслучайные \bar{S} и случайные S_t^* составляющие линейной переработки берега. Неслучайной составляющей или «трендом» \bar{S} является средневзвешенное значение величины S_t по j -му участку переработки берега: $\bar{S} = S_t/n$, где n – количество створов на участке,

$$S_t = \bar{S} + S_t^* \quad (2)$$

В качестве случайной составляющей (флюктуации) принимается отклонение от \bar{S} , которое, по наблюдениям для водохранилищ страны, составляет от 5 до 10 %.

Ранее теоретическими исследованиями развития берегов занимались В. П. Зенкович, В. В. Лонгинов, И. О. Леонтьев, Г. А. Сафьянов, В. В. Пешков, Н. В. Пыхов и др. Береговые процессы, протекающие в условиях крупных водохранилищ, рассматривались в работах Н. Г. Варазашвили, С. Л. Вендрова, Е. К. Гречищева, Г. С. Золотарева, Л. Б. Иконникова, Е. Г. Качугина, К. Е. Крыжановской, В. Л. Максимчука, Д. Е. Финарова, А. Н. Печеркина, А. Ш. Хабидова, А. Б. Пышкина, Ю. Н. Сокольников, А. Л. Рагозина, Л. Б. Розовского, В. М. Широкова и др. Однако единой теории развития берегов искусственных водных объектов так и не создано. Что касается небольших водохранилищ, вопросы теории формирования берегов практически не рассматривались.

Положив в основу развития берегов водохранилищ ГЭС Беларуси закон сохранения масс, а также разработанный автором механизм формирования профиля равновесия по материалам натуральных и лабораторных исследований [5], были сформулированы следующие теоретические положения развития берегов водохранилищ региона и в частности – водохранилищ ГЭС:

– положение 1: процесс переработки берегов, а также незакрепленных верховых грунтовых откосов дамб и плотин протекает под воздействи-

ем берегоформирующих «активных» гидрологических факторов (ветрового волнения, колебания уровней, внутриводоемных течений, ледового режима) и «пассивных» условий (морфометрии водохранилищ – линейных размеров, распределения глубин, формы и высоты берега или откоса подпорного сооружения, а также механического состава размываемых грунтов);

– положение 2: береговой процесс обладает инерционностью и изменчивостью. Инерционность заключается в сохранении основных черт переработки в период продолжительного отрезка времени, изменчивость – в потере свойств инерционности из-за наличия естественных причин (изменения значимости отдельных факторов в процессе берегоформирования). Процесс переработки является стадийным и дискретным во времени, протекает с различной динамикой и масштабами, зависит от принадлежности водохранилища к той или иной группе водоемов;

– положение 3: стохастичная природа процесса переработки предопределяет возможность расчета характеристик деформаций профиля (неслучайных и случайных отклонений от среднего) путем использования вероятностных методов (зависимость (4));

– положение 4: береговой процесс на малых водохранилищах, в отличие от крупных и морей, ограничен во времени и имеет срок окончания (стабилизации) переработки, который составляет от 10 до 20 лет для различных групп водохранилищ (рис. 3), при этом условие равновесия $L_{ак} = L_{абр}$ (где $L_{ак}$, $L_{абр}$ – протяженность аккумулятивных и абразионных берегов, км) достигается синхронным развитием и затуханием абразии и формированием аккумулятивных берегов, что в итоге ведет к спрямлению и стабилизации береговой линии водоема в плане;

– положение 5: формирование профиля переработки абразионного берега происходит синхронно в надводной и подводной частях склона, в результате чего формируется профиль равновесия, который, в отличие от условий крупных водохранилищ, имеет ряд особенностей: малую надводную часть (от 0,5 до 1,5 м); ограниченную по ширине подводную часть отмели, близкую к прямолинейной; малую аккумулятивную составляющую; неизменяемую постоянную глубину на внешнем краю береговой отмели $H_{вн}$;

– положение 6: по окончании процесса переработки происходит формирование профиля равновесия, соответствующего форме профиля динамического равновесия, который подчиняется закону сохранения массы. В зависимости от несвязных грунтов, образующих абразионный берег и береговую отмель, могут формироваться две формы профиля равновесия: в грунтах однородного состава с неоднородностью $\eta = 2,0-4,5$; в грунтах, имеющих включения гравия, гальки ($\eta > 4,5$) с образованием естественной «самоотмостки».

В основе представленных положений, рассматривающих берег как инженерно-геодинамическую систему, лежит задача обеспечения равновесия и устойчивого безаварийного функционирования водохранилищ и их прибрежной зоны. Для оценки степени приближения длины береговой линии

водных объектов к равновесной автором предложен коэффициент развития береговой линии k_p , который равен отношению протяженности аккумулятивных берегов $L_{ак}$ к длине береговой линии водохранилищ, подверженной переработке $L_{абр}$.

Текущее состояние береговой линии характеризуют: коэффициент развития k_p и коэффициент извилистости береговой линии $k_{из}$, равный отношению протяженности реально существующей береговой линии L_1 (или ее отрезков) к кратчайшей прямой L_2 :

$$\left. \begin{aligned} \frac{L_{ак}}{L_{абр}} &= k_p; \\ \frac{L_1}{L_2} &= k_{из}. \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

По величине коэффициента развития k_p можно судить о состоянии береговой линии. При $k_p \rightarrow 1$ береговая линия стремится к равновесной. В первые годы существования водохранилища преобладает абразионное выравнивание склонов. Затем начинает доминировать аккумулятивное выравнивание.

Установлено, что при увеличении k_p от начального значения $k_{рн}$ до конечного $k_{рк}$ наблюдается изменение $k_{из}$, т. е. происходит переход от криволинейной формы береговой линии в плане к прямолинейной за счет уменьшения длины прогиба заливов и увеличения линейной переработки мысовидных участков берега. При этом должно соблюдаться соотношение (3), так как с увеличением периода эксплуатации водохранилища t происходит уменьшение $L_{абр}$ и увеличение $L_{ак}$. В идеальных условиях их рост должен наблюдаться синхронно:

$$\left. \begin{aligned} k_{рн} &< k_{рк}; \\ k_{изн} &> k_{изк}. \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

где $k_{рн}$, $k_{изн}$, $k_{рк}$, $k_{изк}$ – значение коэффициента на начальный t_n и конечный t_k периоды соответственно.

В условиях водохранилищ выделяется как плановое равновесие всей береговой линии, так и профильное. Плановое равновесие береговой линии определяется соотношением $L_{ак} = L_{абр}$. Тогда балансовая модель развития берега на стадии равновесия, соответствующей конечному периоду формирования t_k , имеет следующий вид:

$$\int_{t_n}^{t_k} \sum_{n=1}^N (Q_{абр,n}) dt = \int_{t_n}^{t_k} \left[\sum_{n=1}^N (Q_{ак,n} \pm \Delta Q_{ак,n}) \right] dt, \quad (5)$$

где $Q_{абр,n}$, $Q_{ак,n}$ – величина объемов материала переработки и аккумуляции, являющаяся функцией времени t для n -го контрольного створа на участке наблюдений, m^3 ; $\Delta Q_{ак,n}$ – невязка баланса за счет продольного переноса материала переработки по участку и поступления эрозийного материала в береговую зону с прилегающих территорий, m^3 .

Уравнение (5) выполняется при соблюдении начальных и конечных условий (3) и (4). Профильное равновесие берега, подвергающегося переработке, характеризуется соотношением величин объема переработки Q_t или линейной переработки берега S_t с параметрами подводной части профиля – береговой отмели. При этом соотношение элементов профиля выражается зависимостью $Q_t/S_t = f(B_{\text{пт}}/B_{\text{нт}})$, где $B_{\text{пт}}$, $B_{\text{нт}}$ – ширина подводной и надводной частей береговой отмели, м. Отношение S_t к $B_{\text{пт}}$ в условиях водохранилищ страны находится в пределах 0,80–0,96 и отличается от крупных европейских равнинных водохранилищ, для которых оно составляет 0,48–0,77.

В общем случае процесс развития профиля равновесия определяется режимом движения материала переработки в виде вдольберегового Q_x и поперечного Q_y потоков наносов. Принятая автором расчетная схема профиля абразионного берега изображена на рис. 7.

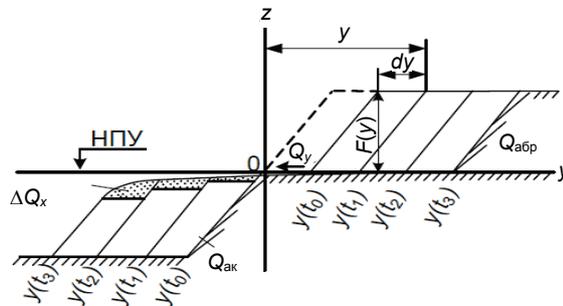


Рис. 7. Расчетная схема формирования профиля равновесия берега, подверженного переработке [5]

Fig. 7. Calculation scheme for the formation of the balance profile of the banks that are subjected to processing [5]

Принято, что на I стадии развития берега отсутствует вдольбереговой перенос и преобладают процесс переработки и поперечный перенос, т. е. $Q_x = 0$, $Q_y > 0$. Для I стадии $Q_{\text{ак}} = Q_{\text{абр}}\xi'_1$, где ξ'_1 – коэффициент аккумуляции, $\xi'_1 = 1$. Коэффициент аккумуляции ($\xi'_1 = Q_{\text{ак}}/Q_{\text{абр}}$) зависит от объема размыва надводной части берега, который равен сумме элементарных блоков на отдельных стадиях переработки (рис. 7). На II стадии формирования профиля равновесия величина ξ'_2 принимается $\xi'_2 \approx \xi'_1$. На III стадии, т. е. на стадии затухания переработки и формирования профиля динамического равновесия при наличии вдольберегового переноса наносов ($Q_x > Q_y$, $\xi'_1 < 1$) с учетом наличия сформированной береговой отмели математическая (балансовая) модель устойчивого профиля имеет вид

$$Q_{\text{ак}} = \Delta Q_{\text{от}} + l_x \xi'_3 \int_{y(t_2)}^{y(t_3)} F(y) dy, \tag{6}$$

где $y(t_2)$, $y(t_3)$ – граница элементарного блока переработки на III стадии формирования склона, м; $\Delta Q_{\text{от}}$ – объем вдольберегового потока наносов,

приведенный к единичной ширине береговой отмели l_x , который определяется по эмпирической зависимости В. Мунка, м³:

$$\Delta Q_{xt} = 0,137 \cdot 10^{-5} l_x h_{1\%}^2, \quad (7)$$

$h_{1\%}$ – высота волны 1%-й обеспеченности, м.

Полученная балансовая модель профиля переработки может использоваться в условиях берега обрывистой формы высотой от 0,5 до 15,0 м либо откоса с уклоном поверхности от 0,10 до 0,33 и наличия песчаных несвязных грунтов с коэффициентом неоднородности размываемого грунта η от 2,5 до 4,5. Форма подводной части берегового склона из несвязных грунтов описывается дифференциальным уравнением, предложенным И. О. Леонтьевым и В. Л. Максимчуком для однородных грунтов, а также В. В. Вайтман – для неоднородных [5, 7–9].

Учет соотношения сил, действующих на элемент грунта, находящегося на откосе, позволил решить прикладную задачу по определению критерия устойчивости профиля берега динамического равновесия $\Pi_{др}$. Основной причиной разрушения откосов, находящихся в зоне действия волнового потока, является создание им гидродинамического давления, вызывающего знакопеременное сдвигающее усилие. При решении данной задачи рассматривался массив грунта, находящийся на откосе ниже зоны разрушения волны (в подводной части отмели), по которой движется волновой поток.

Вдольбереговой перенос частиц грунта в виде потока наносов возможен при наличии подводной части береговой отмели и подходящего под углом Θ к урезу воды ветрового волнения. Это позволяет представить P_B в виде двух компонент: поперечной P_{By} и продольной вдольбереговой P_{Bx} . Кроме того, присутствует и влияет на устойчивость элемента грунта вертикальная взвешивающая составляющая P_{Bz} . Эта сила уравновешивается силой тяжести G и компонентой скатывающей силы и далее не учитывается. Давления волнового потока на элемент грунта, создаваемые придонными скоростями v_{max} и его составляющими (продольной P_{Bx} и поперечной P_{By}), равны [5]:

$$P_{Bx} = a_x F_y \gamma_b v_{max}^2 / 2g; \quad (8)$$

$$P_{By} = a_y F_x \gamma_b v_{max}^2 / 2g.$$

Тогда равнодействующая сила P_B поперечной и вдольбереговой составляющих имеет вид

$$P_B = \sqrt{P_{Bx}^2 + P_{By}^2}. \quad (9)$$

Натурные и лабораторные исследования ряда авторов (В. В. Лонгинова, З. А. Генина, И. Я Попова, В. З. Аверина, Д. В. Джонсона, Д. Путнама, В. Мунка, М. Трейлора, Н. А. Айбулатова) по изучению режима донных волновых скоростей показали, что они практически совпадают со скоростями руслового потока ($v_{max} = v_T$), следовательно:

$$v_{\max} = \frac{\pi h_b n}{\sqrt{\frac{\pi \lambda s h \left(\frac{4\pi H}{\lambda} \right)}{g}}}, \quad (10)$$

где h – расчетная высота волны, м; λ – длина волны, м; g – ускорение свободного падения, м/с²; H – глубина на внешнем краю отмели, м; n – коэффициент шероховатости, принимаемый по А. С. Офицерову и В. С. Шайтану.

Площади проекций элемента грунта объемом W на горизонтальную, вертикальную и перпендикулярную к равнодействующей P_B плоскости принимаются соответственно равными $F_x = F_y = F$. Подставляя значение v_{\max} в (9), получаем

$$P_B = \frac{a_0 F \gamma_b v_{\max}^2}{2g} = \frac{0,5 a_0 F \gamma_b \pi h_b^2 n^2}{\lambda s h \left(\frac{4\pi H}{\lambda} \right)}. \quad (11)$$

Величина сдвигающей силы

$$N_{\text{сд}} = \sqrt{\gamma_0^2 W^2 \sin^2 \alpha + \frac{0,25 (a_0 F \gamma_b \pi)^2 (h_b n)^4 \cos^2 \Theta}{\lambda^2 s h^2 \left(\frac{4\pi H}{\lambda} \right)}}. \quad (12)$$

Удерживающая сила $N_{\text{уд}}$ определяется суммой сил трения и сцепления грунта в воде. Учитывая, что вдольбереговая составляющая движения материала переработки в виде наносов может возникать только при наличии береговой отмели достаточной ширины, а также косопадающего ветрового волнения к урезу воды под углом Θ (рис. 8), введена поправка, учитывающая угол подхода волны к берегу [10–13]:

$$N_{\text{уд}} = \gamma_0 W f \cos \alpha \cos \Theta, \quad (13)$$

где f – коэффициент внутреннего трения для несвязных грунтов.

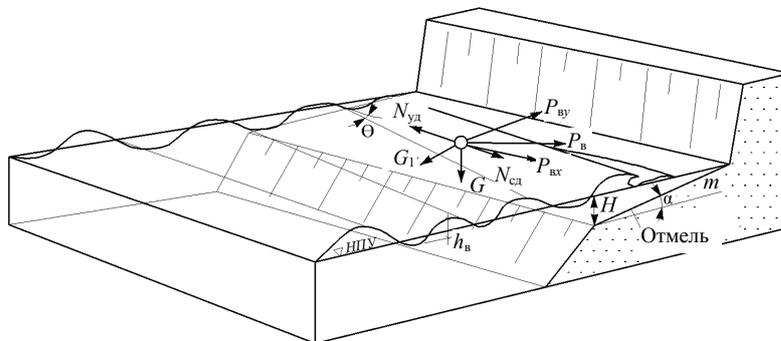


Рис. 8. Схема действия сил на элемент грунта на береговой отмели [5]

Fig. 8. Scheme of the action of forces on an element of soil on the coast shoal [5]

Уравнение равновесия имеет вид $N_{уд} = N_{сд}$. Отношение величин $N_{уд}$ и $N_{сд}$ является критерием устойчивости профиля равновесия

$$\gamma_0 W f \cos \alpha \cos \Theta = \sqrt{\gamma_0^2 W^2 \sin^2 \alpha + \frac{0,25(a_0 F \gamma_b \pi)^2 (h_b n)^4 \cos^2 \Theta}{\lambda^2 s h^2 \left(\frac{4\pi H}{\lambda}\right)}}. \quad (14)$$

Разделив обе части (14) на $F \sin \alpha \cos \Theta$ и учитывая, что $(1+m^2) = \frac{1}{\sin^2 \alpha}$,

имеем

$$\gamma_0 d f m = \sqrt{\frac{\gamma_0^2 d^2}{\cos^2 \Theta} + \frac{0,25(a_0 \gamma_b \pi)^2 (h_b n)^4 (1+m^2)}{\lambda^2 s h^2 \frac{4\pi H}{\lambda}}}. \quad (15)$$

Обозначив $\frac{\gamma_0 d}{\cos \Theta} = \xi_1$, а $\frac{a_0 \gamma_b \pi (h_b n)^2 \sqrt{1+m^2}}{\lambda s h \frac{4\pi H}{\lambda}} = \xi_2$, получаем критерий

устойчивости $\Pi_{др}$

$$\Pi_{др} = \frac{\gamma_0 d f m}{\sqrt{\xi_1^2 + 0,25 \xi_2^2}}. \quad (16)$$

При значении $\Pi_{др} \geq 1$ профиль берега и береговая линия соответствуют равновесной форме профиля динамического равновесия, в противном случае берег находится в стадии интенсивной переработки [5].

Натурные исследования, проведенные автором, позволили установить, что под воздействием ветрового волнения в приурезовой зоне за счет взвешивания частиц происходит естественная сортировка частиц по крупности и их дифференциация по неоднородности. Ширина зоны перемещения и сортировки в условиях водохранилищ Беларуси составляет 2,0–5,0 м от границы уреза. Экспериментальные исследования в береговой зоне водохранилищ Петровичское и Заславской ГЭС при штормовых условиях (высота волны $h_{1\%} = 0,4–0,7$ м) с использованием разработанных автором наносоуловителей позволили выявить наличие и подтвердить присутствие подвижного слоя наносов на поверхности отмели и получить расход влекомых наносов в приурезовой зоне. По результатам натурных экспериментов построены эпюры распределения продольного вдольберегового Q_x и поперечного Q_y расходов наносов и равнодействующие значения расходов потока наносов в виде векторов R_{xy} в каждой зоне волнения (рис. 9).

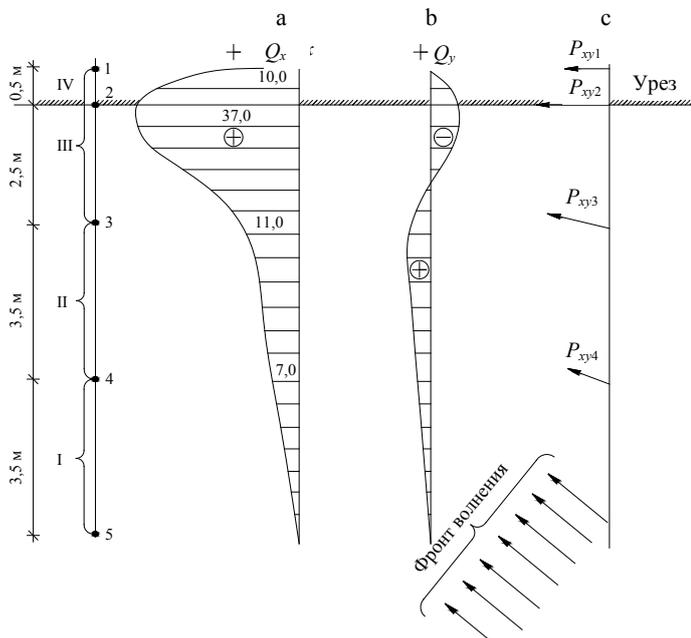


Рис. 9. Эпюры расходов наносов в береговой зоне водохранилища Заславской ГЭС, участок 4, створ 5: а – вдольбереговая составляющая потока влекомых наносов; б – поперечная составляющая вдольберегового потока наносов; в – равнодействующие потока наносов в различных зонах волнения; 1, 2, 3, 4, 5 – точка установки наносоуловителей; I, II, III, IV – зона волнения

Fig. 9. Diagrams of sediment flow in the coastal zone of the Zaslavskaya HPP water reservoir, section 4, section line 5: а – alongbank component of the flow of sediment; б – transverse component of the alongbank sediment flow; в – resultant sediment flow in various zones of waves; 1, 2, 3, 4, 5 – gravel boxes installation points; I, II, III, IV – zones of waves

ВЫВОДЫ

1. В результате выполнения комплексных исследований береговых процессов на водохранилищах гидроэлектростанций Беларуси разработаны и обоснованы:

- теоретические положения развития процесса переработки берегов водохранилищ ГЭС;
- балансовые модели развития берегов водохранилищ в плане и профиля динамического равновесия берегов, подверженных переработке;
- критерий устойчивости профиля динамического равновесия берега, подверженного переработке, на основании которого можно принимать решения о берегозащите.

2. Предложенный критерий устойчивости поперечного и продольного профилей берега водохранилища, подверженного волновой переработке, позволяет учитывать комплекс нагрузок, действующих на отдельные частицы и элементы несвязного грунта на поверхности отмели (откоса), которые необходимы для расчета формы профиля динамического равновесия и масштабов переработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Водоохранилища Белоруссии: природные особенности взаимодействия с окружающей средой / В. М. Широков [и др.]. Минск: Университетское, 1991. 208 с.

2. Широков, В. М. Формирование берегов малых водохранилищ лесной зоны / В. М. Широков, П. С. Лопух, В. Е. Левкевич. СПб.: Гидрометеиздат, 1992. 160 с.
3. Левкевич, В. Е. Динамика берегов русловых, наливных и озерных водохранилищ Беларуси / В. Е. Левкевич. Минск: Право и экономика, 2015. 202 с.
4. Отраслевая программа развития электроэнергетики на 2016–2020 годы [Электронный ресурс]: постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 31.03.2016, № 8 // Министерство энергетики Республики Беларусь. Режим доступа: <http://minenergo.gov.by/novosti-2/novosti/postanovlenie-soveta-ministrov-ot-28-ma/>
5. Левкевич, В. Е. Динамическая устойчивость берегов водохранилищ Беларуси / В. Е. Левкевич. Минск: Белор. нац. техн. ун-т, 2017. 51 с.
6. Михневич, Э. И. Устойчивость берегов водохранилищ при формировании профиля динамического равновесия в несвязных грунтах / Э. И. Михневич, В. Е. Левкевич // Мелиорация. 2016. № 4. С. 18–23.
7. Максимчук, В. Л. Рациональное использование и охрана берегов водохранилищ / В. Л. Максимчук. Киев: Будівельник, 1981. 112 с.
8. Лонгинов, В. В. Динамика береговой зоны бесприливных морей / В. В. Лонгинов. М.: Изд-во АН СССР, 1963. 379 с.
9. Пышкин, Б. А. Динамика берегов водохранилищ / Б. А. Пышкин / Киев: Наукова думка, 1973. 416 с.
10. Сокольников, Ю. Н. Инженерная морфодинамика берегов и ее приложения / Ю. Н. Сокольников. Киев: Наукова думка, 1976. 227 с.
11. Зенкович, В. П. Основы учения о развитии морских берегов / В. П. Зенкович. М.: Изд-во АН СССР, 1962. 710 с.
12. Канарский, В. С. Устойчивость и прочность откосов земляных сооружений. М.: Энергоиздат, 1982. 146 с.
13. Шайтан, В. С. Крепления земляных откосов гидротехнических сооружений / В. С. Шайтан // М.: Стройиздат, 1974. 352 с.

Поступила 09.04.2018 Подписана в печать 11.06.2018 Опубликовано онлайн 28.09.2018

REFERENCES

1. Shirokov V. M., Burdock P. S., Grechukhin T. D., Bazylenko G. M., Saplyukov F. V., Emelyanov Yu. N., Grinevich A. G., Avsievich L. V., Kirilenko L. V., Lomako L. V., Shlyapnikov L. L., Gurina R. G., Spidak Z. G., Levkevich V. E. (1991) *Reservoirs of Belarus: Natural Features of Interaction with the Environment*. Minsk, Universitetskoe Publ. 208 (in Russian).
2. Shirokov V. M., Lopukh P. S., Levkevich V. E. (1992) *Formation of the Shores of Small Reservoirs of the Forest Zone*. St. Petersburg, Gidrometeoizdat Publ. 160 (in Russian).
3. Levkevich V. E. (2015) *Dynamics of Banks of Channel, Bulk and Lake Water Reservoirs of Belarus*. Minsk, Pravo i Ekonomika Publ. 202 (in Russian).
4. Sectoral Program for the Development of the Electric Power Industry for 2016–2020. Resolution of the Ministry of Energy of the Republic of Belarus No 8 of March 31, 2016. *Ministry of Energy of the Republic of Belarus*. Available at: <http://minenergo.gov.by/novosti-2/novosti/postanovlenie-soveta-ministrov-ot-28-ma/> (in Russian).
5. Levkevich V. E. (2017) *Dynamic Stability of the Shores of the Reservoirs of Belarus*. Minsk, Belarusian National Technical University. 51 (in Russian).
6. Mikhnevich E. I., Levkevich V. E. (2016) Stability of the Banks of Reservoirs when Forming a Profile of Dynamic Equilibrium in Disconnected Soils. *Melioratsiya* [Melioration], (4), 18–23 (in Russian).
7. Maksimchuk V. L. *Rational Use and Protection of the Banks of Reservoirs*. Kiev, Budivelnik Publ., 1981. 112 (in Russian).
8. Longinov V. V. (1963) *Dynamics of the Coastal Zone of the Tideless Seas*. Moscow, Publishing House of the USSR Academy of Sciences. 379 (in Russian).
9. Pyshkin B. A. (1973) *Dynamics of the Banks of Reservoirs*. Kiev, Naukova Dumka Publ. 416 (in Russian).
10. Sokol'nikov Yu. N. (1976) *Engineering River Rift Morphodynamics of the Coast and its Applications*. Kiev, Naukova Dumka Publ. 227 (in Russian).
11. Zenkovich V. P. (1962) *Fundamentals of the Theory of the Development of the Seashore*. Moscow, Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 1962. 710 (in Russian).
12. Kanarskii V. S. (1982) *Stability and Strength of Slopes of Earthworks*. Moscow, Energoizdat Publ. 146 (in Russian).
13. Shaitan V. S. (1974) *Mounts of Earthen Slopes of Hydraulic Structures*. Moscow, Stroyizdat Publ. 352 (in Russian).

Received: 9 April 2018

Accepted: 11 June 2018

Published online: 28 September 2018