

## СОДЕРЖАНИЕ

## ЭНЕРГЕТИКА

РЫДАЛИНА Н.В., АКСЕНОВ Б.Г., СТЕПАНОВ О.А, АНТОНОВА Е.О. Применение пористых материалов в теплообменных аппаратах системы теплоснабжения .....	3
ТАЙМАРОВ М.А., АХМЕТОВА Р.В., ЛАВИРКО Ю.В., КАСИМОВА Л.И. Эффективность периферийной и комбинированной газораздачи в горелках котлов ТГМ-84а.	14
ДЕНИСОВА А.Р., СПАСОВ Д.П., ГАЛЯУТДИНОВА А.Р., ИВАНОВА В.Р. Исследование работоспособности и качества функционирования трансформаторного оборудования электротехнических систем.....	23
НИКОЛАЕВ Ю.Е., ОСИПОВ В.Н., ИГНАТОВ В.Ю. Методика расчета энергетических показателей автономного энергокомплекса, включающего ГТУ, ВЭУ и аккумуляторы электрической энергии.....	36
ПЛОТНИКОВ Л.В., БРОДОВ Ю.М., ЖИЛКИН Б.П., ГРИГОРЬЕВ Н.И., ОСИПОВ Л.Е. Физическое моделирование термомеханики газовых потоков в выходных каналах центробежного компрессора турбокомпрессора.....	44
МОТОВИЛОВ А.И., СОЛОВЬЕВ И.И. Онлайн оценка пропускной способности электрической сети.....	51
БУЛАТОВ Ю.Н., КРЮКОВ А.В., НГУЕН ВАН ХУАН. Моделирование газотурбинной установки с прогностическими регуляторами напряжения и скорости .....	60

## ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

БОЧКАРЕВ И.В., БРЯКИН И.В. Разработка нового способа диагностики электромагнитного привода силовых и коммутационных механизмов .....	68
МУСТАФИН Р.Г., ЯРЫШ Р.Ф. Дифференциальный способ обнаружения витковых замыканий в трехфазном трансформаторе .....	78

ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-  
ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

ЧАН ВАН ТУНГ, КАШАЕВ Р.С. Радиочастотный генератор и программатор импульсных последовательностей для релаксометра ПМР.....	90
ЯРОСЛАВСКИЙ Д.А., НГУЕН В.В., САДЫКОВ М.Ф., ГОРЯЧЕВ М.П., НАУМОВ А.А. Модель собственных гармонических колебаний провода для задач мониторинга состояния воздушных линий электропередачи.....	97

## C O N T E N T S

## POWER ENGINEERING

RYDALINA NV, AKSENOV BG, STEPANOV OA, ANTONOVA EO. Application of porous materials in heat exchangers of heat supply system. ....	3
TAYMAROV MA, AKHMETOVA RV, LAVIRKO YU, KASIMOVA LI. Efficiency of the peripheral and combined gas-distribution in torches of coppers of the TGM-84. ....	14
DENISOVA AR, SPASOV DP, GALYAUDINOVA AR, IVANOVA VR. The study of health and quality of operation of the transformer equipment electrical systems .....	23
NIKOLAEV YE, OSIPOV VN, IGNATOV VY. Calculation methodology of the energy indicators of an self-contained energy complex including gas turbine plants, wind-driven power plant and electric storage cell. ....	36
PLOTNIKOV LV, BRODOV YM, ZHILKIN BP, NEVOLIN AM, OSIPOV LE. Physical simulation of thermomechanics of gas flows in the output channels of turbocharger centrifugal compressor .....	44
MOTOVILOV AI, SOLOVEJEV II. Online electric network capacity assesment. ....	51
BULATOV YUN., KRYUKOV AV, NGUYEN VAN HUAN. Modeling a gas-turbine unit with prognostic regulators of voltage and speed. ....	60

## ELECTRICAL ENGINEERING

BOCHKAREV IV, BRYAKIN IV. Development of a new method of diagnostics electromagnetic drive power and commutation mechanisms. ....	68
MUSTAFIN RG, YARISH RF. The differential method of detecting coil circuitsfaults in three-phase transformer. ....	78

INSTRUMENT MAKING, METROLOGY AND INFORMATION-MEASURING DEVICES  
AND SYSTEMS

TRAN VAN TUNG, KASHAEV RS. Radiofrequency generator and programmer of pulse sequences for PMR relaxometer. ....	90
YAROSLAVSKIY DA, NGUYEN VV, SADYKOV MF, GORYACHEV MP, NAUMOV AA. Model of own harmonic conductor oscillations for tasks of monitoring the status of airline power transmission lines. ....	97



## ПРИМЕНЕНИЕ ПОРИСТЫХ МАТЕРИАЛОВ В ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТАХ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Н.В. Рыдалина, Б.Г. Аксенов, О.А Степанов, Е.О. Антонова

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

rydalinanv@tyuiu.ru

**Резюме:** Увеличение интенсивности теплообмена является одной из главных задач при изготовлении современного теплообменного оборудования. Одним из перспективных способов увеличения теплообмена является использование в теплообменных аппаратах пористых металлов. В работе рассматривается конструкция теплообменного аппарата, в котором используется пористый алюминий. Первый теплоноситель - теплая вода, которая течет по трубкам, проходящим сквозь пористый металл. Сквозь поры протекает второй теплоноситель – фреон, который охлаждает воду. Создан стенд, позволяющий изучить такой теплообменник. Проведен цикл испытаний. Применение стандартных методов расчета теплообменных аппаратов в данном случае невозможно, так как неизвестна внутренняя поверхность пор. Была составлена упрощенная математическая модель такого теплообменника, позволяющая получить решение в удобном для инженерных расчетов аналитическом виде. Проведенные на основе этой модели численные расчеты сопоставлялись с экспериментальными данными. Получено совпадение опытных и расчетных значений в пределах погрешности эксперимента. Проведено сравнение интенсивности теплообмена материалов различной пористости. Установлено, что в теплообменнике с пористым металлом интенсивность теплообмена увеличивается с увеличением коэффициента пористости. Результаты проведенных опытов свидетельствуют о целесообразности применения пористых металлов в теплообменном оборудовании. Полученный аналитический метод позволяет проводить расчеты в том случае, когда площадь поверхности теплообмена неизвестна и позволяет одновременно учитывать теплоемкость и теплоту фазового перехода фреона, если таковой имеет место.

**Ключевые слова:** Интенсивность теплообмена; пористый металл; коэффициент пористости; низкокипящая жидкость; теплообмен.

**Для цитирования:** Рыдалина Н.В., Аксенов Б.Г., Степанов О.А., Антонова Е.О. Применение пористых материалов в теплообменных аппаратах системы теплоснабжения // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3 С. 3-13. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-3-13.

## APPLICATION OF POROUS MATERIALS IN HEAT EXCHANGERS OF HEAT SUPPLY SYSTEM

NV. Rydalina, BG. Aksenov, OA. Stepanov, EO. Antonova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

rydalinanv@tyuiu.ru

**Abstract:** Heat exchange capacity increase is one of the main concerns in the process of manufacturing modern heat exchange equipment. Constructing heat exchangers with porous metals is an advanced technique of heat exchange increase. A construction of heat exchangers with porous aluminum is described in this paper. The first heat transfer agent (hot water) flows through thin copper tubes installed within the porous aluminum. The second heat transfer agent (freon) flows through the pores of aluminum. Laboratory facility was created to study such a heat exchanger. Series of experiments were carried out. The purpose of the research presented

*here is to create a mathematical model of heat exchangers with porous metals, to perform analytical calculation of the heat exchangers and to confirm the results with the experimental data. In this case, one can't use the standard methods of heat exchangers calculation because the pores inner surface area is indeterminate. The developed mathematical model is based on the equation describing the process of cooling the porous plate. A special mathematical technique is used to take into account the effect of tubes with water. The model is approximate but its solution is analytic. It is convenient. One can differentiate it or integrate it, which is very important. Comparison of calculated and experimental data is performed. Divergence of results is within the limits of experimental error. If freon volatilizes inside the heat exchanger, the heat of phase transition has to be taken into account alongside with heat capacity. The structure of the mathematical model makes it possible. The results presented in this paper prove the practicability of using porous materials in heat exchange equipment.*

**Keywords:** Heat exchange rate; porous metal; porosity coefficient; low-boiling liquid; heat exchange.

**For citation:** Rydalina NV, Aksenov BG, Stepanov OA, Antonova EO. Application of porous materials in heat exchangers of heat supply system. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020;22(3):3-13. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-3-13.

### **Введение**

Увеличение интенсивности теплообмена является одной из главных задач при изготовлении современного теплообменного оборудования. Одним из перспективных способов увеличения теплообмена является использование в теплообменных аппаратах пористых металлов.

Появление новых пористых теплопроводных материалов, изготовленных из порошковых алюминия, меди и др. материалов, позволяет создавать новые эффективные и компактные теплообменные аппараты. Одним из способов конструирования таких аппаратов является заполнение каналов или межтрубных пространств пористыми металлами различной пористости. Такие теплообменные аппараты могут иметь различное назначение и являться основными элементами холодильных установок, тепловых насосов, конденсаторов паровых турбин. Пористые металлы позволяют значительно увеличить теплоотдачу.

Возможны различные конструктивные решения теплообменных аппаратов с использованием пористых металлов. Известны конструкции пластинчатых теплообменников, в которых межпластинчатые каналы для движения теплоносителей заполнены пористыми металлическими вставками с высокой удельной площадью внутренней поверхности каркаса и малыми значениями эквивалентных диаметров внутренних каналов, обеспечивающих высокую интенсивность теплообмена рабочих сред. Предложенная конструкция значительно увеличивает теплопередачу [1].

Используются пористокомпактные теплообменные аппараты, принцип действия которых основан на интенсификации процессов теплообмена путем введения в каналы трактов пористого наполнителя из материалов с высокой теплопроводностью. В одной из наиболее эффективных конструкций таких теплообменников корпус набран из колец. Между ними вставлены непроницаемые разделительные мембраны. Они образуют проточные щелевые каналы теплообменника. Последние частично или полностью заполнены пористопроницаемыми наполнителями с равномерно расположенными в них дистанционирующими штырями. Для заполнения используется высокопористый материал с изменяемой относительной толщиной пористого материала. Корпус выполнен цилиндрическим круглым или овальным в сечении [2].

Существуют оригинальные конструкции испарительных элементов, которые предназначены для охлаждения тел в различных отраслях техники. Испарительный элемент выполнен в виде примыкающей к теплопередающей поверхности трехслойной стенки с различной пористостью крайних и среднего слоев. Крайние слои изготавливаются из пористого металла со средней пористостью порядка 0,5, а средний слой с низкой пористостью порядка 0,2-0,25 [3].

Кроме того, с целью повышения интенсификации теплообмена и уменьшения габаритов теплообменных аппаратов предлагают использовать интенсификаторы теплообмена и сепараторы жидкой фазы, которые установлены внутри теплообменных труб. Сепараторы расположены на выходе из труб и представляют собой

перфорированную втулку. На внешней поверхности втулки установлены фильтры, выполненные из пористого материала, пористость которого возрастает по длине втулки в направлении выхода труб [4].

Для повышения точности термостабилизации температуры используют специальные теплообменные поверхности. Теплообменная поверхность состоит из ребер, изготовленных из термочувствительного материала, установленных с возможностью изменения угла наклона. Со стороны оребрения лист с капиллярными отверстиями над поверхностью крепления ребер образует полость, которая заполняется капиллярно-пористым материалом [5].

Разнообразие используемых пористых структур и соответствующих теплообменных аппаратов обусловлено разнообразием сфер их применения [6,7]. Большая их часть предназначена для теплоносителей типа «газ-газ» и «газ-вода» с однофазовым теплоносителем [8,9]. Они нашли применение в ракетных двигателях [10], для охлаждения лопаток газовых турбин [11,12], элементов электронной аппаратуры и других теплонапряженных устройств [13-15].

Предлагаются и различные способы теплообмена между двумя теплоносителями. С целью стабилизации температуры одного из теплоносителей предлагается использовать третью среду, которая протекает по каналу стабилизируемого теплоносителя герметичной полости [16-18]. В некоторых конструкциях полость предлагается заполнить пористой структурой [19].

Пористые структуры нашли применение в теплообменных элементах и теплообменных аппаратах с объемным тепловыделением [20]. Существуют различные конструктивные решения теплообменных аппаратов, в которых для повышения теплосъема используется течение теплоносителей с фазовым переходом [21].

Анализ литературных источников и показывает, что ведется активная работа по созданию теплообменных аппаратов с использованием пористых материалов.

В Тюменском индустриальном университете разработана и создана установка для исследования эффективности применения таких материалов.

Объектом исследования является процесс теплообмена в теплообменниках типа «жидкость - газ» с фазовым переходом теплоносителя и без фазового перехода.

Теоретической основой создания теплообменника типа «вода - газ» с фазовым переходом теплоносителя являются исследования Попова И.А и других авторов [22,23].

В данной работе рассматривается конструкция теплообменного аппарата, в котором используется пористый алюминий. Сквозь поры протекает теплоноситель – фреон, второй теплоноситель - охлаждаемая вода течет по трубкам, которые проходят внутри пористого металла.

Теплообменник представляет собой совокупность из 19 медных трубок для течения воды, на которые одеты четыре цилиндрические вставки из пористого алюминия. Всего теплообменников три. В первом теплообменнике пористость вставок 0,4903, во втором теплообменнике пористость вставок 0,4865 и в третьем теплообменнике пористость вставок 0,4739. Внутренняя часть теплообменного аппарата с пористыми вставками представлена на рис. 1.



Рис. 1. Вставки из пористого алюминия

Пористые вставки представляют собой цилиндры из пористого алюминия высотой 50 мм и диаметром 49 мм. Каждая вставка имеет 19 отверстий диаметром по 6 мм, для трубок по которым движется вода. Сквозь поры вставки движется фреон.

Экспериментальная установка состоит из двух контуров. Первый контур с водой, оборудован насосом, котлом для подогрева воды, а так же измерительно-вычислительным комплексом, позволяющий с разрешением по времени 3 с отслеживать изменение температуры воды и следить за массовым расходом. Второй контур – испарительная часть, в которую заливается фреон R404a.

Фреоновый контур (рис.2) оборудован средствами измерения температуры, а также измерения давления фреона на входе и выходе в компрессор.

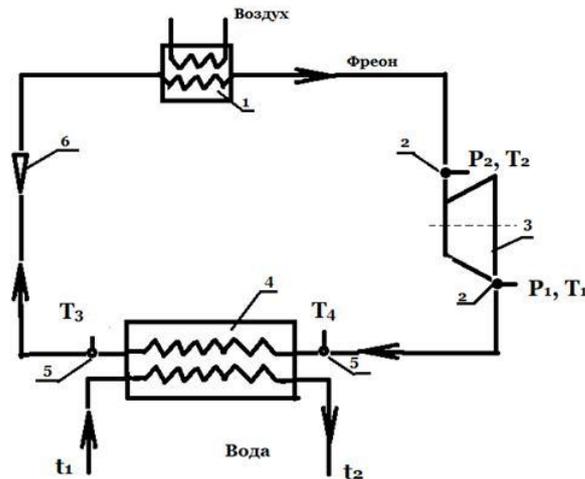


Рис. 2. Принципиальная схема фреонового контура установки  
 1 – конденсатор; 2 – термоманометр; 3 – компрессор; 4 – испаритель;  
 5 – датчик температуры; 6 – дроссель.

Эксперименты проводились на каждом из трех имеющихся теплообменников при постоянном значении расхода воды. При этом фиксировалась температура воды на входе и выходе в теплообменный аппарат, а также температура фреона на входе и выходе. Расход воды измерялся контрольно-измерительным устройством. С целью уменьшения случайных погрешностей, при каждом изменении расхода, показания изменения температуры снимались по 10 раз. В результате был получен массив данных, позволяющий оценить интенсивность теплообмена. Обработка результатов проведенного цикла испытаний свидетельствует о целесообразности применения пористых металлов в теплообменном оборудовании [24].

Поставлена задача разработать математическую модель, позволяющую определить температуру теплоносителя в любом поперечном сечении теплообменного аппарата. Применение стандартных методов расчета теплообменных аппаратов в данном случае невозможно, так как неизвестна внутренняя поверхность пор. Была составлена упрощенная математическая модель такого теплообменника, позволяющая получить решение в удобном для инженерных расчетов аналитическом виде. Проведенные на основе этой модели численные расчеты сопоставлялись с экспериментальными данными. Получено совпадение опытных и расчетных значений в пределах погрешности эксперимента.

Проведено сравнение интенсивности теплообмена материалов различной пористости. Данный метод позволяет проводить расчеты в том случае, когда площадь поверхности теплообмена неизвестна и позволяет одновременно учитывать теплоемкость и теплоту фазового перехода фреона, если таковой имеет место (например, если в качестве горячего теплоносителя используется антифриз, охлаждаемый до достаточно низких температур).

#### Методы исследования

Рассматривается пористый цилиндр (пористая вставка), изготовленный из алюминия, с постоянным коэффициентом теплопроводности  $\lambda_c$ . Цилиндр хорошо изолирован, поэтому полагаем, что теплообмен с внешней средой через его поверхность отсутствует. Внутри пористого цилиндра проходит несколько медных трубок, через которые протекает охлаждаемая вода с температурой на входе  $t_{вх}$  (рис. 3).

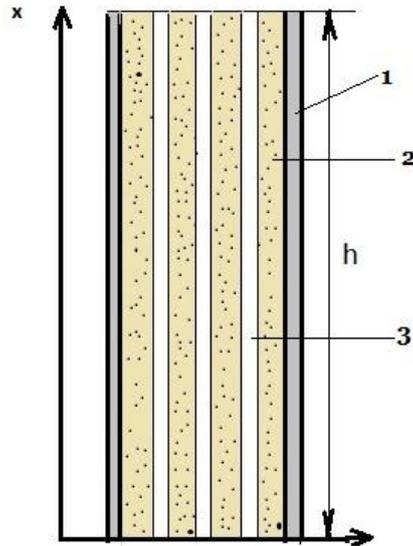


Рис. 3. Пористый цилиндр с трубками:

1 – теплоизоляционный материал; 2 – пористый металл; 3 – трубка медная

Фреон непрерывно подается снизу вверх с постоянным удельным массовым расходом  $G_c$ .

Вода из некоторой емкости поступает в трубки сверху вниз (схема противотока) с постоянным удельным массовым расходом  $G_b$ , после чего снова возвращается в емкость. Таким образом, процесс носит циклический характер. Время, за которое объем воды, равный внутреннему объему всех трубок, проходит через теплообменник назовем временем цикла  $\tau_{ц}$ . Расчет проводится для каждого цикла отдельно. За время цикла вода охлаждается и на выходе имеет температуру  $t_{вых}$  (находится расчетом). Охлаждается и вода в емкости, так что в следующем цикле значение  $t_{вх}$  будет другое. Оно находится также расчетным путем. Далее все многократно повторяется. Поставлена задача, найти зависимость  $t_{вых}$  от общего времени работы аппарата и сравнить расчетные данные с экспериментальными.

Площадь внутренней поверхности трубок  $S$  известна. Объем пористой вставки  $V_b$  известен. Температура фреона на входе и выходе  $t(0)=t_{c1}$  и  $t(h)=t_{c2}$ , а также удельные массовые расходы фреона и воды ( $G_c$  и  $G_b$ ) замеряются в ходе эксперимента.

Заданы теплоемкость фреона и воды –  $c_{pc}$  и  $c_{pb}$ .

Пористость вставок  $p$  рассматривается как отношение объема пор ко всему объему материала. Пористость считается равномерной, следовательно, на единице поверхности, нормальной к направлению потока газа, сечение для прохода газа  $f_{ж} = p$ , а сечение твердого скелета, участвующего в теплопроводности, равно  $f_c = 1-f_{ж} = 1-p$ . Необходимо отметить также, что если удельный массовый расход фреона равен  $G_c$ , то массовый расход внутри пористой вставки будет равен  $G_c/p$ .

Плотность теплового потока за счет теплопроводности самой пористой вставки в сечении  $x$  и  $x+dx$  запишется следующим образом:

$$q_x = -\lambda_c \frac{dt}{dx} (1-p) \quad (1)$$

и

$$q_{x+dx} = -\lambda_c \frac{d}{dx} \left( t + \frac{dt}{dx} dx \right) (1-p). \quad (2)$$

В условиях стационарного режима изменение теплового потока на участке  $dx$  произойдет вследствие теплообмена между твердым телом и протекающей через поры жидкостью, т.е.

$$dq = q_x - q_{x+dx} = G_c \cdot c_{pc} dt \quad (3)$$

или

$$-\lambda_c \frac{dt}{dx}(1-p) + \lambda_c \frac{dt}{dx}(1-p) + \lambda_c \frac{d^2t}{dx^2}(1-p)dx = G_c \cdot c_{pc} dt. \quad (4)$$

Следовательно, для области  $0 \leq x \leq h$  дифференциальное уравнение запишется:

$$\frac{d^2t}{dx^2} - \frac{G_c \cdot c_{pc}}{\lambda_c(1-p)} \frac{dt}{dx} = 0. \quad (5)$$

Таким образом для одномерной задачи охлаждения пористого тела получено уравнение<sup>1</sup>:

$$\frac{d^2t}{dx^2} - \xi_c \frac{dt}{dx} = 0 \quad (6)$$

где  $\frac{G_c \cdot c_{pc}}{\lambda_c(1-p)} = \xi_c$ .

При выводе этого уравнения сделано предположение, что вся передача теплоты внутри пористого тела осуществляется за счет теплопроводности через твердую фазу и что температуры твердого тела и теплоносителя почти не отличаются друг от друга в любой точке пористой структуры. Если принять это предположение, то, уравнение (8) может описывать процесс теплообмена в однородной пористой вставке, то есть без трубок с водой (рис. 3). В этом случае температурное поле можно считать одномерным, учитывая теплоизоляцию.

При наличии трубок с водой температурное поле становится двумерным и уравнение (1) не работает.

Предлагается дополнить это уравнение функцией распределенных источников (стоков) тепла, которая с некоторой погрешностью описывает процесс передачи тепла от пористого материала через стенки медных трубок к воде.

$$q = \frac{\alpha \cdot (t_b - t) \cdot S}{\lambda_b \cdot V_b}. \quad (7)$$

В результате получается уравнение:

$$\frac{d^2t}{dx^2} - \xi_c \frac{dt}{dx} + \frac{\alpha \cdot (t_b - t) \cdot S}{\lambda_b \cdot V_b} = 0 \quad (8)$$

где  $V_b$  – объем пористых вставок,  $\alpha$  – коэффициент теплоотдачи от медной стенки к воде,  $t_b$  – температура воды при данном значении  $x$ .

Условия однозначности:

$$0 \leq x \leq h, t(0) = t_{c1}, t(h) = t_{c2} \quad (9)$$

При выводе уравнения (2) пренебрегли тепловым сопротивлением медных стенок.

Решение существенно упрощается, если предположить, что  $t_b - t = const$ . Это предположение вполне допустимо при малой высоте вставки  $h$  и при использовании схемы противотока. Величину  $\alpha$  находим по уравнениям конвективного теплообмена в трубках.

Обозначим  $\frac{\alpha \cdot (t_b - t) \cdot S}{\lambda_b \cdot V_b} = A$ .

Уравнение (8) примет вид:

<sup>1</sup> Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. Учебник для вузов, изд. 3-е, перераб. и доп. - М.: «Энергия», 1975. - 488 с..

$$\frac{d^2t}{dx^2} - \xi_c \frac{dt}{dx} + A = 0. \quad (10)$$

Краевая задача (8-9) решена стандартными методами и получена функция изменения температуры пористого металла теплообменника вдоль оси  $x$ :

$$t = t_{c1} + \frac{A}{\xi_c} x + \left( e^{\xi_c x} - 1 \right) \cdot \frac{t_{c2} - t_{c1} - \frac{A}{\xi_c} h}{e^{\xi_c h} - 1}. \quad (11)$$

Продифференцируем полученную функцию температуры по переменной  $x$ :

$$\frac{dt}{dx} = \frac{A}{\xi_c} x + \frac{(t_{c2} - t_{c1}) \cdot \xi_c - A \cdot h}{e^{\xi_c h} - 1} \cdot e^{\xi_c x}. \quad (12)$$

Зная функцию (12), получаем формулу для плотности теплового потока:

$$q = -\lambda_c \cdot (1 - p) \cdot \left( \frac{A}{\xi_c} x + \frac{(t_{c2} - t_{c1}) \cdot \xi_c - A \cdot h}{e^{\xi_c h} - 1} \cdot e^{\xi_c x} \right). \quad (13)$$

Величина  $Q(h) - Q(0)$ , где  $Q$  – количество тепла, при отсутствии теплопотерь равна теплоте, передающейся от воды фреону. Вода в некоторой емкости, имеющая объем  $V_p$  циклически прокачивается через трубки теплообменника. Объем воды, находящейся в трубках равен  $V_T$ . Это внутренний объем трубок. Теплоемкость и плотность воды соответственно  $c_{pw}$  и  $\rho_w$ . Начальная температура воды равна  $t_{нач}$ . Пусть  $t_{вх1}$ ,  $t_{вых1}$  – соответственно температура воды на входе и на выходе в первом цикле.

$$t_{вх1} = t_{нач}.$$

При известном  $\Delta Q$  получаем:

$$t_{вых1} = t_{нач} - \Delta t_T, \quad \Delta t_T = \frac{\Delta Q}{c_{pw} \cdot V_T \cdot \rho_w} \quad (14)$$

Вода с температурой  $t_{вых1}$  поступает обратно в некоторую емкость. Температура в емкости уменьшается на величину:

$$\Delta t_p = \frac{\Delta Q}{c_{pw} \cdot V_p \cdot \rho_w}$$

Вода с такой температурой поступает в теплообменник во втором цикле, то есть:

$$t_{вх2} = t_{нач} - \Delta t_p, \quad (15)$$

По формулам, аналогичным (14), находим  $t_{вых2}$  и  $t_{вх3}$  и так далее.

### Результаты и обсуждения

Наиболее эффективным оказывается проведение экспериментов параллельно с расчетами по описанной методике. Дело в том, что в эксперименте вода прокачивается непрерывно, разделение времени работы на циклы условно введено в математической модели. С введением этого понятия появляется возможность определить количество теплоты, которую теряет протекающая вода за цикл и на основе этого получить зависимость температуры от времени для заданной массы воды, которая прокачивается через теплообменный аппарат.

В результате проведенных опытов был получен ряд данных, позволяющих проанализировать степень охлаждения воды за разные периоды времени с использованием материала с разным коэффициентом пористости.

На рис. 4 представлены результаты экспериментов, которые практически совпадают с результатами расчета по формулам (2)-(5). Такая высокая точность расчетов частично объясняется тем, что краевые условия взяты из тех же экспериментов. Если

краевые условия назначать до экспериментов, из общих соображений, то погрешность будет больше. Эксперименты проводились при следующих значениях основных параметров: диаметр пористого образца –  $d=0,049\text{м}$ ; общая длина пористой вставки –  $h=0,2\text{м}$ ; число трубок –  $n=19$ ; внутренний диаметр трубок –  $d=0,004\text{ м}$ ; теплоемкость воды –  $C_p=4187\text{Дж/кг}\cdot\text{К}$ ; коэффициент теплопроводности алюминия –  $\lambda_c=209,3\text{ Вт/м}\cdot\text{К}$ .

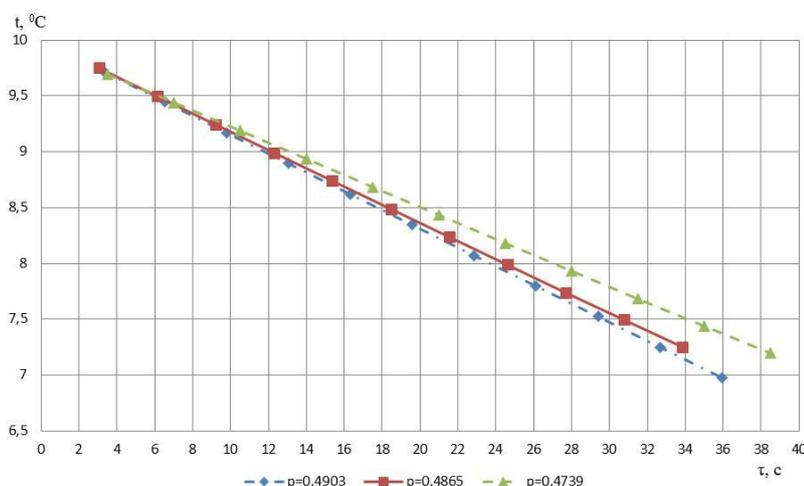


Рис. 4. Изменение степени охлаждения теплоносителя на выходе из теплообменника с течением времени

На графике видно, что в данном диапазоне измерения пористости наиболее интенсивное охлаждение воды происходит в теплообменнике со вставками из пористого металла, имеющего наибольший коэффициент пористости  $p$ .

Из физических соображений ясно, что коэффициент пористости должен быть больше некоторого наименьшего значения, при котором обеспечивается проницаемость вставки. С ростом коэффициента пористости  $p$  увеличивается внутренняя поверхность пор и интенсивность теплообмена. После некоторого максимального значения внутренняя поверхность начинает уменьшаться. Кроме того, увеличение  $p$  ограничено соображениями прочности вставки.

Для получения обоснованной зависимости интенсивности теплообмена от пористости планируется провести экспериментальное исследование в более широком диапазоне изменения величины  $p$ .

### Выводы

На основании проведенных исследований и расчетов можно сделать следующие выводы:

1. Полученное уравнение, позволяет определить изменение температуры пористого материала, а затем горячего теплоносителя, в любом сечении теплообменника.
2. В теплообменнике с пористым металлом интенсивность теплообмена увеличивается с увеличением коэффициента пористости.
3. На основе лабораторной установки появляется возможность создания теплообменного аппарата, который можно применять в системах теплоснабжения.

### Литература

1. Кирсанов Ю. А. Пластинчатый теплообменник. Патент РФ. №2478891. 10.04.2013. Бюл. №10. Доступно по: <https://patentdb.ru/patent/2478891.html>. Ссылка активна на 20 августа 2019.
2. Горда В.П., Кострубов С.В. Пористо-компактный теплообменник. Патент РФ на изобретение №2001374. 15.10.1993. Бюл. №37-38. Доступно по: <https://patentdb.ru/patent/2001374.html>. Ссылка активна на 13 августа 2019.
3. Сургучев О. В., Несынов В. И., Куликов Ю. Б., и др. Испарительный элемент. Патент СССР. №494585. 5.12.1975. Бюл. №45. Доступно по: <http://patents.su/2-494585-ispavitelnyjj-ehlement.html>. Ссылка активна на 20 августа 2019.
4. Шукин В. К., Гортышов Ю. Ф., Дресвянников Ф. Н., и др. Теплообменник. Авторское свидетельство СССР. №1460575. 23.02.1989. Бюл. №7. Доступно по: <http://patents.su/4-1460575-teploobmennik.html>. Ссылка активна на 20 августа 2019.

5. Кирпач Н.С. Теплообменная поверхность. Авторское свидетельство СССР. №1469288. 30.03.1989. Бюл. №12. Доступно по: <http://patents.su/2-1469288-teploobmennaya-poverkhnost.html>. Ссылка активна на 20 августа 2019.
6. Ильющенко А.Ф., Черняк И.Н., Кусин Р.А. и др. Процесс получения пористых проницаемых материалов спеканием электрическим током металлических порошков, волокон и сеток // *Динамика систем, механизмов и машин*. 2018. Т.6 №2. С. 191-196.
7. Хохлов М.А., Ищенко Д.А. Конструкционные сверхлегкие пористые металлы // *Автоматическая сварка*. 2015. №3-4. С. 60-65.
8. Ишкова З.А., Колунин В.С. Влияние типа и толщины пористых материалов на результаты измерения максимального размера сквозных пор // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2019. Т.5. № 1. С. 87-96.
9. Рыдалина Н.В. Экспериментальное исследование возможности увеличения плотности теплового потока // *Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе. Материалы Национальной с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых учёных и специалистов*. 2018. С. 125-128.
10. Пелевин Ф.В., Пономарев А.В., Семенов П.Ю. Рекуперативный теплообменный аппарат с пористым металлом для жидкостного ракетного двигателя // *Известия высших учебных заведений. Машиностроение*. 2015. №6. С. 74-81.
11. Трушляков В.И., Куденцов В.Ю., Лесняк И.Ю. и др. Экспериментальные исследования процессов тепло- и массообмена при испарении жидкостей // *Динамика систем, механизмов и машин*. 2016. Т. 1. №2. С. 10-17.
12. Губкин А. С. Численный расчет проницаемости в двумерной пористой среде со скелетом из случайно расположенных пересекающихся дисков / А. С. Губкин, Д. Е. Игошин, Д. В. Трапезников // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2016. Т. 2. № 4. С. 54-68.
13. Namadouche, A., Azzi, A., Abboudi, S., et al. Enhancement of heat exchanger thermal hydraulic performance using aluminum foam // *Experimental Thermal and Fluid Science* 2018, 921 pp. 1-12.
14. Soleimanikutanaei S., Lin C.-X., Wang D. Modeling and simulation of cross-flow transport membrane condenser heat exchangers // *International Communications in Heat and Mass Transfer* 2018, 95 pp. 92-97
15. Родионов С. П. Моделирование процесса двухфазной фильтрации с учетом воздействия периодической нагрузки / С. П. Родионов, А. Ю. Боталов, Д. Ю. Легостаев // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2016. Т. 2. № 2. С. 73–83.
16. Buonomo V., Di Pasqua A., Ercole D., et al. Numerical investigation on a Heat Exchanger in Aluminum Foam // *Energy Procedia*. 2018; 148 pp. 782-789.
17. Осипов С.Н., Захаренко А.В. Энергоэффективные малогабаритные теплообменники из пористых теплопроводных материалов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 4 С. 346-358.
18. Курпатенков А.В., Поляев В.И., Синцов А.Л. Способ теплообмена между двумя теплоносителями. Авторское свидетельство СССР. №1423905. 15.09.1988. Бюл. №34. Доступно по: <https://patentdb.ru/patent/1423905.html>. Ссылка активна на 20 августа 2019.
19. Синцов А.Л., Поляев В.М., Курпатенков А.В. Теплообменное устройство с регулируемым теплосъемом. Авторское свидетельство СССР. №1223009. 07.04.1986. Бюл. №13. Доступно по: <https://patentdb.ru/patent/1223009.html>. Ссылка активна на 20 августа 2019.
20. Bartis A. Resistance type fluid heating apparatus. Patent US. №3833791. 09.03.1974. Available at: <http://www.freepatentsonline.com/3833791.html> html. Accessed to: 20 avg 2019.
21. John L., James F., Richard P. Porous plate condenser. Patent US. №3394756. 05.01.1976. Available at: <http://www.freepatentsonline.com/3394756.pdf> html. Accessed to: 20 avg 2019.
22. Попов И.А. Гидродинамика и теплообмен в пористых теплообменных элементах и аппаратах. Интенсификация теплообмена: монография. Казань: Центр инновационных технологий, 2007. 240 с.
23. Гортышов Ю.Ф. и др. Теплогидравлическая эффективность перспективных способов интенсификации теплоотдачи в каналах теплообменного оборудования. Казань: Центр инновационных технологий, 2009. 531 с.
24. Davletbaev V., Rydalina N., Antonova E. Experimental investigation of the heat exchange intensity // *MATEC Web of Conferences* 245. SPb.: 2018, 07002.

### Авторы публикации

**Рыдалина Наталья Владимировна** – аспирант, Тюменский индустриальный университет.

**Аксенов Борис Гаврилович** – д-р физ.-мат. наук, профессор, консультант кафедры Промышленная теплоэнергетика, Тюменский индустриальный университет.

**Степанов Олег Андреевич** – д-р техн. наук., профессор, заведующий кафедры Промышленная теплоэнергетика, Тюменский индустриальный университет.

**Антонова Елена Олеговна** – канд. техн. наук, доцент кафедры Промышленная теплоэнергетика, Тюменский индустриальный университет.

### References

1. Kirsanov YA. *Plastinchatyy teploobmennik*. Patent RUS. №2478891. 10.04.2013. Byul. №10. Available at: <https://patentdb.ru/patent/2478891.html>. Accessed: 20 avgusta 2019.
2. Gorda VP, Kostubov SV. *Poristo-kompaktnyy teploobmennik*. Patent RUS. №2001374. 15.10.1993. Byul. №37-38. <https://patentdb.ru/patent/2001374.html>. Accessed: 13 Avg 2019.
3. Surguchev OV, Nesynov VI, Kulikov YuB, et al. *Isparitelnyy element*. Patent SSSR. №494585. 5.12.75. Byul. №45. Available at: <http://patents.su/2-494585-ispavitelnyjj-ehlement.html> html. Accessed: 20 avgusta 2019.
4. Shchukin VK, Gortyshov YuF., Dresvyannikov FN. et al. *Teploobmennik*. Avtorskoye svidetelstvo SSSR. №1460575. 23.02.89. Byul. №7. Available at: <http://patents.su/4-1460575-teploobmennik.html> html. Accessed: 20 avgusta 2019.
5. Kirpach NS. *Teploobmennaya poverkhnost*. Avtorskoye svidetelstvo SSSR. №1469288. 30.03.89. Byul. №12. Available at: : <http://patents.su/2-1469288-teploobmennaya-poverkhnost.html> html. Accessed: 20 avgusta 2019.
6. Pelevin FV, Ponomarev AV, Semenov PY. Recuperative heat exchanger with porous metal for liquid rocket engine. Proceedings of higher educational institutions. *Engineering*. 2015;6: 74-81.
7. Ilyushchenko AF, Chernyak IN, Kusun RA et al. The process of obtaining porous permeable materials by electric current sintering of metal powders, fibers and grids. *Dynamics of systems, mechanisms and machines*. 2018;6(2):191-196.
8. Khokhlov MA, Ishchenko DA. Structural ultralight porous metals. *Automatic welding*. 2015; 3-4: 60-65.
9. Ishkova ZA, Kolunin VS. Vliyaniye tipa i tolshchiny poristykh materialov na rezul'taty izmereniya maksimal'nogo razmera skvoznykh por. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika*. 2019; 5(1):87-96.
10. Rydalina NV. Experimental study of the possibility of increasing the heat flux density. *Energy Saving and innovative technologies in the fuel and energy complex*. Materials of the National conference with international participation of students, postgraduates, young scientists and specialists. 2018;125-128.
11. Trushlyakov VI, Kudencov VYU, Lesnyak IYU, et al. Eksperimental'nye issledovaniya processov teplo- i massoobmena pri isparenii zhidkostej. *Dinamika sistem, mekhanizmov i mashin*. 2016; 1(2):10-17.
12. Gubkin AS, Igoshin DE, Trapeznikov DV. Chislennyj raschet pronicaemosti v dvumernoj poristoj srede so skeletom iz sluchajno raspolzhenykh peresekayushchihsya diskov. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika*. 2016;2(4): 54-68.
13. Hamadouche A, Azzi A, Abboudi S, et al. Enhancement of heat exchanger thermal hydraulic performance using aluminum foam. *Experimental Thermal and Fluid Science*. 2018;92l: 1-12.
14. Soleimanikutanaei S, Lin C-X, Wang D. Modeling and simulation of cross-flow transport membrane condenser heat exchangers. *International Communications in Heat and Mass Transfer*. 2018; 95:92-97.
15. Rodionov SP, Botalov YU, Legostaev DYU. Modelirovanie processa dvuhfaznoj fil'tracii s uchetom vozdejstviya periodicheskoy nagruzki. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika*. 2016;2(2):73-83.
16. Buonomo B, Di Pasqua A, Ercole D, et al. Numerical investigation on a Heat Exchanger in Aluminum Foam. *Energy Procedia*. 2018;148:782-789.
17. Osipov SN, Zakharenko AV. Energy-Efficient small-size heat exchangers made of porous heat-conducting materials. *Energetika. WPI. higher. studies'. institutions and energy. associations of the CIS*. 2018;61(4):346-358.
18. Kurpatenkov AV, Polyayev VI, Sintsov AL. *Sposob teploobmena mezhdv dvumya*

*teplonositel'nyami*. Avtorskoye svidetel'stvo SSSR. №1423905. 15.09.88. Byul. №34. Available at: <https://patentdb.ru/patent/1423905.html>. Accessed: 20 avgusta 2019.

19. Sintsov AL, Polyayev VM, Kurpatenkov AV. *Teploobmennoye ustroystvo s reguliruyemym teplosyemom*. Avtorskoye svidetel'stvo SSSR. №1223009. 07.04.86. Byul. №13. Available at: <https://patentdb.ru/patent/1223009.html>. Accessed: 20 avgusta 2019.

20. Bartis A. *Resistance type fluid heating apparatus*. Patent US. №3833791. 09.03.1974. Available at: <http://www.freepatentonline.com/3833791.html> html. Accessed: 20 avg 2019.

21. John L, James F, Richard P. *Porous plate condenser*. №3394756. 05.01.1976. Available at: <http://www.freepatentonline.com/3394756.pdf> html. Accessed: 20 avg 2019.

22. Popov IA. *Hydrodynamics and heat exchange in porous heat exchange elements and apparatus. Intensification of heat transfer*. Kazan: Center of innovative technologies, 2007; 240 p.

23. Gortyshov YF. and others. *Thermal-Hydraulic efficiency of perspective methods of heat transfer intensification in heat exchange equipment channels*. Kazan: Center of innovative technologies, 2009. 531 p.

24. Davletbaev V, Rydalina N, Antonova E. *Experimental investigation of the heat exchange intensity*. MATEC Web of Conferences 245. SPb.:2018;07002.

#### **Authors of the publication**

**Natalia V. Rydalina** – Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia. Email: rydalinanv@tyuiu.ru.

**Boris G. Aksenov** – Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia.

**Oleg A. Stepanov** – Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia.

**Elena O. Antonova** – Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia.

**Поступила в редакцию**

**28 августа 2019г.**



## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЕРИФЕРИЙНОЙ И КОМБИНИРОВАННОЙ ГАЗОРАЗДАЧИ В ГОРЕЛКАХ КОТЛОВ ТГМ-84А

М.А. Таймаров<sup>1</sup>, Р.В. Ахметова<sup>1</sup>, Ю.В. Лавирко<sup>2</sup>, Л.И. Касимова<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Казанский государственный энергетический университет,

<sup>2</sup> Казанский государственный архитектурно-строительный университет,

<sup>3</sup>Казанский национальный исследовательский технологический университет

**Резюме:** К настоящему времени известно достаточно большое количество горелок для камерного сжигания газообразного топлива различающихся между собой по характеру газораздачи для смешения топлива с воздухом. Для отечественных газомазутных горелок энергетических котлов характерным является их унификация по типу сжигания топлив, то есть теплота сгорания сжигаемого топлива может изменяться в довольно широких пределах. Более того, непосредственно в процессе эксплуатации на ТЭС производится их реконструкция для уменьшения длины факела, достижения равномерного излучения факела, изменения локальных значений температур факела или уменьшения их максимальных значений. Как правило, подробных исследований, получаемых после реконструкций этих горелок, не проводится. Зарубежные горелки конструируются и изготавливаются на сжигание конкретного вида топлива с заданной теплотой сгорания. При этом основная роль для повышения КПД отводится компьютерному регулированию соотношения топлива и воздуха, газораздача - центральная трубчатая. Кроме высокой стоимости, трудность применения зарубежных горелок для отечественных энергетических котлов связана с адаптацией автоматики этих горелок к системе автоматизации отечественных котлов. Поэтому для отечественных котлов одним из направлений их модернизации с целью повышения КПД является реконструкция схем газораздачи в существующих горелках. В данной статье исследуется эффективность применения периферийной трубчатой газораздачи в сравнении с комбинированной периферийной трубчатой газораздачей, совмещенной с конической центральной газораздачей при использовании в качестве основной тангенциальной периферийной крутки воздуха. Данные схемы газораздачи применяются в котлах ТГМ-84А Казанской ТЭЦ-3 и Нижнекамской ТЭЦ-1, на которых проведены эксперименты по выявлению эффективности этих типов газораздачи для сжигания природного газа Уренгойского месторождения.

**Ключевые слова:** котел, сжигание, газ, топка, горелка, крутка воздуха, факел, температура, продукты сгорания, коэффициент полезного действия.

**Для цитирования:** Таймаров М.А., Ахметова Р.В., Лавирко Ю.В., Касимова Л.И. Эффективность периферийной и комбинированной газораздачи в горелках котлов ТГМ-84а // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3. С. 14-22. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-14-22.

## EFFICIENCY OF THE PERIPHERAL AND COMBINED GAS-DISTRIBUTION IN TORCHES OF COPPERS OF THE TGM-84

MA.Taymarov<sup>1</sup>, RV. Akhmetova<sup>1</sup>, YuV. Lavirko<sup>2</sup>, LI. Kasimova<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Kazan state power engineering university, Kazan, Russia

<sup>2</sup> Kazan state university of architecture and engineering, Kazan, Russia

<sup>3</sup>Kazan national research technological university, Kazan, Russia

**Abstract:** So far rather large number of torches for chamber combustion of gaseous fuel differing among themselves on the nature of gas-distribution for mixture of fuel with air is known. For domestic oil-gas torches of power coppers their unification as combustion of fuels is characteristic, that is heat of combustion of the burned fuel can change in quite wide limits. Moreover, directly in use on thermal power plant their reconstruction is made for reduction of

length of a torch, achievement of uniform radiation of a torch, change of local values of temperatures of a torch or reduction of their maximum values. As a rule, the detailed researches received after reconstruction of these torches are not conducted. Foreign torches are designed and made on combustion of fuel of a concrete type with the set heat of combustion. At the same time the main role for increase in efficiency is assigned to computer regulation of a ratio of fuel and air, gas-distribution - central tubular. Except high cost, the difficulty of application of foreign torches for domestic power coppers is connected with adaptation of automatic equipment of these torches to the system of automation of domestic coppers. Therefore for domestic coppers one of the directions their modernization for the purpose of increase in efficiency is reconstruction of schemes of gas-distribution in the existing torches. In this article the efficiency of application of peripheral tubular gas-distribution in comparison with the combined peripheral tubular gas-distribution combined with conic central gas-distribution when using as the main tagentsialny peripheral twist of air is investigated. These schemes of gas-distribution are applied in coppers of TGM-84A of the Kazan TES-3 and the Nizhnekamsk TES-1 on which experiments on identification of efficiency of these types of gas-distribution for combustion of natural gas of the Urengoy field are made.

**Keywords:** boiler, burning, gas, burner, torch, air twist, torch, temperature, efficiency factor.

**For citation:** Taymarov MA, Akhmetova RV, Lavirko YuV, Kasimova L.I. Efficiency of the peripheral and combined gas-distribution in torches of coppers of the TGM-84. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020;22(3):14-22. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-14-22.

### Введение

Для сжигания природного газа в топках энергетических котлов ТЭС используются газомазутные горелки с выносным дутьевым вентилятором и различной газораздачей [1]. Применяется периферийная трубчатая газораздача с прямыми и наклонными газораздающими трубами и центральная - с помощью коаксиального конического насадка [2]. На Нижнекамской ТЭЦ-1 на котлах ТГМ-84А применяется комбинированная периферийная трубчатая газораздача, совмещенная с центральным коаксиальным коническим насадком [3]. Типовая периферийная трубчатая газораздача применяется на котлах ТГМ-84А Казанской ТЭЦ-3. В зависимости от типа газораздачи изменяются условия смесеобразования топливно-воздушной смеси и эффективность сжигания топлива, которая отражается на коэффициенте полезного действия (КПД) котла [4]. Поэтому исследование эффективности образования топливовоздушной смеси и ее сгорание при различных схемах газораздачи является актуальным направлением в области повышения КПД энергетических котлов ТЭС [5].

### Описание объектов исследования и методики исследования

Объектами исследования являлись режимные параметры работы энергетических котлов ТГМ-84А Казанской ТЭЦ-3 (КТЭЦ-3) и Нижнекамской ТЭЦ-1 (НкТЭЦ-1) с различными типами газораздачи при сжигании природного газа Сургутского месторождения с теплотой сгорания 33,77 МДж/нм<sup>3</sup>. Котлы ТГМ-84А барабанные с номинальной производительностью 420 т/ч при температуре пара 560 °С и давлении 14 Мпа [6]. Имеют четыре вихревые газомазутные горелки, расположенные в два яруса на отметках высоты 8,5 м и 12,5 м на фронтальной стене. Топка котла разделена двухсветным экраном. Размеры топки: ширина 14 м, глубина 6 м, высота 22 м. Измерение интенсивности излучения факела проводилось при помощи радиометра полного излучения ТЕРА-50 с градуировкой РК-15 [7]. Измерение температуры продуктов сгорания проводилось при помощи сдвоенных хромель-алюмелевых термопар. Хромель-алюмелевые термопары вводились при измерениях в составе зонда. Зонд вводился через лючок в топку на глубину до 3 м и записывались показания. Затем зонд вынимался из топки. Подробная методика измерений описана в работах [8]. Погрешность экспериментов при измерении интенсивности излучения от факела рассчитывалась по формуле:

$$\sigma_{\text{н}} = \left( \sigma_{\text{пр}}^2 + \sigma_{\text{м}}^2 \right)^{0,5} = \left( 4,1,4^2 + 0,3^2 \right)^{0,5} = \pm 2,81\% \quad (1)$$

где  $\sigma_{\text{пр}}$  – приборная погрешность ТЕРА-50 с градуировкой РК-15 при 1100 °С, равная  $\pm 1,4\%$ ;  $\sigma_{\text{м}}$  – методическая погрешность, равная  $\pm 0,3\%$  [9].

Конечным параметром эффективности топочного процесса является коэффициент полезного действия котлов, который представляет собой совокупное измерение. Основные расчетные формулы для определения КПД включают погрешности измерений отдельных параметров [10].

Систематическая погрешность определения КПД по прямому балансу:

$$\sigma_{\text{пр.б.}} = \left( \sigma_{\text{т.п}}^2 + \sigma_{\text{р.п}}^2 + \sigma_{\text{р.т}}^2 + \sigma_{\text{сг}}^2 \right)^{0,5} \quad (2)$$

$$\sigma_{\text{пр.б.}} = \left( 0,5^2 + 0,8^2 + 0,8^2 + 0,1^2 \right)^{0,5} = \pm 1,24\%$$

где  $\sigma_{\text{т.п}}$  – погрешность измерения температуры пара термопарой, равная  $\pm 0,5\%$ ;  $\sigma_{\text{р.п}}$  – погрешность измерения расхода пара ультразвуковым расходомером, равная  $\pm 0,8\%$ ;  $\sigma_{\text{р.т}}$  – погрешность измерения расхода топлива ультразвуковым расходомером, равная  $\pm 0,8\%$ ;  $\sigma_{\text{сг}}$  – погрешность измерения теплоты сгорания топлива калориметром «Тантал», равная  $\pm 0,1\%$ .

Систематическая погрешность определения КПД по обратному балансу:

$$\sigma_{\text{об.б.}} = \left( \sigma_{\text{т.ух}}^2 + \sigma_{\text{т.в}}^2 + \sigma_{\text{сг}}^2 \right)^{0,5} = \left( 0,5^2 + 0,5^2 + 0,8^2 + 0,1^2 \right)^{0,5} = \pm 0,71\% \quad (3)$$

где  $\sigma_{\text{т.ух}}$ ,  $\sigma_{\text{т.в}}$  – погрешности измерения температуры уходящих газов и воздуха термопарой, равные  $\pm 0,5\%$ ;  $\sigma_{\text{сг}}$  – погрешность измерения теплоты сгорания топлива калориметром «Тантал», равная  $\pm 0,1\%$ .

#### Результаты исследования и их обсуждение

На рис. 1 приведена схема горелки ХФ-ЦКБ-ВТИ-ТКЗ котла ТГМ-84А Казанской ТЭЦ-3 с периферийным расположением газораздающих труб 1 и с периферийной тангенциальной круткой воздуха при помощи лопаток 2.

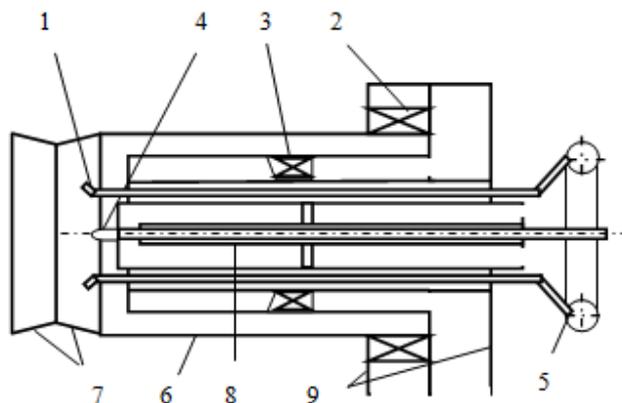


Рис. 1. Горелка ХФ-ЦКБ-ВТИ-ТКЗ котла ТГМ-84А Казанской ТЭЦ-3:

- 1- газораздающие трубы, 2-тангенциальные подвижные лопатки завихрителя наружного воздушного канала, 3- аксиальные неподвижные лопатки внутреннего воздушного канала, 4-мазутная форсунка, 5-кольцевой газовый коллектор, 6-корпус, 7-биконический насадок, 8-центральная установочная труба, 9-улиточная камера.

Диффузорная часть биконического насадка 7 образуется за счет внутренней футеровки топки. Лопатки 3 аксиальной крутки установлены под углом  $60^\circ$  к оси горелки внутреннего воздушного канала и являются неподвижными. Направления аксиальной и периферийной круток воздуха совпадают. Воздухоподводящий короб выполнен в виде улитки 9, расположение которой для каждой из горелок приведено на рис. 2. Как показали эксперименты, несмотря на применение улиточных камер и наличие периферийной и аксиальной круток воздуха для уменьшения длины факела, горелки имеют наброс факела на задний экран. Из-за наброса факела происходит разрушением футеровки внутренней задней стены топки.

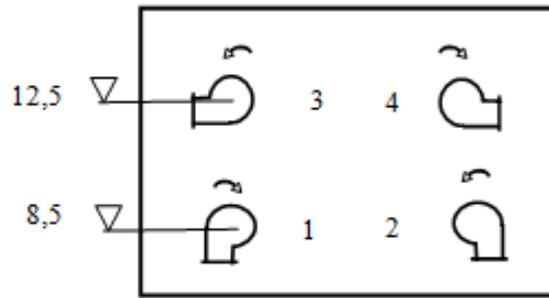


Рис.2. Расположение улиточных камер и направления периферийных круток воздуха по номерам горелок котла ТГМ-84А

На Нижнекамской ТЭЦ-1 котлы ТГМ-84А имеют четыре горелки тангенциальным и аксиальным завихрителями воздуха мощностью при работе на газе 76,7 МВт, расположенные также на фронтальной стене топки в 2 яруса. В отличие от Казанской ТЭЦ-3, газораздача периферийная трубчатая и центральная через отверстия с конического насадка (рис. 3).

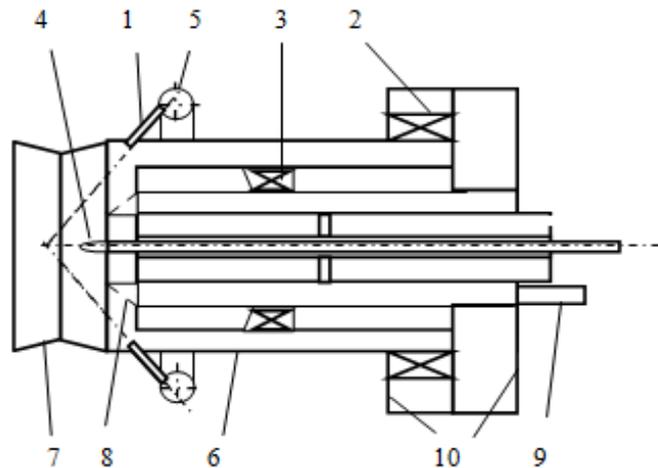


Рис. 3. Горелка мощностью 76,7 МВт для котла ТГМ-84А Нижнекамской ТЭЦ-1:  
 1- газораздающие трубы, 2-тангенциальные подвижные лопатки завихрителя наружного канала, 3- аксиальные неподвижные лопатки внутреннего воздушного канала, 4-мазутная форсунка, 5-кольцевой газовый коллектор, 6-корпус, 7-биконический насадок, 8-коническая центральная газораздача, 9-труба центральной подачи газа, 10-улиточная камера

По схеме рис. 3 работали горелки при сжигании газа во время экспериментов на котле ТГМ-84А, результаты которых приведены в работе [10]. Применение в горелках котла ТГМ-84А Нижнекамской ТЭЦ-1 наклонных периферийных газораздающих труб 1 в совокупности с конической центральной газораздачей 8 предполагало уменьшение длины факела и устранение его наброса на задний экран топки. Однако, эксперименты показали, что горелки котла ТГМ-84А Нижнекамской ТЭЦ-1 также, как и на Казанской ТЭЦ-3, дают наброс факела на задний экран с разрушением внутренней футеровки стены топки. Но этот наброс значительно меньше. Расход воздуха на горение в среднем в 10 раз больше расхода сжигаемого природного газа и заметного уменьшения длины факела за счет применения наклонной подачи сжигаемой газовой струи не происходит.

Параметры крутки воздуха в горелках при экспериментах по данной работе составляли: тангенциальная крутка - 1,05, аксиальная крутка - 3,09, улиточная крутка – 4,97.

Результаты экспериментов по испытаниям горелок с периферийным расположением газораздающих труб для котла ТГМ-84А Казанской ТЭЦ-3 для сжигания газа при различных паровых нагрузках приведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты экспериментов по испытаниям горелок котла ТГМ-84А на Казанской ТЭЦ-3 при сжигании газа

Параметр	Нагрузка котла, т/ч				
	220	280	340	380	420
Коэффициент избытка воздуха в режимном сечении	1,13	1,11	1,08	1,07	1,07
Содержание O <sub>2</sub> в дымовых газах за дымососом, %	6,9	6,5	6,1	5,7	5,4
Коэффициент избытка воздуха за дымососом	1,44	1,40	1,37	1,34	1,31
Температура уходящих газов, °С	113	117	119	121	122
Потери тепла с уходящими газами, %	4,85	4,92	4,95	4,96	4,97
Потери тепла от наружного охлаждения, %	0,88	0,69	0,57	0,51	0,46
КПД котла брутто, %	94,27	94,39	94,48	94,53	94,57
Концентрация NO <sub>x</sub> в дымовых газах при α = 1,4, мг/м <sup>3</sup>	110	115	125	130	135

Как видно из табл. 1, при периферийном расположении газораздающих труб в горелках котел ТГМ-84А Казанской ТЭЦ-3 имеет довольно высокий КПД. Однако при проведении экспериментов наблюдался наброс факела с темным цветом на задний экран, устранение которого может быть решено реконструкцией котла путем установки на задней стене против горелок четырех аппаратов встречного дутья с подачей в них 20 % горячего воздуха от общего количества подаваемого воздуха. По расчетам авторов снижение КПД при этом составит 0,25 % [11].

Результаты экспериментов по испытаниям горелок скомбинированной периферийной трубчатой и центральной газораздачей через отверстия конического насадка для котла ТГМ-84А Нижнекамской ТЭЦ-1 при сжигании газа приведены в табл. 2.

Из табл. 2 видно, что применение горелок с комбинированной периферийной трубчатой и центральной газораздачей через отверстия конического насадка для котла ТГМ-84А Нижнекамской ТЭЦ-1 позволяет получить более высокие значения КПД по сравнению с горелками при периферийном расположении газораздающих труб для котла ТГМ-84А Казанской ТЭЦ-3 (см. табл. 1). Однако при этом при больших нагрузках возрастает концентрация NO<sub>x</sub> в дымовых газах, значения которой для обоих способов газораздачи не превышают нормы.

Таблица 2

Результаты экспериментов по испытаниям горелок котла ТГМ-84А на Казанской ТЭЦ-3 при сжигании газа

Параметр	Нагрузка котла, т/ч							
	240	260	280	310	360	390	420	360*
Содержание O <sub>2</sub> в режимном сечении, %	1,4	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,1	1,3
Коэффициент избытка воздуха в режимном сечении	1,07	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06
Температура уходящих газов, °С	102	103	104	106	107	115	120	140
Потери тепла с уходящими газами, %	4,07	4,13	4,21	4,27	4,24	4,64	4,9	6,11
Потери тепла от наружного охлаждения, %	0,7	0,64	0,59	0,53	0,46	0,43	0,4	0,43
КПД котла брутто, %	95,23	95,20	95,20	95,20	95,30	94,93	94,70	93,46
Концентрация NO <sub>x</sub> в дымовых газах при α = 1,4, мг/м <sup>3</sup>	96	101	116	124	139	148	155	179

\*-данные работы [10] для котла ТГМ-84А при применении встречного дутья.

Распределение интенсивности излучения факела по высоте топок котлов ТГМ-84А Казанской ТЭЦ-3 и Нижнекамской ТЭЦ-1 приведено на рис. 4 [12].

Экспериментальные данные получены путем измерений интенсивности излучения факела радиометром ТЕРА-50 с градуировкой РК-15 через лючки в стенах топки. ТЕРА-50 имеет заводскую градуировку по эталонному излучателю абсолютно черному телу. Во время экспериментов смотровой лючок котла открывался и через него происходила регистрация интенсивности излучения факела.

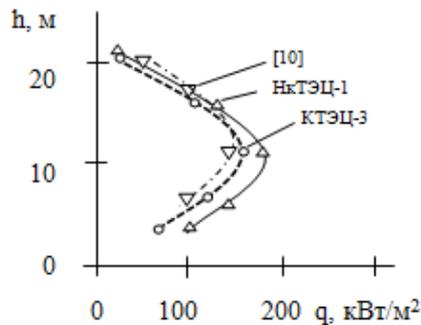


Рис.4. Распределение интенсивности излучения факела  $q$  по высоте топок  $h$  по измерениям через боковые лючки для котлов ТГМ-84А Казанской ТЭЦ-3(КТЭЦ-3) и Нижнекамской ТЭЦ-1 (НкТЭЦ-1) при сжигании газа для нагрузки 240 т/ч в сравнении с данными работы

Как видно из рис. 4, применение комбинированной периферийной трубчатой и центральной газораздачи через отверстия конического насадка для котла ТГМ-84А Нижнекамской ТЭЦ-1 позволяет получить более высокие значения интенсивности излучения  $q$  на уровне горелок по сравнению с периферийной трубчатой газораздачей Казанской ТЭЦ-3. Это объясняется значительным набросом факела на задний экран при использовании горелок с периферийной трубчатой газораздачей для котла ТГМ-84А Казанской ТЭЦ-3. Сравнение с данными работы [10] для котла ТГМ-84А использование встречного дутья для устранения соприкосновения факела с задним экраном сопряжено со снижением интенсивности излучения на уровне отметок горелок 7 и 12 м и повышением интенсивности излучения факела на выходе из топки на отметке 20 м.

Для устранения наброса факела на задний экран при сжигании газа в немецких зарубежных горелках SAACKE, применяют аксиальную периферийную крутку 1 воздуха, аксиальную внутреннюю крутку большого 2 и малого 3 завихрителей (рис. 5).

Лопатки завихрителей не имеют поворотных устройств и являются нерегулируемыми. Газораздача осуществляется через центральные трубы 4 (рис.5). Горелка SAACKE (рис.5) [16]: установлена в ТЭЦ г. Галле (Германия) на паровом котле мощностью 105 т/ч.

Недостатком этой горелки является, то что лопатки нерегулируемые по углу поворота, что в совокупности с центральной трубчатой газораздачей не позволяет использовать горелку для широкой номенклатуры мощностей энергетических котлов с различной конфигурацией топок и топлив с различной теплотой сгорания.



Рис. 5. Горелка SAACKE модели DDG-A-16 мощностью 55 МВт для сжигания природного газа 1 - аксиальная периферийная крутка воздуха, 2 - аксиальная внутренняя крутка большого завихрителя, 3 - аксиальная внутренняя крутка малого завихрителя, 4 - центральные трубы

Для котлов ТГМ-84А предлагается горелке мощностью 50 МВт с периферийными поворотными газораздающими трубами и центральной конической газораздачей (рис. 6).

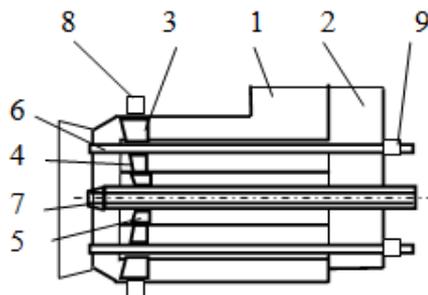


Рис. 6. Схема разработанной газомазутной горелки с периферийными поворотными газораздающими трубами и центральной конической газораздачей:

1-периферийная воздухоподача, 2-центральная воздухоподача, 3- лопатки аксиального периферийного завихрителя, 4-лопатки аксиального внутреннего большого завихрителя, 5-лопатки аксиального внутреннего малого завихрителя, 6-периферийные газораздающие трубы, 7-центральный газораздающий конический насадок, 8-электропривод поворота периферийных лопаток, 9-электропривод перемещения периферийных труб.

В зависимости от состава и теплоты сгорания топлива подача воздуха регулируется через канал 1 в количестве до 55...60 % и через канал 2 в количестве до 40...45 % электроприводными задвижками. На приведенной схеме задвижки не показаны. Углы наклона лопаток периферийного аксиального завихрителя 3 в пределах 25°...35° регулируются при помощи электропривода 8. Электропривод 9 служит для поворота и продольного перемещения периферийных труб 6 вокруг своих осей с целью регулирования равномерности горения факела.

#### Выводы

1. Применение комбинированной периферийной трубчатой и центральной газораздачей через отверстия конического насадка в горелках для котла ТГМ-84А является более эффективным способом сжигания природного газа по сравнению с периферийной трубчатой газораздачей.

2. Применение встречного дутья для устранения наброса факела на задний экран снижает КПД котла и повышает интенсивность излучения на выходе из топки в области ширм, что является нежелательным режимом работы ширмовых пароперегревателей.

3. Наиболее перспективным способом сжигания газового топлива является комбинация периферийной трубчатой и центральной конической газораздачей при использовании периферийной лопаточной регулируемой аксиальной крутки воздуха и внутренней аксиальной крутки воздуха с помощью большого и малого лопаточных завихрителей.

#### Литература

1. Таймаров М.А., Ахметова Р.В. Газомазутные горелки. Казань, КГЭУ, 2017. 80 с.
2. Zhang J., Yuan H., Zhao J., Mei N. Viscosity estimation and component identification for an oil-water emulsion with the inversion method. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. V.111. pp. 759-767.
3. Gelderen L., Malmquist M., Jomaas G. Vaporization order and burning efficiency of crude oils during in situ burning on water. 2017. pp. 558-537.
4. Kadota T., Yamasaki H. Recent advances in the combustion of water fuel emulsion. - Progress in energy and combustion science. 2002. V.28. N.5. pp. 385-404.
5. Ahrenfeldt J., Thomsen T., Henriksen U., et al. Biomass gasification cogeneration. Applied Thermal Engineering. 2013. N.50. pp. 1407-1417.
6. Sanchez A., Williams F. Recent advances in understanding of flammability characteristics of hydrogen. Progress in Energy and Combustion Science. 2014. V. 41.N. 1. pp. 1-55.
7. Таймаров М.А., Ахметова Р.В., Чикляев Е.Г., и др. Показатели режимных параметров котлов ТГМ-84Б при сжигании в них метано-водородной фракции. Вестник КГЭУ, 2017, №1 (33). С. 58-63.
8. Таймаров М.А., Кувшинов Н.Е., Ахметова Р.В., и др. Исследование химических процессов образования оксидов азота при сжигании газа и мазута. Вестник Казанского технологического университета. 2016. Т. 19. №20. С.80-83.

9. Горелки Saacke. Электронный ресурс. Доступ: [saacke.ru>engine.htm](http://saacke.ru/engine.htm), 2020.
10. Абрютин А.А., Вязовой С.К. Исследование теплообмена в топке котла и ширмовом перегревателе при сжигании мазута и газа с малыми избытками воздуха. Теплоэнергетика. 2001. №2. С. 16-21.
11. Таймаров М.А. Тепловой расчет барабанного котла ТГМ-84. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012612419 от 6 марта 2012.
12. Горелки Weishaupt. Электронный ресурс. Доступ: [weishaupt-russia.ru](http://weishaupt-russia.ru), 2020.
13. Горелки Oilon. Электронный ресурс. Доступ: [oilon.com](http://oilon.com), 2019.
14. Горелки промышленной мощности- новые модели на российском рынке. Электронный ресурс. Доступ: <http://teplomega.ru/wp-content/uploads/2017/03>.
15. Импортные горелки для отечественных котлов: примеры адаптации и практика эксплуатации. Электронный ресурс. Доступ: [teplomega.ru/wp-content/uploads/2017/03](http://teplomega.ru/wp-content/uploads/2017/03).
16. Газификация котельной космодрома «Плесецк». Электронный ресурс. Доступ: <http://www.saacke.ru/news.htm>, 2020.

### Авторы публикации

**Таймаров Михаил Александрович** – д-р техн наук, профессор кафедры «Энергетическое машиностроение» (ЭМС) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

**Ахметова Римма Валентиновна** – старший преподаватель кафедры «Электрические станции» (ЭС) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

**Лавирко Юрий Васильевич** – канд. технических наук, доцент кафедры «Теплоэнергетика, газоснабжение и вентиляция» Казанского государственного архитектурно-строительного университета (КГАСУ).

**Касимова Лейсан Ильгизаровна** – аспирантка КНИТУ.

### References

1. Taymarov MA, Akhmetova RV. *Gazomazutnye gorelki*. Kazan, KGEU, 2017. 80 p.
2. Zhang J, Yuan H, Zhao J, et al. Viscosity estimation and component identification for an oil-water emulsion with the inversion method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. V.111. pp. 759-767.
3. Gelderen L, Malmquist M, Jomaas G. *Vaporization order and burning efficiency of crude oils during in situ burning on water*. 2017. pp. 558-537.
4. Kadota T, Yamasaki H. Recent advances in the combustion of water fuel emulsion. *Progress in energy and combustion science*. 2002. V.28. N.5. pp. 385-404.
5. Ahrenfeldt J, Thomsen T, Henriksen U, et al. Biomass gasification cogeneration. *Applied Thermal Engineering*. 2013. N.50. pp. 1407-1417.
6. Sanchez A, Williams F. Recent advances in understanding of flammability characteristics of hydrogen. *Progress in Energy and Combustion Science*. 2014. V. 41. N. 1. pp. 1-55.
7. Taymarov M.A, Akhmetova R.V, Chiklyaev E.G, et al. Indicators of regime parametrical tgm-84b by burning them in a methane-hydrogen fraction. *Vestnik KGEU*. 2017. №1 (33). pp. 58-63.
8. Taymarov MA, Kuvshinov NE, Akhmetova RV, et al. Investigation of chemical processes of nitrogen oxides formation during gas and fuel oil combustion. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*. 2016. V. 19. № 20. pp.80-83.
9. Saacke tracks. *Electronic resource*. Access: [saacke.ru >engine.htm](http://saacke.ru/engine.htm), 2020.
10. Abryutin AA, Vyazova SK. Study of heat exchange in boiler furnace and screen superheater during combustion of fuel oil and gas with small excess air. *Thermal power engineering*. 2001. № 2. pp. 16-21.
11. Taymarov MA. Thermal calculation of a drum copper of TGM-84. *Certificate on the state registration of the computer program* No. 2012612419 of March 6, 2012.
12. Weishaupt tracks. *Electronic resource*. Access: [weishaupt-russia.ru](http://weishaupt-russia.ru), 2020.
13. Oilon tracks. *Electronic resource*. Access: [oilon.com](http://oilon.com), 2019.
14. *Industrial capacity - new models in the Russian market*. Electronic resource. Access: <http://teplomega.ru/wp-content/uploads/2017/03>.
15. *Imported burners for domestic boilers: adaptation examples and operating practices*. Electronic resource. Access: [teplomega.ru/wp-content/uploads/2017/03](http://teplomega.ru/wp-content/uploads/2017/03).
16. *Gasification of the boiler house of the Pleseck launch site*. Electronic resource. Access:

© М.А. Таймаров, Р.В. Ахметова, Ю.В. Лавирко, Л.И. Касимова

<http://www.saacke.ru/news.htm>, 2020.

**Authors of the publication**

**Mikhail A. Taymarov** – Kazan state power engineering university, Kazan, Russia. E-mail: taimarovma@yandex.ru.

**Rimma V. Akhmetova** – Kazan state power engineering university, Kazan, Russia. E-mail: ahmetova\_rv@bk.ru.

**Yury V. Lavirko** – Kazan state university of architecture and engineering, Kazan, Russia. E-mail: lav.yu55@gmail.com.

**Leysan I. Kasimova** – Kazan national research technological university, Kazan, Russia. E-mail: k.lays@yandex.ru.

**Поступила в редакцию**

**10 сентября 2019 г.**



## ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ И КАЧЕСТВА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А.Р. Денисова, Д.П. Спасов, А.Р. Галяутдинова, В.Р. Иванова

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия  
denisova\_ar@mail.ru, spasovdenis@list.ru, Alsu296@ya.ru, vr-10@mail.ru

**Резюме:** Выявление дефектов на ранней стадии их возникновения, особенно у отработавших нормативный срок силовых трансформаторов, является острой проблемой. В данной статье предлагается внедрение на подстанции системы мониторинга, управления и диагностики трансформаторного оборудования (СМУД) электротехнических систем в комплексе с автоматизированной системой управления электротехнического оборудования (АСУ ЭТО) и автоматизированной информационно-измерительной системой коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) с применением QR-кода, а также с использованием TeamViewer для оперативной ликвидации аварий и выявления ненормального режима работы трансформаторного оборудования. Разработанная система мониторинга трансформаторов предназначена для контроля изоляции, регистрации и анализа частичных разрядов, мониторинга технического состояния, обеспечивающая максимальный безаварийный срок службы трансформаторов. Кроме того, внедрение автоматизированной диагностики и электрооборудования являются необходимым условием внедрения технологии SmartGrid в промышленных электрических сетях, способствует снижению капитальных вложений в обновление парка оборудования. Методы, используемые в настоящее время, не обнаруживают опасные ухудшения состояния изоляции, не чувствительны к её старению, а в некоторых случаях ошибочно оценивают состояние изоляции. Наличие таких функций в предлагаемой системе положительно отличает ее от традиционно используемых методов. В работе анализируется работоспособность и качество функционирования рассматриваемых систем, приводится иерархическая структура предлагаемой к внедрению СМУД. Применяв предложенную идею с QR-кодом, можно ускорить процесс поиска информации о текущем техническом состоянии электрооборудования.

**Ключевые слова:** диагностика оборудования, оперативный персонал, информация, SCADA, производство, техническое состояние, АИИС КУЭ, АСУ ЭТО, QR-код.

**Для цитирования:** Денисова А.Р., Спасов Д.П., Галяутдинова А.Р., Иванова В.Р. Исследование работоспособности и качества функционирования трансформаторного оборудования электротехнических систем // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3 С. 23-35. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-23-35.

## THE STUDY OF HEALTH AND QUALITY OF OPERATION OF THE TRANSFORMER EQUIPMENT ELECTRICAL SYSTEMS

AR. Denisova, DP. Spasov, AR. Galyautdinova, VR. Ivanova

Kazan State Power of Engineering University, Kazan, Russia  
denisova\_ar@mail.ru, spasovdenis@list.ru, Alsu296@ya.ru, vr-10@mail.ru

**Abstract:** Detection of defects at an early stage of their occurrence, especially for power transformers that have worked out the standard term, is an acute problem. This article discusses the possibility of using the system of monitoring, control and diagnosis of transformer equipment (SMUID) electrical systems in conjunction with the automated control system of electrical equipment (ASU ETO) and automated information-measuring system of commercial electricity metering (AIES KUE) with the use of QR-code, as well as using TeamViewer for the operational elimination of accidents and identify abnormal operation of transformer equipment. Transformer

*monitoring system is designed for monitoring isolation, recording and analysis of partial discharges, monitoring of technical condition ensuring maximum fault-free service life of transformers. In addition, the introduction of automated diagnostics and electrical equipment is a necessary condition for the introduction of SmartGrid technology in industrial electric networks, contributes to the reduction of capital investments in the renewal of the equipment fleet. The methods currently used do not detect dangerous insulation degradation, are not sensitive to its aging, and in some cases mistakenly assess the isolation condition. The work analyses the operability and quality of the systems under consideration, shows the hierarchical structure of SMUID. By applying the proposed idea with the QR-code, it is possible to speed up the process of searching for information about the current technical state of electrical equipment.*

**Keywords:** *equipment diagnostics, operational personnel, information, SCADA, production, technical condition, AIIS KUE, ASU ETO, QR-code.*

**For citation:** Denisova AR, Spasov DP, Galyautdinova AR, Ivanova VR. The study of health and quality of operation of the transformer equipment electrical systems. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020;22(3):23-35. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-23-35.

### **Введение**

В силу того, что силовые трансформаторы являются одним из наиболее дорогостоящих элементов, есть необходимость иметь возможность выявления начальной стадии развития дефекта, а также предаварийных и аварийных режимов на трансформаторном оборудовании. В большинстве случаев принимается решение оставлять в работе трансформаторы с большим сроком эксплуатации. Поэтому крайне актуальными становятся вопросы поиска новых подходов и методов мониторинга, диагностики и оценки текущего состояния для эффективного технического обслуживания, ремонта, а также продления срока службы трансформаторов без потери надежности [1]. Вопрос выявления дефектов на ранней стадии их возникновения у нормальных и, особенно, отработавших нормативный срок силовых является острой проблемой. Кроме того, внедрение автоматизированной диагностики и электрооборудования являются необходимым условием внедрения технологии *SmartGrid* в промышленных электрических сетях, способствует снижению капитальных вложений в обновление парка оборудования. В то же время существующие традиционные средства и методы диагностирования состояния изоляции силового трансформатора не позволяют в полной мере выявить дефекты на ранней стадии их образования.

Исследование работоспособности и качества функционирования трансформаторного оборудования электротехнических систем рассмотрим на примере Филиала АО «Татэнерго» - Казанской ТЭЦ-1.

### **Литературный обзор**

Методы, используемые в настоящее время (измерение тангенса угла диэлектрических потерь  $\text{tg}\delta$ , коэффициента абсорбции  $K_{\text{абс}}$  и др.), не обнаруживают опасные ухудшения состояния изоляции, не чувствительны к её старению, а в некоторых случаях ошибочно оценивают состояние изоляции. Большинство применяемых методов основаны на использовании явления абсорбции, однако, на абсорбционные зависимости изоляции, кроме увлажнения, влияет и целый ряд иных факторов (температура, погрешность измерительной аппаратуры), затрудняющих определение состояния изоляции и др. Так же, существующие методы проверки изоляции определяют состояние только части объёма изоляции и не могут характеризовать состояние изоляции по всему объёму трансформатора [2, с.463].

Всем традиционным методам присуща зависимость результатов измерений от физико-химических показателей масла, в то же время продукты разложения масла и твёрдой изоляции вносят большие погрешности в оценку состояния изоляции. Кроме того, результаты контроля на отключённом трансформаторе значительно отличаются от результатов контроля в рабочем состоянии из-за температурного режима, миграции влаги в системе «бумага-масло», напряжённости электрического поля в составных частях силового трансформатора [3, 4, 5, 6, 7].

### **Материалы и методы**

Целью нашей работы является обоснование возможности использования системы мониторинга, управления и диагностики трансформаторного оборудования в электротехнических системах. Мы предлагаем внедрять на все силовые трансформаторы систему мониторинга, управления и диагностики трансформаторного оборудования в

комплексе с автоматизированной системой управления электротехнического оборудования и автоматизированной информационно-измерительной системой коммерческого учета электроэнергии с применением QR-кода, концепция которых разработана авторами.

Предлагаемая система мониторинга трансформаторов предназначена для контроля изоляции, регистрации и анализа частичных разрядов, мониторинга технического состояния. Основной задачей этой системы является обеспечение максимального безаварийного срока службы трансформаторов. Можно кратко сформулировать цели мониторинга, управления и диагностики:

- повышение эффективности эксплуатации трансформаторного оборудования (ТО);
- сокращение случаев сбоев энергообеспечения по вине отказа оборудования;
- выявление начальной стадии развития дефекта и/или предаварийных и аварийных режимов на контролируемом оборудовании;
- сокращение инвестиционных затрат на необоснованное обновление оборудования;
- снижение расходов на проведение ремонтов;
- сокращение трудозатрат персонала в результате внедрения автоматизированных методов контроля и диагностики;
- увеличение времени эксплуатации оборудования на основании фактических значений критических параметров контролируемого оборудования;
- снижение рисков причинения экологического ущерба из-за выхода из строя оборудования.

Система создана на базе информационно-измерительной системы. Ядром системы мониторинга, управления и диагностики является SCADA-система, которая разработана для решения следующих задач:

- непрерывное измерение различных физических параметров с их преобразованием в электрические сигналы, отображение оперативной информации на видеокдрах и регистрация основных параметров ТО в нормальных, предаварийных и аварийных режимах, выполнение вычислительных операций по измеренным значениям и их совокупности с использованием аналитических и математических моделей, разработанных на базе национальной нормативно-технической документации (НТД) и международных стандартов, прогнозирование технического состояния ТО;

- формирование управляющих команд коммутационному оборудованию, исполнительным механизмам и другому оборудованию с выдачей и контролем прохождения соответствующих значений выходных электрических сигналов по каналам системы;

- управление системой охлаждения (СО).

СМУиД может обеспечивать интеграцию в единое информационное пространство различных подсистем, отвечающих за функционирование различных узлов, устройств, приборов и ТО во всех режимах его работы.

Основными функциями СМУиД являются:

- прием и первичная обработка информации, которая поступает от датчиков и подсистем мониторинга отдельных технологических узлов ТО;
- контроль текущего режима и состояние ТО;
- контроль работы технологических защит и формирование соответствующей сигнализации;

- визуализация на устройстве отображения информации, характеризующей состояние ТО и параметры его работы;

- регистрация событий;

- формирование сигналов предупредительной и аварийной сигнализации по всем контролируемым параметрам при превышении граничных значений (уставок);

- формирование экспертных оценок и прогнозов технического состояния оборудования на основе расчетных моделей, в том числе и в режиме реального времени;

- контроль и работа с архивными данными с удаленного рабочего места;

- создание и хранение базы данных технического состояния контролируемого объекта, срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации, результатов расчета моделей, экспериментальных оценок и прогнозов;

- самодиагностика состояния СМУиД с локальными компонентами, вышедшего из строя.

СМУиД является многоуровневой иерархичной информационно-измерительной системой распределительного типа, работающей в режиме реального времени, которая оснащена средствами сбора, обработки, отображения, хранения и передачи

информации. Система мониторинга включает в свой состав РС: совместимые компьютеры, SCADA-систему, программируемые логические контроллеры, первичные измерительные преобразователи (датчики), а также системы для контроля технического состояния отдельных частей и узлов ТО.

По результатам выполнения алгоритмов диагностики и прогнозирования технического состояния ТО формируются наглядные графические формы, звуковая и световая предупредительная и аварийная сигнализация, сопровождающаяся предупредительными или аварийными сообщениями [8]. Основанием для формирования технологической сигнализации служит достижение (или приближение) одного или нескольких параметров к критическим величинам, определенным в НТД, действующей на территории РФ.

Структура предлагаемой СМУиД:

- шкаф мониторинга трансформатора (ШМТ), выполненный на основе системы интеллектуальных модулей в составе модуля процессорного P06/P06 DIO и модулей ввода-вывода: Т3102 (модуль на 6 каналов ввода аналоговых сигналов с индивидуальной гальванической развязкой (ГР), исполнение на расширенный температурный диапазон – 40 С до +50 С), ТСС8-220 DC (модуль на 8 каналов выходных дискретных сигналов на электромеханических реле с индивидуальной гальванической развязкой, исполнение на расширенный температурный диапазон от –40 С до +50 С), ТСВ08RT (модуль на 8 каналов выходных дискретных сигналов на электромеханических реле с индивидуальной гальванической развязкой, исполнение на расширенный температурный диапазон –40 С до +50 С). Кроме того, в шкафу располагаются дополнительное оборудование, соединительные клеммники, автоматические выключатели, сигнальные лампы и т.п.

- дополнительное оборудование, первичные датчики и устройства контроля отдельных технологических узлов ТО;

- шкаф серверов (ШС) СМУиД;

- программное обеспечение (ПО) СМУиД, состоящее из прикладного проекта *ISaGRAF*, проекта SCADA-системы, функционирующего на серверах СМУиД и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

Соединение шкафов ШМТ и ШС между собой осуществляется посредством резервированной волоконно-оптической линии связи (ВОЛС). Шкаф серверов СМУиД может выполнять функции единого диагностического центра системы мониторинга и диагностики электротехнического оборудования станции (СМД-ЭТО), совмещая в себе функции верхнего уровня системы мониторинга, например, распределительного устройства, силовых трансформаторов и реакторов, генераторов, высоковольтных выключателей и т.п. (рис.1).

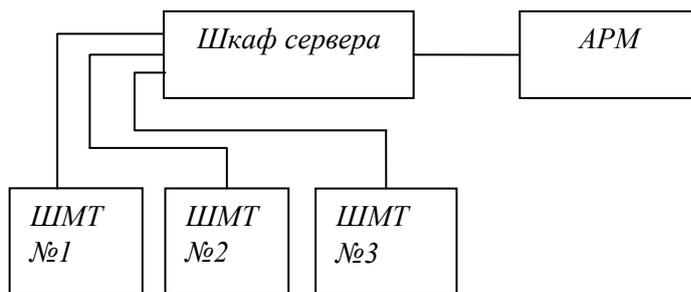


Рис. 1. Структурная схема СМУиД

Усовершенствование предложенной технологии возможно внедрением автоматизированной системы управления электротехническим оборудованием (АСУ ЭТО), а также интеграция с автоматизированной информационно-измерительной системой коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) (рис.2).

АСУ ЭТО предназначена для контроля режима работы каждой электрической части предприятия и ее отображения для оперативного и другого персонала, повышения эффективности диспетчерско-технологического управления, оптимизации режимов работы и электрооборудования главных схем, повышения надежности и безаварийности работы электрооборудования главных схем, повышения эффективности управления процессом ремонта электрооборудования главных схем, снижения эксплуатационных затрат, управления коммутационными аппаратами (КА) на нижнем уровне [9].

АИИС КУЭ предназначена для сбора, обработки и хранения результатов измерений количества электрической энергии выработанной, полученной, потребленной на собственные нужды (СН) и отпущенной потребителям электроэнергии, осуществления контроля за энергопотреблением, регистрации параметров энергопотребления, проведения расчетов в объеме оказываемых услуг.

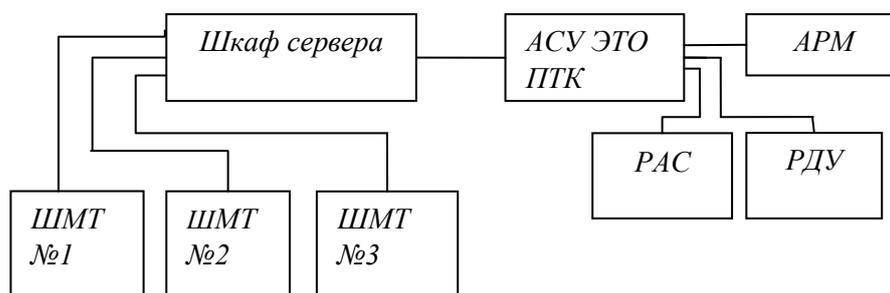


Рис. 2. Структурная схема с внедрением АСУ ЭТО и АИИС КУЭ

Система мониторинга включает в свой состав РС: совместимые компьютеры, SCADA-систему, программируемые логические контроллеры (ПЛК), первичные измерительные преобразователи (ИП), зарегистрированные в Государственном реестре средств измерений и допущенные к применению ВРФ, а также приборы, системы для контроля технического состояния отдельных частей и узлов ТУ.

СМУиД имеет иерархическую трехуровневую структуру, которая представлена на рис. 3.

I уровень – уровень сбора данных, который включает в себя исполнительные устройства, первичные датчики и измерительные системы, установленные на ТУ. В число таких датчиков и устройств могут входить датчики температуры масла, обмоток и окружающей среды, датчики наличия потока масла, манометры в трубопроводах СО, датчики тока электродвигателей маслососов и вентиляторов СО, датчики контроля газосодержания и влагосодержания масла, привод регулятора РПН, приборы/устройства управления и контроля РПН, приборы/устройства управления и контроля СО, приборы/устройства регистрации частичных разрядов, приборы/устройства контроля состояния изоляции высоковольтных вводов, для маслосодержащих вводов, дополнительно манометры, датчики вибраций и т.д.

СМУиД обеспечивает прием и обработку сигналов различных типов:

- унифицированные сигналы тока и напряжения от первичных преобразователей: 4...20 мА, 0...20 мА, ±5 В, 0...5 В;
- дискретные сигналы от датчиков типа «сухой» контакт;
- сигналы переменного тока и напряжения: 0...1 А, 0...5 А, 0...100 В, 0...380 В;
- сигналы от термосопротивлений типа Pt 100, подключаемых по двух-, трех- или четырехпроводной схеме;
- цифровые сигналы от интеллектуальных устройств с использованием интерфейса RS-485.

II уровень – уровень первичной обработки измеряемых параметров и команд управления (по аналоговым, дискретным и цифровым измерительным каналам). Реализуется в виде ШМТ, устанавливаемых в непосредственной близости от контролируемого ТУ. Технические средства (ТС) шкафа ШМТ выполняют нормализацию и преобразование сигналов, полученных от первичных датчиков Уровня I, расчет параметров ТУ с помощью математических моделей, и обеспечивают информационный обмен с Уровнем III. На Уровне II могут применяться следующие ТС:

- системы интеллектуальных модулей;
- модули устройств связи с объектом (УСО), процессорных модулей;
- многофункциональные ИП.

1) III уровень – уровень консолидации, хранения и визуализации данных, применяемые ТС, выполнены на базе РС-совместимых компьютеров промышленного или офисного исполнения, работающие под управлением операционных систем (ОС), совместимых со SCADA-системой, а также сетевое оборудование для объединения всех ТС локальной вычислительной сетью (ЛВС) Ethernet. Реализуется в виде шкафа серверов (ШС) и устанавливается в помещении управления энергообъектом.

2) III уровень – уровень консолидации, хранения и визуализации данных, применяемые ТС, выполнены на базе PC-совместимых компьютеров промышленного или офисного исполнения, работающие под управлением операционных систем (ОС), совместимых со SCADA-системой, а также сетевое оборудование для объединения всех ТС локальной вычислительной сетью (ЛВС) *Ethernet*. Реализуется в виде шкафа серверов (ШС) и устанавливается в помещении управления энергообъектом.

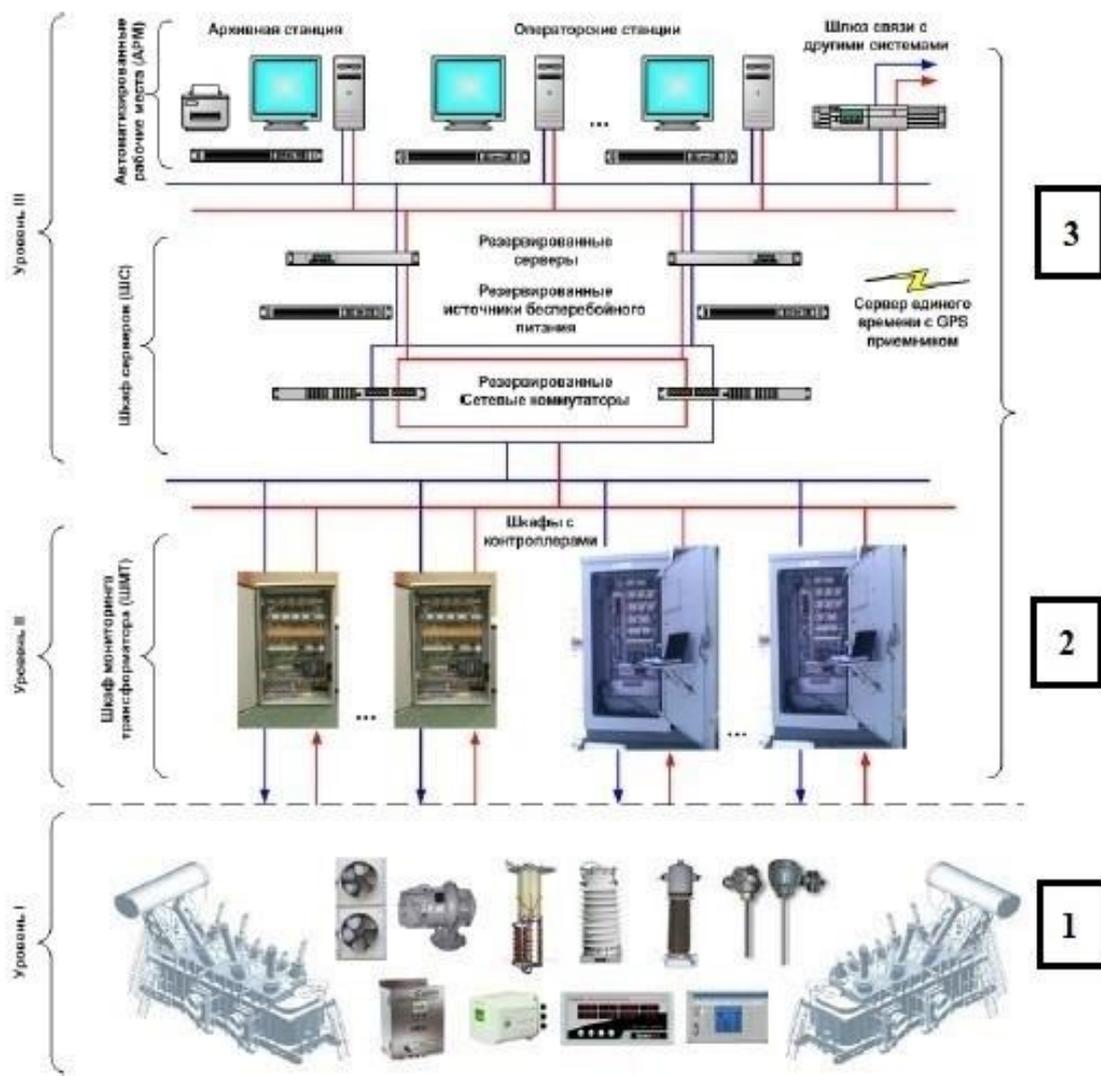


Рис.3. Иерархическая структура СМУиД:

1 – I уровень – ТО; 2 – II уровень – ШМТ; 3 - III уровень – сервера сбора данных и синхронизации времени, ШС, операторские станции, АРМ

В качестве функциональных компонентов III уровня в системе СМУиД могут использоваться:

- выделенные шлюзы обмена данными с контроллерами, серверы архивных данных, предназначенные для регистрации и архивирования информации, поступающей с ПЛК и процессорных модулей II уровня;
- операторские станции (АРМ) оперативно-диспетчерского и управленческого персонала, которые предназначены для визуализации значений измеряемых и рассчитываемых параметров ТО в режиме «online», отображения архивной информации о технологическом процессе в ретроспективном режиме;
- инженерные станции, предназначенные для проведения наладочных и сервисных работ по обслуживанию абонентов II уровня и III уровня системы СМУиД;
- сервер точного времени, предназначенный для поддержания единого астрономического времени устройств I, II и III уровней системы, с его коррекцией по

сигналу точного времени, получаемого от приемника *GPS*/Глонасс или посредством стандартного сетевого протокола точного времени *SNTP*.

Для отображения информации СМУиД могут быть использованы экраны коллективного пользования, существующие в автоматизированной системе управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергообъекта.

Некоторые из указанных выше функциональных компонентов III уровня могут реализовываться на базе одного и того же РС-совместимого компьютера (например, в случае использования АРМ со встроенным шлюзом и архивным сервером).

В структуре проекта АСУ ТП зона ответственности программно-технического комплекса (ПТК), как основного компонента СМУиД:

- в части границ комплекса и подключения к другим составным частям системы – и входные и выходные клеммы (разъемы) в электромонтажном шкафу с ПЛК, интеллектуальными модулями системы и сетевым оборудованием, размещенным в шкафах и стойках или автономно, к которым подключаются датчики или сторонние системы сбора и обработки информации;

- в части функционала комплекса – совокупность всех информационных и сервисных функций, реализуемых с помощью вычислительных средств в соответствии с настоящими техническими условиями.

Связь между различными уровнями системы, а также со смежными подсистемами реализуется посредством локальной вычислительной сети (ЛВС) [10]. Типовая структурная схема внутренней ЛВС ШМТ представлена на рис.4.

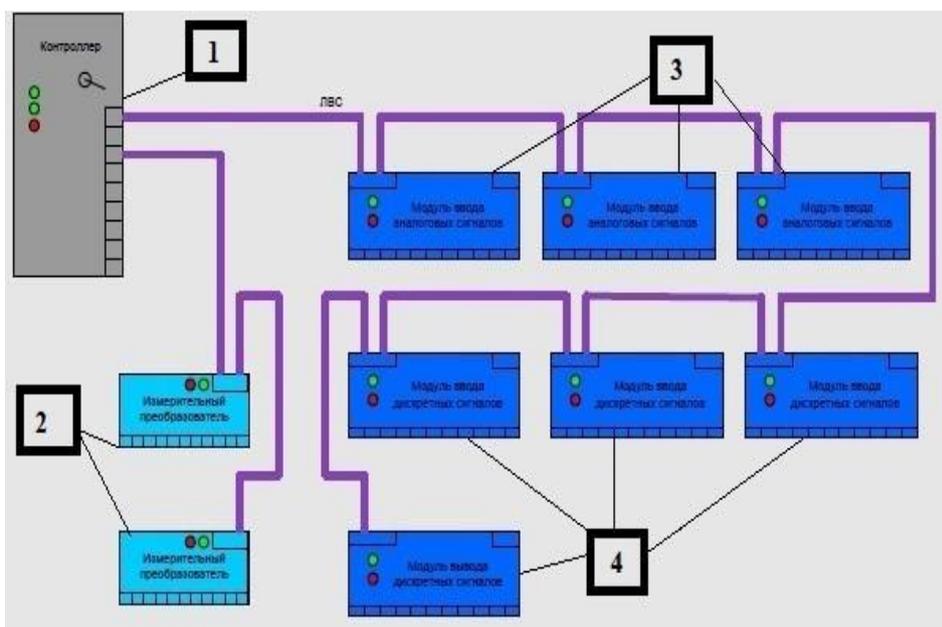


Рис. 4. Типовая структурная схема ЛВС ШМТ:

1 – контроллер в шкафу ШМТ; 2 – измерительный преобразователь; 3 – модуль ввода аналоговых сигналов; 4 – модуль ввода дискретных сигналов

ЛВС представляет собой совокупность ТС, обеспечивающих контролируемый информационный обмен между компонентами системы. В состав ЛВС входят активные и пассивные компоненты, а также ПО, обеспечивающее нормальное функционирование ТС ЛВС (активных). К пассивным компонентам ЛВС относятся кабельная продукция (оптические и медные кабели, в т.ч. патч-корды, пигтейлы), сетевые шкафы, включая коммутационные панели (патч-панели, оптические кроссы), кабельные органайзеры, кабельные коробки, лотки, кабельные розетки, разъемы. К активным компонентам ЛВС относятся сетевые коммутаторы, маршрутизаторы, в т.ч. с функцией межсетевого экрана, медиаконвертеры, преобразователи интерфейсов, серверы последовательных портов, сетевые платы рабочих станций, серверов [11].

Для передачи сигналов используется стандартный интерфейс *RS-485*, работающий в полудуплексном режиме с одной витой парой проводников в общем экране. Мастер сети (процессорный модуль P06) передает и принимает данные через COM-порты. При подключении модулей или интеллектуальных измерительных устройств к COM3-COM5, эти COM-порты должны быть настроены на среду передачи *RS-485*. Если модули или интеллектуальные измерительные устройства подключаются к COM1 или COM6, следует



оборудование, взяв всю необходимую информацию о предыдущей диагностике из единой базы на основе ПО (рис. 7) [15].

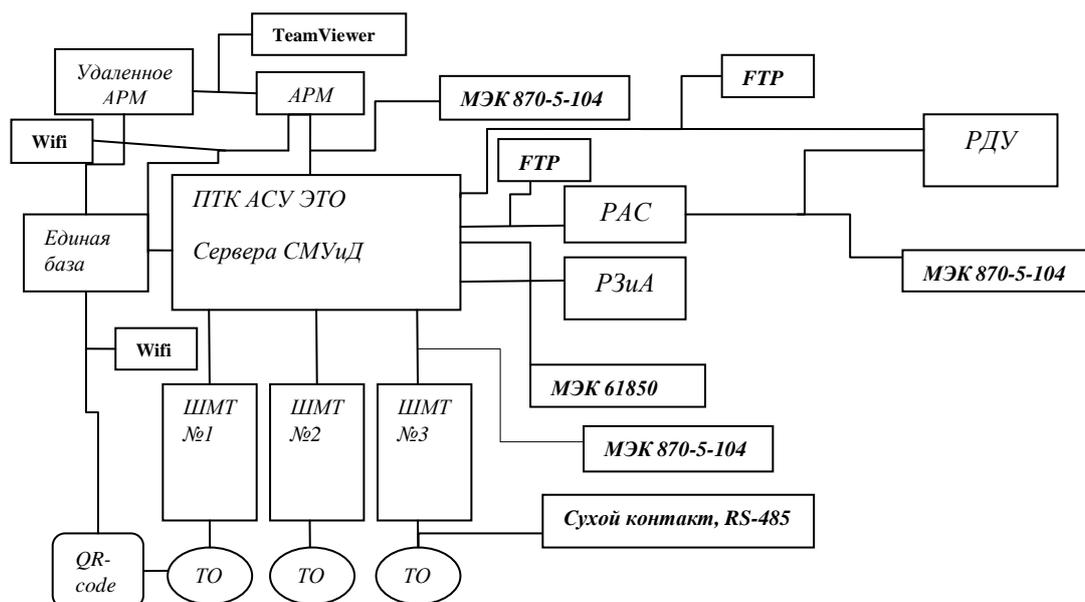


Рис. 6. Система СМУиД АСУ ЭТО, АИИС КУЭ с учетом внедрения QR-кода и TeamViewer



Рис. 7. Сканирование QR-кода на Тольяттинском трансформаторе:  
1 – QR-код; 2 – трансформатор; 3 – аутентификация / сканирование

Мы создали сайт <https://spasovdenis.wixsite.com/qrcode>, где будет находится единая эксплуатационная база предприятия с предыдущими и фактическими показаниями параметров ТО. На этот сайт можно попасть, используя QR-код, представленный на рис. 8.



Рис. 8. QR-код

В процессе эксплуатации база сайта будет развиваться, позволяя создать единую эксплуатационную базу предприятия.

#### **Заключение**

Таким образом, повреждения ТО нарушают работу энергосистемы и потребителей электроэнергии, а ненормальные и аварийные режимы создают вероятность возникновения повреждений или нестабильности работы энергосистемы. Для обеспечения безаварийной работы энергетической системы необходимо, как можно быстрее выявить причину и отделить место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая нормальные условия их работы и прекращая разрушения на месте повреждения. Опасные последствия

ненормальных режимов можно предотвратить путем своевременного обнаружения отклонения от нормального режима и принятия меры к его устранению (снизить ток при его нарастании, понизить напряжение при его увеличении и т.д.). Методы, используемые в настоящее время, не обнаруживают опасные ухудшения состояния изоляции, не чувствительны к её старению, а в некоторых случаях ошибочно оценивают состояние изоляции. В связи с этим возникает необходимость в создании и применении автоматических устройств управления и различных систем мониторинга, выполняющих указанные операции, защищающих систему и ее элементы от опасных последствий, повреждений и ненормальных режимов.

Внедрение таких систем, как СМУиД, АСУЭТО, АИИС КУЭ и QR-код с удаленным мониторингом и возможностью управления и отслеживания через программу удаленного администрирования «TeamViewer» поможет реализовать оперативность при ликвидации аварийных режимов оборудования и досрочное выявление ненормального режима работы трансформаторов.

В настоящее время вышеописанная идея применения системы мониторинга, управления и диагностики трансформаторного оборудования в комплексе с автоматизированной системой управления электротехнического оборудования и автоматизированной информационно-измерительной системой коммерческого учета электроэнергии с использованием QR-кода на предприятиях нигде не применяется. Она является полностью авторской разработкой. На данном этапе мы занимаемся созданием единой эксплуатационной базы предприятия, изучением всевозможности АСУ. Далее планируется написать программу в *MatLab*, интегрируя системы СМУиД, АСУ ЭТО, АИИСКУЭ и QR-код в комплексе, сделать технико-экономический расчет, рассчитать срок окупаемости системы. В ближайшее время планируется внедрить эту систему на одно из предприятий Республики Татарстан – Казанскую ТЭЦ-1 (Филиал АО «Татэнерго»).

#### Литература

1. Фетисов Л.В., Роженцова Н.В., Булатов О.А. Повышение качества электрической энергии в сетях низкого напряжения / Изв. вузов. Проблемы энергетики. 2018. №11-12. С. 99-106.
2. Иванова В.Р., Фетисов Л.В. Разработка учебного стенда для эффективной и безопасной эксплуатации резервного электроснабжения на промышленных предприятиях // Изв. вузов. Проблемы энергетики. 2018. № 9-10. С.165-169.
3. Чичёв С.И. Мониторинг и диагностика оборудования сетей региональной сетевой компании "Тамбовэнерго" / Повышение эффективности средств обработки информации на базе математического моделирования: Матер. докл. 9 Всеросс. науч.-техн. конф. 27-28 апреля 2009 г. Тамбов, 2009. С. 461-472.
4. Виноградова Л.В., Игнатъев К.Б., Климов Д.А. и др. Диагностика маслонаполненного электрооборудования на основе экспертных систем / Интеграция науки и производства. Матер, конф. ТРАВЭК. М.: ВЭИ, 2004. С.180.
5. Рыбаков Л.М., Анчарова Т.В., Ахметшин Р.С. Диагностирование силовых трансформаторов 1 и 2 габаритов напряжением 10/0,4 кВ под рабочим напряжением с использованием частотных характеристик // Вестник МЭИ. 2005. № 5. С. 39-48.
6. Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. Информационно-измерительная система центра управления электрических сетей. М.: Машиностроение, 2009. С.176.
7. Роженцова Н.В., Баширов М.Г., Хальфиева А.М. и др. Проблемы обеспечения надежности распределительных сетей промышленных предприятий. Изв. вузов. Проблемы энергетики. № 3-4. С. 85-93.
8. Ivanova V.R., Ivanov A.S., Fetisov L.V The development of an automated station for group soldering of the led lines // 2018 14th International scientific-technical conference on actual problems of electronic instrument engineering (APEIE) – 44894 proceedings. pp. 336-338.
9. Богомолов В.С., Касаткина Т.Е., Кустов С.С. Анализ причин повреждений и результаты обследования технического состояния трансформаторного оборудования // Вестник ВНИИЭ, 2014.
10. SimPowerSystems For Use with Simulink. User's Guide. The MathWorks Inc., 2014. P.411.
11. Ваниндр Б.В. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110-500 кВ в эксплуатации. М.: АОВНИИЭ-МЭИ (ТУ) РАО «ЕЭСРоссии».
12. Лопухов И. Обеспечение безопасности ОПС для АСУТП // Современные технологии автоматизации. М., 2014. № 2. С. 6.
13. Kominek, D. Effective OPC Security for Control Systems — Solutions you can bank on / D. Kominek, E. Byres. Доступно по: <http://www.tofinosecurity.com/effective-POC-solutions>.
14. Trace Mode IDE 6.09 Base: Справка. М.: AdAstra Research Group, Ltd., 2014.
15. Денисова А.Р., Спасов Д.П., Галяутдинова А.Р. Использование QR-кода в промышленных

целях // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. М., 2019. № 5. С. 41.

16. Роженцова Н.В., Ларионов С.Н., Хальфиева А.М. Использование нейросетевых алгоритмов для повышения надежности работы современных энергосберегающих систем. Труды научно-практ. сем. «Энергосбережение на предприятиях промышленности и жилищно-коммунального хозяйства». Уфа: Гилем. С. 61-64.

17. Рудаков А.И., Нурсубин М.С., Роженцова Н.В. и др. Повышение энергоэффективности ступени конфузорного эжектора с пульсирующим движением активного потока в составе жидкостно-кольцевого вакуум-насоса. Вестник Казанского технологического университета: Т. 17. №17; М-вообраз. и науки России, Казан. нац. исслед.технол. ун-т. Казань: КНИТУ, 2014. С. 150-158.

18. Васенин А.Б. Особенности применения методов мониторинга электрооборудования энергетических объектов // Автоматизация и ИТ в энергетике. №8 М.: Издательский дом «ИД АВИТ-ТЭК», 2018. С. 12-19.

19. Бадуне Дж., Витолина С., Маскалонок В. Методы прогнозирования оставшегося срока службы силовых трансформаторов и их компонентов // Энергетика и электротехника. № 31. 2013. С. 123-126.

20. Karandaev A.S., Khramshin V.R., Khramshin R.R., et al. Conceptual Area of Development of Power Saving Thyristor Electric Drives of Rolling Mills. 2016.

21. Karandaev A.S., Evdokimov S.A., Sarlybaev A.A., et al. Requirements of a system for monitoring the technical condition of the transformer of a high-power arc steelmaking furnace," Mashinostr.: Setevoi Elektr. Nauch. Zh.V. 2. pp.58-68.

22. Karandaev A.S., Evdokimov S.A., Khramshin V.R., et al. Diagnostic functions of a system for continuous monitoring of the technical condition of the transformers of arc steelmaking furnaces.2014. Metallurgist. 2014. V.58(7-8). pp. 655-663.

23. Bernat P., Hytka Z., Kacor P. Indication of failures of rotor bar on induction machine with squirrel cage rotor in its external electromagnetic field. In: Proceedings of the 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). 2015. pp. 691–696.

24. Kurilin S.P., Denisov V.N. Methods and Applications of Mathematical Modeling in Electrical Engineering: Monograph. Smolensk, Smolenskiy Filial RUK Publ, 2014, 242 p.

25. Ameid T., Menacer A., Talhaoui H., et al. Broken rotor bar fault diagnosis using fast Fourier transform applied to field-oriented control induction machine: simulation and experimental study. International Journal of Advanced Manufacturing Technology, 2017. V. 92 (1–4). pp. 917–928.

#### Авторы публикации

**Денисова Алина Ренатовна** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений», Казанский государственный энергетический университет.

**Спасов Денис Павлович** – магистр, Казанский государственный энергетический университет (КГЭУ).

**Галяутдинова Алсу Ренатовна** – магистр, Казанский государственный энергетический университет (КГЭУ).

**Иванова Вилия Равиловна** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений» (ЭХП), Казанский государственный энергетический университет (КГЭУ).

#### References

1. Fetisov LV, Rozhenzova NV, Bulatov OA. Improvement of the quality of electric energy in low voltage networks. *Izv. Higher educational institutions. Problet.us anticus*. 2018;11-12:99-106.
2. Ivanova VR, Fetisov LV. Development of a training stand for the efficient and safe operation of backup power supply at industrial enterprises. *Izv. universities. Energy problems*. 2018;9-10:165-169.
3. Chichov SI. Monitoring i diagnostika oborudovannykh setey regional'noy setevoy kompanii "Tamboverno". *Povysheniye effektivnosti sredstv obrabotki informatsii na baze matematicheskogo modelirovaniya: Mater, dokl. 9 Vseross. nauch.-tekhn. konf. 27-28 aprelya 2009 g. Tambov, 2009. S. 461-472.*
4. Vinogradova LV, Ignat'yev KB, Klimov DA, et al. Diagnostika maslonapolnennogo elektrooborudovaniya na osnove ekspertnykh system. *Integratsiya nauki i proizvodstva. Mater, konf. TRAVEK. M. : VEI, 2004. 180s.*

5. Rybakov LM, Ancharova TV, Akhmetshii RS. Diagnostirovaniye silovyykh transformatorov 1 i 2 gabaritov napryazhennosti 10 / 0,4kV pod rabochim napryazheniyem s ispol'zovaniyem chastotnykh kharakteristik. *Vestnik MEI*. 2005;5:39-48.
6. Chichov SI, Kalinin VF, Glinkin YeI. *Informatsionno-izmeritel'naya sistema tsentral'nogo upravleniya stolovymi setyami*. M.: Mashinostroyeniye, 2009. 176 s.
7. Rozhentsova NV, Bashirov MG, Khal'fiyeva AM, et al. Problemy obespecheniya nadezhnosti raspredelitel'nykh setey promyshlennykh predpriyatiy. I. vuzov. *Problemy energetiki*. 2010;3-4:85-93.
8. Ivanova VR, Ivanov AS, Fetisov LV. *The development of an automated station for group soldering of the led lines*. 2018 14th International scientific-technical conference on actual problems of electronic instrument engineering (APEIE) 44894 proceedings. pp. 336 -338.
9. Bogomolov VS, Kasatkina TE, Bushes SS. Analysis of the causes of damage and the results of the inspection of the technical condition of transformer equipment. *Vestnik VNIIE*, 2014.
10. *Sim Power Systems For Use with Simulink*. User's Guide. The MathWorks Inc., 2014. P.411.
11. Vanin BV, et al. *Damage to power transformers of 110–500 kV in operation*. Moscow: VNIIE-MEI JSC (TU) RAO UES of Russia.
12. Lopukhov I. Ensuring safety of LFS for process control systems. *Modern automation technologies*. M., 2014;2:6.
13. Kominek D, Byres. *Effective OPC Security for Control Systems. Solutions you can bank on*. Доступно по :<http://www.tofinosecurity.com/effective-POC-solutions>.
14. *Trace Mode IDE 6.09 Base*: Справка. М.: AdAstra Research Group, Ltd., 2014.
15. Denisova AR, Spasov DP, Galyautdinova AR. Use of a QR code for industrial purposes. *Electrical Equipment: Operation and Repair*. 2019;5:41.
16. Rozhentsova NV, Larionov SN, Khal'fiyeva AM. *Ispol'zovaniye neyrosetevykh algoritmov dlya povysheniya nadezhnosti raboty sovremennykh energosberegayushchikh sistem*. Trudynauchno-prakt. sem. «Energoberezheniye na predpriyatiyakh promyshlennosti i zhilishchno-kommunal'nogokhozyaystva». Ufa: Gilem. S. 61-64.
17. Rudakov AI, Nursubin MS, Rozhentsova NV, et al. Povysheniye energoeffektivnosti stupeney konfuzornogo ezhektora s pul'siruyushchim dvizheniyem aktivnogo potoka v sostave zhidkostno-kol'tsevogo vakuum-nasosa. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*. M-voobraz. I nauki Rossii, Kazan. nats. issled. tekhnol. un-t. Kazan': KNITU, 2104;17(17):150-158.
18. Vasenin AB. Osobennosti primeneniya metodov monitoring elektrooborudovaniya energeticheskikh ob'yektov. *Avtomatizatsiya i IT v energetike*. №8 M.: Izdatel'skiy dom «ID AVIT-TEK», 2018. pp. 12-19.
19. Badun J, Vitolina S, Maskalonok V. Methods of predicting the remaining life of power transformers and their components. *Energy and electrical engineering*. 2013;31:123-126.
20. Karandaev AS, Khramshin VR, Khramshin RR, et al. Conceptual Area of Development of Power Saving Thyristor Electric Drives of Rolling Mills. 2016.
21. Karandaev AS, Evdokimov SA, Sarlybaev AA, et al. *Requirements of a system for monitoring the technical condition of the transformer of a high-power arc steelmaking furnace*. Mashinostr.: Setevoi Elektr. Nauch. Zh. 2014;2:655-663.
22. Karandaev AS, Evdokimov SA, Khramshin VR, et al. Diagnostic functions of a system for continuous monitoring of the technical condition of the transformers of arc steelmaking furnaces. *Metallurgist*. 2014;58(7-8):655-663.
23. Bernat P, Hytka Z, Kacor P. *Indication of failures of rotor bar on induction machine with squirrel cage rotor in its external electromagnetic field*. In: Proceedings of the 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). 2015, pp. 691-696.
24. Kurilin SP, Denisov VN. *Metody i prilozheniya matematicheskogo modelirovaniya v elektrotehnike* Monograph. Smolensk, Smolenskiy Filial RUK Publ, 2014, 242 p.
25. Ameid T, Menacer A, Talhaoui H, et al. Broken rotor bar fault diagnosis using fast Fourier transform applied to field-oriented control induction machine: simulation and experimental study. *International Journal of Advanced Manufacturing Technology*. 2017;92(1-4):917-928. doi: 10.1007/s00170-017-0143-2.

#### Authors of the publication

**Alina R. Denisova** – Kazan State Power of Engineering University, Kazan, Russia. Email: denisova\_ar@mail.ru.

**Denis P. Spasov** – Kazan State Power of Engineering University, Kazan, Russia. Email: spasovdenis@list.ru.

© *А.Р. Денисова, Д.П. Спасов, А.Р. Галютдинова, В.Р. Иванова*

*Alsu R. Galyautdinova* – Kazan State Power of Engineering University, Kazan, Russia. Email: Alsu296@ya.ru.

*Vilija R. Ivanova* – Kazan State Power of Engineering University, Kazan, Russia. Email: vr-10@mail.ru.

*Поступила в редакцию*

*16 декабря 2019 г.*



## МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА, ВКЛЮЧАЮЩЕГО ГТУ, ВЭУ И АККУМУЛЯТОРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Ю.Е. Николаев, В.Н. Осипов, В.Ю. Игнатов

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,  
г. Саратов, Россия  
termo@sstu.ru

**Резюме:** Для снабжения малых городов электрической и тепловой энергией, обеспеченных природным газом, предлагается создание автономных энергокомплексов на базе газотурбинных установок, ветрогенераторов и аккумуляторов электрической энергии. Предложена схема совместной работы указанных установок, разработана методика расчета количественных характеристик ветроэнергетической установки, ГТУ и аккумуляторов, обеспечивающих покрытие пиковой части суточного электрического графика нагрузки. Тепловая нагрузка обеспечивается за счет работы котла-утилизатора и пикового котла. На примере энергокомплекса электрической нагрузкой 5 МВт и тепловой 17,5 МВт рассчитана выработка электрической энергии ветроэнергетической и газотурбинной установками, отпуск электрической энергии от аккумуляторов, тепловые нагрузки котла-утилизатора и пикового котла по месяцам года. При доле мощности ветроэнергетической установки 0,2 аккумуляторы обеспечивают в течение годового периода от 5,2 до 10,7 % суточной потребности графика электрической нагрузки. Электрическая мощность газотурбинной установки в зимний период снижается до 70 % от максимальной нагрузки потребителя, в летний период – до 55 %. Увеличение относительной доли мощности ветроэнергетической установки снижает электрическую мощность газотурбинной установки, ее стоимость, при этом возрастает стоимость аккумуляторов.

**Ключевые слова:** автономное энергообеспечение; энергокомплекс, газотурбинная установка, ветроэнергетическая установка, аккумулятор электрической энергии, потребитель электрической энергии, потребитель тепловой энергии.

**Для цитирования:** Николаев Ю.Е., Осипов В.Н., Игнатов В.Ю. Методика расчета энергетических показателей автономного энергокомплекса, включающего ГТУ, ВЭУ и аккумуляторы электрической энергии // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3 С. 36-43. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-36-43.

## CALCULATION METHODOLOGY OF THE ENERGY INDICATORS OF AN SELF-CONTAINED ENERGY COMPLEX INCLUDING GAS TURBINE PLANTS, WIND-DRIVEN POWER PLANT AND ELECTRIC STORAGE CELL

YE. Nikolaev, VN. Osipov, VY. Ignatov

Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, Saratov, Russia  
termo@sstu.ru

**Abstract:** To supply small cities with electric and thermal energy it is proposed to create self-contained energy complex based on gas turbine plants (GTP), wind generators and electric storage cell. A scheme for the joint operation of these plants is offered, a methodology for calculating the quantitative characteristics of a wind power plant, gas turbines and electric storage cell is developed. Electric storage cell provide coverage the peak portion of the daily electrical load curve. The heat load is ensured by the operation of the waste-heat boiler and the peak boiler. Using the example of a power complex with an electric load of 5 MW and a heat load of 17.5 MW, the generation of electric energy by wind driven power plant and gas turbine plants, the supply of electric energy from electric storage cell, the heat loads of the waste-heat boiler and peak boiler by months of the year are calculated. When the power share

of the wind power plant is 0.2, the electric storage cell provide for an annual period from 5.2 to 10.7 % of the daily demand of the electric load schedule. The electric power of the gas turbine plant in winter is reduced to 70 % of the maximum load of the consumer, in summer - up to 55 %. An increase in the relative share of the power of a WDPP reduces the electric capacity of a gas turbine plants, its cost, while the cost of electric storage cell increases.

**Keywords:** self-contained power supply, energy complex, gas turbine plant, wind-driven power plant, electric storage cell, electric energy consumer, heat energy consumer.

**For citation:** Nikolaev YE, Osipov VN, Ignatov VY. Calculation methodology of the energy indicators of an self-contained energy complex including gas turbine plants, wind-driven power plant and electric storage cell. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020; 22(3):36-43. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-36-43.

### Введение

Рост стоимости органического топлива в мире обусловил наращивание мощностей электрогенерации за счет возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В странах западной Европы и США темпы роста установленной электрической мощности электростанций на ВИЭ превысили соответствующие темпы ввода мощностей на органическом топливе [1,2,3].

В РФ сооружение источников на ВИЭ осуществляется медленными темпами, что объясняется низкими ценами на органическое топливо по сравнению с европейскими странами, высокой стоимостью как отечественных, так и зарубежных установок, использующих ВИЭ<sup>1</sup>. Вместе с тем, проблема эффективного и качественного энергоснабжения удаленных от крупных энергосистем поселков и небольших городов характерна и для РФ [3]. Наибольшее количество публикаций посвящено гибридным электростанциям, расположенным в удаленных районах Севера и Дальнего Востока, включающим ВИЭ и дизель-генераторные установки, с целью максимального замещения привозного жидкого топлива для производства электрической энергии [4-7]. В них рассматриваются вопросы определения эффективности применения ветроэнергетических установок для энергоснабжения потребителей, вопросы надежности и сокращения выбросов в окружающую среду. В статье [8] авторы проводят технико-экономический анализ пяти концепций ветряных тепловых энергетических систем, в которых совместно с ветроэнергетической установкой используются электрические котлы, тепловые насосы. С целью выравнивания суточного графика электропотребления в [9] рекомендуется использование энергии ВИЭ в аккумуляторных батареях для покрытия переменной части графика нагрузки. В указанных статьях в качестве основного двигателя использованы дизельные установки. Вместе с тем, для районов, обеспеченных природным газом, не имеющих надежного энергоснабжения на автономных энергокомплексах возможно использование газотурбинных установок (ГТУ) совместно с ВИЭ и аккумуляторами. Достоинством применения ГТУ в энергокомплексе является возможность достижения большей электрической мощности и выработки тепловой энергии, быстрый пуск, меньшие капиталовложения и стоимость обслуживания по сравнению с двигателями внутреннего сгорания, освоенный выпуск отечественными производителями установок небольшой мощности. При этом ГТУ имеют меньший электрический КПД. Схема такого энергокомплекса, вырабатывающего электрическую и тепловую энергию, изображена на рис. 1. Особенностью схемы является применение ГТУ с регенеративным подогревом воздуха, позволяющего изменять величину тепловой мощности котла-утилизатора и величину электрического КПД газотурбинной установки, ветроэнергетической установки (ВЭУ) с генератором постоянного тока, двух групп аккумуляторов. Одна группа аккумуляторов работает с ВЭУ, накапливая электрическую энергию, вторая – используется для покрытия переменной части суточного графика нагрузки, затем с помощью переключателей их роли меняются. Предусмотрена подзарядка аккумуляторов от ГТУ в периоды провала суточного электрического графика нагрузки за счет использования обратимого преобразователя тока.

<sup>1</sup> Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.), Грибков С.В. Ветроэнергетика: Справочно-методическое издание/ Под общей редакцией П.П. Безруких. М.: «ИнтехэнергоИздат», 2014. 304 с.

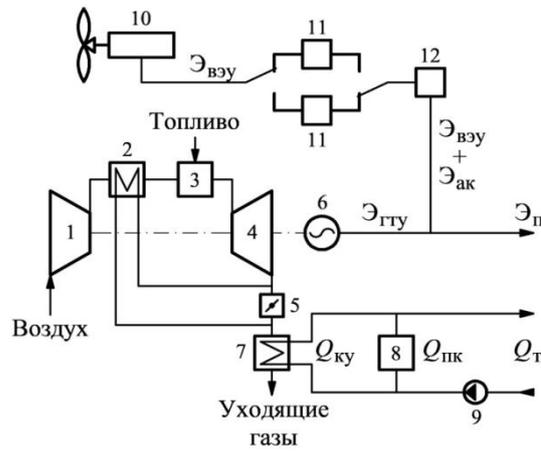


Рис. 1. Принципиальная схема энергокомплекса с ГТУ, ВЭУ и аккумуляторами  
 1 – компрессор; 2 – регенератор; 3 – камера сгорания; 4 – газовая турбина; 5 – шибер;  
 6 – электрогенератор; 7 – котел-утилизатор; 8 – пиковый котел; 9 – сетевой насос;  
 10 – ветрогенератор; 11 – электрические аккумуляторы; 12 – преобразователь тока

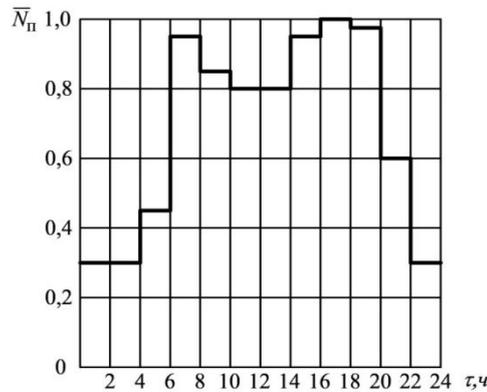


Рис. 2. Суточный график электрической нагрузки зимнего периода

Для расчета выработки электрической и тепловой энергии в рассматриваемом энергокомплексе использованы следующие исходные данные: характерный суточный график электрической нагрузки зимнего периода (рис. 2), для летнего периода нагрузки снижаются на 15-20%, структура тепловой нагрузки, расчетная тепловая нагрузка, температурный график сети, почасовые скорости ветра в месте расположения источника, характеристика ВЭУ (зависимость изменения относительной электрической мощности от скорости ветра), среднемесячные температуры наружного воздуха в месте расположения источника, высота установки ветрогенератора.

С использованием указанных данных определяются следующие показатели:

– суточная и годовая выработка выработка электрической энергии ВЭУ в относительных единицах, отн.кВт·ч/сут., отн. кВт·ч/год:

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{взу},j} = \sum_{i=1}^{i=24} \bar{N}_{\text{взу},i} \tau_i, \quad (1)$$

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{взу}}^{\Gamma} = \sum_{j=1}^{j=12} \bar{\mathcal{E}}_{\text{взу},j} n_j, \quad (2)$$

где  $\bar{N}_{\text{взу},i}$  – относительная электрическая мощность ВЭУ на  $i$  – режиме суточного графика нагрузки, отн.кВт;  $\tau_i$  – продолжительность  $i$  – режима, ч/год;  $n_j$  – количество суток в  $j$  – месяце, сут./мес.

В выражении (1) за единицу принята номинальная мощность ВЭУ.

Относительное количество электрической энергии за сутки, которое может быть отведено из аккумулятора в  $j$  – месяце, отн.кВт·ч/мес.:

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{ак},j} = \bar{\mathcal{E}}_{\text{взу},j} \eta_{\text{ак}} \eta_{\text{п}} (1 - \gamma) n_j, \quad (3)$$

где  $\eta_{\text{ак}}$  и  $\eta_{\text{п}}$  – КПД аккумулятора и преобразователя напряжения;  $\gamma$  – глубина разгрузки аккумулятора.

Суточное количество электроэнергии в относительных единицах, расходуемое потребителем в  $j$  – месяце, отн.кВт·ч/сут.:

$$\bar{\mathcal{E}}_{п,j} = \sum_{i=1}^{i=24} \bar{N}_{п,j} \tau_i, \quad (4)$$

где  $\bar{N}_{п,j}$  – относительная электрическая нагрузка потребителя на  $i$  – режиме, отн.кВт.

Суточная доля энергии, покрываемая аккумуляторами:

$$\Phi_{вэу,j} = \frac{\bar{\mathcal{E}}_{ак,j} \delta_{вэу}}{\bar{\mathcal{E}}_{п,j}}, \quad (5)$$

где  $\delta_{вэу} = N_{вэу}^{ном} / N_{п}^{max}$  – отношение номинальной мощности ВЭУ к максимальной электрической нагрузке потребителя.

Суточное количество электрической энергии в относительных единицах в  $j$  – месяце, вырабатываемое ГТУ, отн.кВт·ч/сут.:

$$\bar{\mathcal{E}}_{гту,j} = \bar{\mathcal{E}}_{п,j} - \bar{\mathcal{E}}_{ак,j} \delta_{вэу}. \quad (6)$$

Дневная электрическая нагрузка ГТУ в  $j$  – месяце, отн.кВт:

$$\bar{N}_{гту,j}^д = \frac{\bar{\mathcal{E}}_{гту,j} - \bar{N}_{гту,j}^н \tau_н}{\tau_д}. \quad (7)$$

где  $\bar{N}_{гту,j}^н$  – ночная нагрузка ГТУ в относительных единицах, определяемая по суточному графику, отн.кВт;  $\tau_д, \tau_н$  – продолжительность дневного и ночного периодов времени, ч/сут.

Годовое количество энергии, вырабатываемое ГТУ, кВт·ч/год:

$$\mathcal{E}_{гту}^г = N_{п}^{max} \sum_{j=1}^{j=12} \bar{\mathcal{E}}_{гту,j} n_j. \quad (8)$$

Годовой расход топлива ГТУ, кг у.т./год:

$$B_{гту}^г = \frac{N_{п}^{max}}{Q_{н}^p} \sum_{j=1}^{j=12} \left( \frac{\bar{N}_{гту,j}^д}{\eta_{гту,j}^д} \tau_д + \frac{\bar{N}_{гту,j}^н}{\eta_{гту,j}^н} \tau_н \right) n_j, \quad (9)$$

где  $Q_{н}^p$  – теплота сгорания топлива, кДж/кг у.т.;  $\eta_{гту,j}^д, \eta_{гту,j}^н$  – электрические КПД ГТУ при средней температуре  $j$  – месяца при дневной и ночной нагрузках.

Средняя тепловая нагрузка в  $j$  – месяце, кВт:

$$Q_{т,j} = Q_{от} \frac{t_{вн} - t_{н,j}}{t_{вн} - t_{н,о}} + Q_{в} \frac{t_{вн} - t_{н,j}}{t_{вн} - t_{н,в}} + Q_{гвс,j}, \quad (10)$$

где  $Q_{от}, Q_{в}$  – расчетные тепловые нагрузки отопления и вентиляции, кВт;  $t_{вн}$  – температура внутреннего воздуха в здании, °С;  $t_{н,о}, t_{н,в}$  – расчетные температуры наружного воздуха для отопления и вентилиации, °С;  $t_{н,j}$  – температура наружного воздуха в  $j$  – месяце, °С;  $Q_{гвс,j}$  – нагрузка горячего водоснабжения в  $j$  – месяце, кВт.

Тепловая мощность котла-утилизатора ГТУ  $Q_{ку,j}$  рассчитывается в зависимости от величины электрической нагрузки и температуры наружного воздуха по методике, изложенной в [10]. Суточная тепловая нагрузка пикового котла рассчитывается по выражению, кВт·ч/сут.:

$$Q_{пк,j} = 24 Q_{т,j} - Q_{ку,j}^д \tau_д - Q_{ку,j}^н \tau_н, \quad (11)$$

где  $Q_{ку,j}^д, Q_{ку,j}^н$  – тепловая мощность котла-утилизатора днем и ночью в  $j$  – месяце, кВт.

При расчетах по (11) величина  $Q_{пк,j}$  может иметь как положительное, так и отрицательное значение, в последнем случае избыток тепловой энергии продуктов сгорания ГТУ удаляется в окружающую среду без утилизации в котле-утилизаторе.

Годовой расход топлива пиковым котлом, кг у.т./год:

$$Q_{\text{ПК}}^{\Gamma} = \sum_{j=1}^{j=12} Q_{\text{ПК},j} n_j \quad (12)$$

Используя разработанную методику, выполнены расчеты количественных показателей энергокомплекса с присоединенной максимальной электрической нагрузкой  $N_{\text{П}}^{\text{max}} = 5$  МВт и тепловой нагрузкой  $Q_{\text{T}} = 17,5$  МВт, расположенного в левобережной части Саратовской области. Характеристики ветра и температуры наружного воздуха приняты по данным [11]. Расчеты мощности ВЭУ при высоте башни 50 м выполнены на основе данных посуточного изменения скорости ветра в каждом месяце с использованием характеристики ветроустановки. Величина мощности ВЭУ изменялась в пределах 500 – 1500 кВт ( $\delta_{\text{ВЭУ}} = 0,1 - 0,3$ ). В качестве ГТУ рассмотрены две рабочих установки ГТУ-2,5 с регенеративным подогревом воздуха и одна резервная [12]. В зимний период при высоком значении тепловой нагрузки ГТУ работает без регенератора, а летний период при снижении теплопотребления – с включенным регенератором, обеспечивая увеличение электрического КПД ГТУ. Электрические КПД ГТУ при отключенном регенераторе в зимний период находятся в пределах 0,21 – 0,24, при включенном регенераторе 0,32 – 0,35. В качестве накопителей рассмотрены никель–литиевые аккумуляторы с электрическим КПД  $\eta_{\text{ак}} = 0,9$ , глубиной разрядки  $\gamma = 0,2$ , КПД преобразователя тока  $\eta_{\text{п}} = 0,95$  [13,14]. Продолжительность дневной нагрузки  $\tau_{\text{д}} = 16$  ч, ночной нагрузки  $\tau_{\text{н}} = 8$  ч, суточный график электрической нагрузки приведен на рис. 2. Результаты помесячных показателей работы энергокомплекса показаны в табл. 1. На рис. 3 приведены доли выработки электроэнергии ГТУ и ВЭУ.

Таблица 1

Количественные показатели работы энергокомплекса при  $\delta_{\text{ВЭУ}} = 0,2$

Месяц	$\mathcal{E}_{\text{ВЭУ},j}$ кВт·ч/ сут.	$\mathcal{E}_{\text{ак},j}$ кВт·ч/ сут.	$\varphi_{\text{ВЭУ},j}$	$N_{\text{ГТУ},j}^{\text{Д}}$ МВт	$N_{\text{ГТУ},j}^{\text{Н}}$ МВт	$Q_{\text{ку},j}^{\text{Д}}$ МВт	$Q_{\text{ку},j}^{\text{Н}}$ МВт	$Q_{\text{ПК},j}^{\text{Д}}$ МВт	$Q_{\text{ПК},j}^{\text{Н}}$ МВт
1	10350	7450	0,097	3,60	1,5	14,73	4,74	-1,24	8,76
2	11420	8220	0,107	3,54	1,5	9,30	4,74	4,0	8,56
3	10310	7420	0,097	3,59	1,5	9,43	4,74	2,09	6,78
4	9080	6540	0,085	3,64	1,5	9,57	4,74	-1,34	3,50
5	9000	6480	0,106	2,84	1,2	1,78	0,75	2,32	3,35
6	7980	5745	0,094	2,88	1,2	1,81	0,75	2,29	3,35
7	4420	3180	0,052	3,04	1,2	1,91	0,75	2,19	3,35
8	6840	4920	0,080	2,94	1,2	1,85	0,75	2,25	3,35
9	8160	4270	0,069	2,98	1,2	1,87	0,75	2,23	3,35
10	5930	5870	0,076	3,70	1,5	9,74	4,74	-1,50	3,50
11	7660	5520	0,072	3,71	1,5	9,75	4,74	0,95	5,96
12	8510	6130	0,080	3,67	1,5	9,64	4,74	2,89	7,80



Рис. 3. Доли выработки электрической энергии на ГТУ и ВЭУ

Анализируя полученные результаты следует отметить, что запасаемая энергия ВЭУ в аккумуляторе в зависимости от месяца изменяется в пределах 4420-11420 кВт·ч/сут., ее количество обеспечивает от 5,2 до 10,7 % суточной потребности электрического графика нагрузки. Электрическая мощность ГТУ в дневной период составляет около 70 % максимальной нагрузки потребителя, в летний период – 55 %. В ночной период времени ГТУ разгружаются до 30 % зимой и 25 % летом от максимальной нагрузки потребителя, что обеспечивается остановкой одного агрегата. Изменение электрической мощности ГТУ в течение суточного периода приводит к переменной мощности котла-утилизатора и нагрузки пикового котла. При высоких электрических нагрузках ГТУ выработка тепловой энергии в котла-утилизаторах превышает нагрузку потребителя, поэтому избытки теплоты сбрасываются в дымовую трубу без утилизации. Доля потерь теплоты, отводимой после ГТУ без утилизации в котле-утилизаторе, составляет 4,2 % годовой тепловой нагрузки потребителя.

В качестве электрических аккумуляторов может быть использовано оборудование, выпускаемое компанией «Юниконт» (г. С.-Петербург).

Влияние доли мощности ВЭУ на относительную мощность ГТУ в дневном режиме показано на рис. 4.

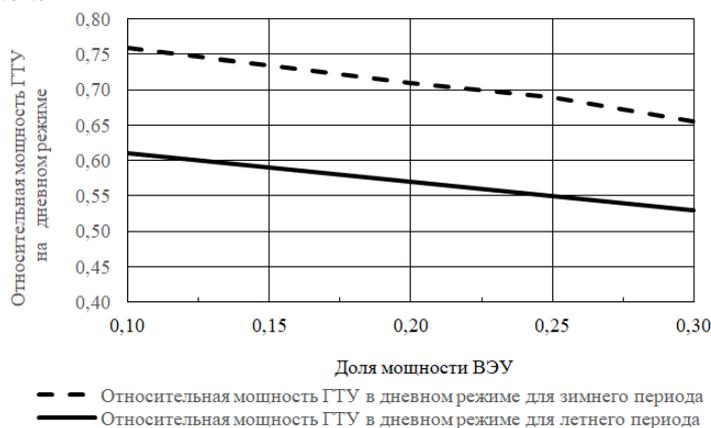


Рис. 4. Зависимость относительной мощности ГТУ на дневном режиме от доли мощности ВЭУ

Из рис. 4 видно, что с ростом относительной мощности ВЭУ электрическая мощность ГТУ снижается. При этом, увеличивается емкость аккумуляторов и их стоимость. В связи с отмеченным, необходима технико-экономическая оценка величины  $\delta_{ВЭУ}$ .

### Выводы

1. Предложена схема автономного энергокомплекса, включающего ветроэнергетическую установку, ГТУ и аккумуляторы для выработки электрической и тепловой энергии.
2. Разработана методика расчета количественных характеристик ветроэнергетической установки, ГТУ и аккумуляторов, обеспечивающих покрытие пиковой части суточного электрического графика нагрузки.
3. Доля покрытия суточного графика нагрузки аккумуляторами, заряжаемыми от ВЭУ, составляет от 5,2 до 10,7 % и зависит от отношения мощности ВЭУ и максимальной нагрузки потребителя. Поэтому необходима технико-экономическая оптимизация данного показателя.

### Литература

1. Renewables 2017: global status report. Paris: REN21, 2017.
2. Distributed generation of electricity and its environmental impacts. United States Environmental Protection Agency, 2017. Available to: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>; accessed to: 5.01.2019.
3. Филиппов С.П., Дильман М.Д., Илюшин П.В. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов // Теплоэнергетика. 2019. №12. С.4-17.
4. Стенников В.А., Жарков С.В., Постников И.В., и др. Интегрированные схемы энергоснабжения на базе ТЭЦ и ВЭС // Промышленная энергетика. 2016. №11. С.57-62.
5. Gangoli Rao, A Natural gas displacement by wind curtailment utilization in combined-cycle power plants // Energy. 2019. Vol. 168. P. 477-491.

6. Lund H. Large-scale integration of wind power into different energy systems // *Energy*. 2005. V. 30. P. 2402-2412.
7. Pensini A. Economic analysis of using excess renewable electricity to displace heating fuels // *Energy*. 2014. V. 131. P. 530-543.
8. Cao K.K. Expanding the horizons of power-to-heat: cost assessment for new space heating concepts with Wind Powered Thermal Energy Systems // *Energy*. 2018. V. 164. P. 925-936.
9. Hughes Lorry. Int. J. The technical potential off-peak electricity to serve as backup in wind-electricity thermal storage systems // *Green Energy*. 2010. №2. P. 181-193.
10. Николаев Ю.Е., Игнатов В.Ю. Моделирование режимов ГТУ при совместной работе с ветроэнергетической установкой // *Промышленная энергетика*. 2019. №7. С.48-53.
11. Официальный сайт метеорологической программы [meteonorm.http://www.meteonorm.com/en/downloads/demofiles](http://www.meteonorm.com/en/downloads/demofiles)
12. Ануров Ю.М., Дубинин А.Б., Николаев Ю.Е. Когенерационная газотурбинная установка для схем теплоснабжения систем ЖКХ // *Проблемы теплоэнергетики*. 2014. №3. С.148-152.
13. Попель О.С., Тарасенко А.Б. Современные виды накопителей электрической энергии и их применение в автономной и централизованной энергетике // *Теплоэнергетика*. 2011. №11. С.2-11.
14. Марченко О.В., Соломин С.В. Анализ совместного использования энергии солнца и ветра в системах автономного энергоснабжения // *Промышленная энергетика*. 2016. №9. С.39-43.

#### Авторы публикации

**Николаев Юрий Евгеньевич** – д-р техн. наук, профессор кафедры «Тепловая и атомная энергетика» имени А.И. Андрущенко (ТАЭ) Саратовского государственного технического университета имени Гагарина Ю.А. (СГТУ имени Гагарина Ю.А.).

**Осипов Валерий Николаевич** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Тепловая и атомная энергетика» имени А.И. Андрущенко (ТАЭ) Саратовского государственного технического университета имени Гагарина Ю.А. (СГТУ имени Гагарина Ю.А.). Email: [termo@sstu.ru](mailto:termo@sstu.ru)

**Игнатов Владимир Юрьевич** – аспирант кафедры «Тепловая и атомная энергетика» имени А.И. Андрущенко (ТАЭ) Саратовского государственного технического университета имени Гагарина Ю.А. (СГТУ имени Гагарина Ю.А.).

#### References

1. Renewables 2017: *Global status report*. Paris: REN21, 2017. ISBN 978-3-9818107-6-9.
2. *Distributed generation of electricity and its environmental impacts*. United States Environmental Protection Agency, 2017. Available at: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>. Accessed: 12 Jan 2019.
3. Filippov SP, Dilman MD, Ilyushin PV. Distributed Generation of Electricity and Sustainable Regional Growth. *Thermal Engineering*. 2019;(12):4-17. doi:10.1134/S0040363619120038
4. Stennikov VA, Zharkov SV, Postnikov IV, et al. Integrirovannyye skhemy energosnabzheniya na baze TETS i VES. *Promyshlennaya energetika*. 2016;(11): 57-62.
5. Gangoli Rao. A Natural gas displacement by wind curtailment utilization in combined-cycle power plants. *Energy*. 2019;(168):477-491.
6. Lund H. Large-scale integration of wind power into different energy systems. *Energy*. 2005;(30):2402-2412.
7. Pensini A. Economic analysis of using excess renewable electricity to displace heating fuels. *Energy*. 2014;(131):530-543.
8. Cao K.K. Expanding the horizons of power-to-heat: cost assessment for new space heating concepts with Wind Powered Thermal Energy Systems. *Energy*. 2018;(164):925-936.
9. Hughes Lorry. Int. J. The technical potential off-peak electricity to serve as backup in wind-electricity thermal storage systems. *Green Energy*. 2014;(2):181-193.
10. Nikolayev YUYe, Ignatov VYU. Modelirovaniye rezhimov GTU pri sovmestnoy rabote s vetroenergeticheskoy ustanovkoy. *Promyshlennaya energetika*. 2019;(7):48-53.
11. *Official website of the meteorological program*. Available at: <http://www.meteonorm.com/en/downloads/demofiles>. Accessed: 17 Feb 2019.
12. Anurov YUM, Dubinin AB, Nikolayev YUYe. Kogeneratsionnaya gazoturbinnaya ustanovka dlya skhem teplosnabzheniya sistem ZHKKH. *Problemy teploenergetiki*. 2014;(3):148-152.
13. Popel' OS, Tarasenko AB. Modern kinds of electric energy storages and their application in independent and centralized power systems. *Thermal Engineering*. 2011;(11):883-893.

14. Marchenko OV, Solomin SV. Analiz sovmestnogo ispol'zovaniya energii solntsa i vetra v sistemakh avtonomnogo energosnabzheniya. *Promyshlennaya energetika*. 2016; (9):39-43.

**Authors of the publication**

*Yriy E. Nikolaev* – Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, Saratov, Russia.

*Valeriy N. Osipov* – Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, Saratov, Russia. Email: termo@sstu.ru.

*Vladimir Y. Ignatov* – Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, Saratov, Russia.

*Поступила в редакцию*

*27 января 2020г.*



**ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМОМЕХАНИКИ ГАЗОВЫХ ПОТОКОВ В ВЫХОДНЫХ КАНАЛАХ ЦЕНТРОБЕЖНОГО КОМПРЕССОРА ТУРБОКОМПРЕССОРА**

**Л.В. Плотников, Ю.М. Бродов, Б.П. Жилкин, Н.И. Григорьев, Л.Е. Осипов**

**Уральский федеральный университет имени первого Президента**

**России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, Россия**

*ORCID:* <http://orcid.org/0000-0002-4481-3607>, [plotnikovlv@mail.ru](mailto:plotnikovlv@mail.ru)

**Резюме:** Известно, что тепломеханические характеристики потока воздуха в выходном канале компрессора турбокомпрессора во многом определяют эффективность качество процессов газообмена поршневого двигателя. Исследования проводились на экспериментальной установке, содержащей турбокомпрессор, выходные каналы разной конфигурации, измерительную базу и систему сбора данных. Установлено, что стабилизация потока в выходном канале компрессора приводит к существенному росту интенсивности теплоотдачи (вплоть до 25 %) по сравнению с базовым трубопроводом при одновременном уменьшении степени турбулентности на величину до 30 %. В выходном канале компрессора с канавками наблюдается еще более существенный рост интенсивности теплоотдачи (вплоть до 30 %) при увеличении степени турбулентности на величину до 12 % по сравнению базовым каналом. Предлагаемые конфигурации выходных каналов компрессора могут быть использованы для интенсификации теплообмена с целью естественного охлаждения воздуха в процессе впуска, а также для стабилизации газодинамических параметров потока с целью снижения гидравлического сопротивления впускной системы двигателя с турбонаддувом.

**Ключевые слова:** турбокомпрессор, газовые потоки, выходной канал, газодинамика, степень турбулентности, локальный коэффициент теплоотдачи.

**Благодарности:** Работа, по результатам которой написана статья, выполнена при поддержке РФФ в рамках научного проекта 18-79-10003.

**Для цитирования:** Плотников Л.В., Бродов Ю.М., Жилкин Б.П., Григорьев Н.И., Осипов Л.Е. Физическое моделирование термомеханики газовых потоков в выходных каналах центробежного компрессора турбокомпрессора // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3. С.44-50. doi:10.30724/1998-9903-2020-3-44-50.

**PHYSICAL SIMULATION OF THERMOMECHANICS OF GAS FLOWS IN THE OUTPUT CHANNELS OF TURBOCHARGER CENTRIFUGAL COMPRESSOR**

**LV. Plotnikov, YM. Brodov, BP. Zhilkin, AM. Nevolin, LE. Osipov**

**Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia**

*ORCID:* <http://orcid.org/0000-0002-4481-3607>, [plotnikovlv@mail.ru](mailto:plotnikovlv@mail.ru)

**Abstract:** It is known that the thermal and mechanical characteristics of the air flow in the output channel of the turbocharger compressor largely determine the efficiency and quality of the gas exchange processes of the piston engine. The research was carried out on an experimental installation containing a turbocharger, output channels of different configurations, a measurement database and a data collection system. It was found that the stabilization of the flow in the output channel of the compressor leads to a significant increase in the heat transfer intensity (up to 25 %) compared to the base pipeline, while reducing the degree of turbulence by up to 30 %. In the output channel of the compressor with grooves, there is an even more significant increase in the heat transfer intensity (up to 30 %) with an increase

in the degree of turbulence by up to 12% compared to the base channel. The proposed configurations of the compressor output channels can be used to intensify heat exchange in order to naturally cool the air during the intake process, as well as to stabilize the gas dynamic parameters of the flow in order to reduce the hydraulic resistance of the intake system of the turbocharged engine.

**Keywords:** turbocharger, gas flows, output channel, gas dynamics, turbulence degree, local heat transfer coefficient.

**Acknowledgments:** the work has been supported by the Russian Science Foundation (grant No. 18-79-10003).

**For citation:** Plotnikov LV, Brodov YM, Zhilkin BP, Nevolin AM, Osipov LE. Physical simulation of thermomechanics of gas flows in the output channels of turbocharger centrifugal compressor *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020;22(3):44-50. doi:10.30724/1998-9903-2020-3-44-50.

### Введение

Двигатели внутреннего сгорания (ДВС) успешно применяются во всех отраслях народного хозяйства, включая большую и малую энергетику. Повышение их мощности, экономичности и надежности – одно из основных направлений в развитии ДВС. Эффективным решением этой задачи является установка на двигатель турбокомпрессора (ТК). Известно, что тепломеханические характеристики газовых потоков в выходном канале компрессора ТК во многом определяют качество процессов газообмена, КПД турбокомпрессора и самого двигателя, а соответственно, и энергетической установки в целом [1,2]. Анализ результатов современных исследований в области теплообмена газовых потоков в системах турбонаддува свидетельствует об актуальности и большом интересе специалистов к данной тематике. Можно отметить работы, в которых на основе математического моделирования газодинамики и теплообмена (в стационарных и нестационарных условиях) исследовалось влияние конфигурации впускных и выпускных каналов центробежного компрессора на его эффективность [3, 4]. Deng и др. [5] и Leufvén др. [6] разработали математические модели ТК (т.е. с учетом взаимного влияния компрессора и турбины друг на друга) с целью моделирования газодинамики и теплообмена потоков, а также оценки эксплуатационных показателей турбокомпрессора. Также существуют экспериментальные работы по этой теме. В статье [7] производилась оценка влияния различных конфигураций входных устройств компрессора на его производительность, а также на уровень шума и запас прочности. Hirano и др. [8] и Gancedo и др. [9] для разных типов центробежных компрессоров ТК исследовали газодинамику и теплообмен потоков во входных и выходных каналах с целью повышения их эффективности. Другая статья посвящена экспериментальному исследованию структуры потоков в колесе компрессора ТК и выходном канале с помощью PIV-метода [10]. Можно отметить, работы по комплексному совершенствованию конфигураций впускных и выпускных систем, режимов работы ТК и особенностей поршневых ДВС с целью повышения их эффективности [11, 12]. При этом, фактически отсутствуют исследования, связанные с разработкой методов управления термомеханикой потоков в выходном канале компрессора с целью повышения эффективности впускной системы ДВС с ТК. Цель данного исследования состоит в получении новых данных о влиянии конфигурации выходного канала центробежного компрессора на нестационарные тепломеханические характеристики газовых потоков.

### Экспериментальная установка и приборно-измерительная база

Исследования проводились на экспериментальном стенде (рис. 1), который содержал следующие основные элементы: турбокомпрессор (ТКР6), систему смазки подшипников, систему регулирования частоты вращения ротора ТК, выходной канал, измерительный канал и автоматизированную систему сбора и обработки опытных данных.

Турбокомпрессор состоял из центробежного компрессора и одноступенчатой турбины. Ротор ТК приводился во вращение путем подачи сжатого воздуха от внешнего источника на лопатки колеса турбины. Диапазон изменения частоты вращения ротора ТК  $n_{тс}$  составлял от 20000 до 60000 мин<sup>-1</sup>. Температуре газа в исследуемой системе и составляла около 40-45 °С.

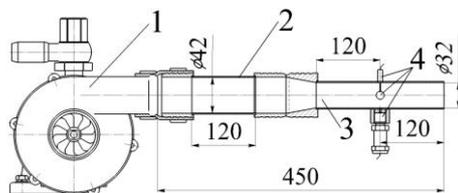


Рис. 1. Основные элементы экспериментальной установки: 1 – центробежный компрессор турбокомпрессора; 2 – выходной канал компрессора; 3 – измерительный канал; 4 – места установки датчиков термоанемометра и датчика давления

В качестве базовой конфигурации выходного канала использовалась труба длиной 120 мм с внутренним диаметром 42 мм. С целью стабилизации течения в рассматриваемую трубу устанавливалась выравнивающая решетка по принципу хонейкомба (рис. 2, а). Для другой конфигурации канала на внутренней поверхности трубы были выполнены канавки с целью интенсификации теплообмена (рис. 2, б). При этом, длина и внутренний диаметр выходного канала компрессора оставались неизменными. Эффективность исследуемых конфигураций оценивалась по ряду параметров: степени турбулентности потока  $Tu$ , интенсивности теплоотдачи, средней величине давления, расходным характеристикам.

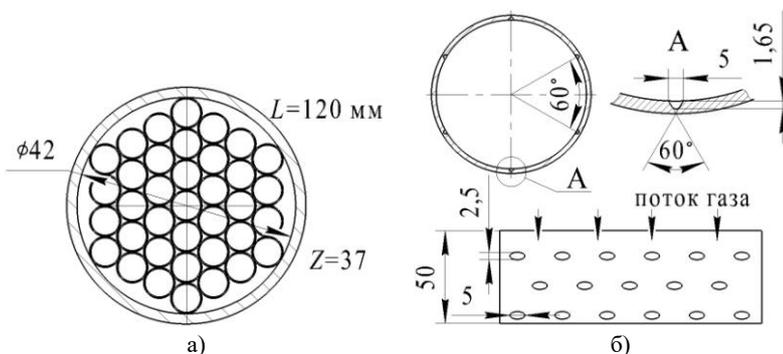
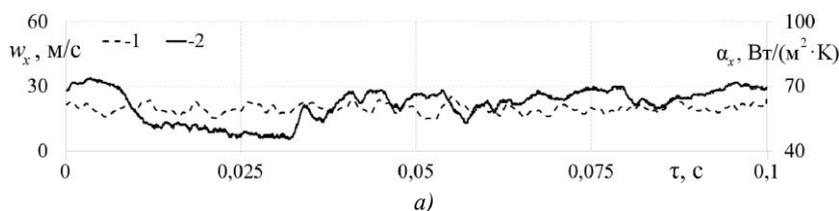


Рис. 2. Конфигурации выходных каналов компрессора турбокомпрессора: а – канал с выравнивающей решеткой; б – канал с канавками

В ходе проведения опытов осуществлялись измерения мгновенных значений скорости и давления потока воздуха, а также локального коэффициента теплоотдачи и частоты вращения ротора ТК  $n_{TK}$ . Для измерения частоты вращения ротора ТК использовался цифровой бесконтактный тахометр (лазер и метка на лопатке турбины). Для определения мгновенных значений скорости потока воздуха  $w_x$  и локального коэффициента теплоотдачи  $\alpha_x$  использовался термоанемометр постоянной температуры. Постоянная времени термоанемометра составляла около 2 мс. Мгновенные значения статического давления измерялись с помощью датчика давления фирмы WIKA. В данном исследовании определение локального коэффициента теплоотдачи в газовом потоке основано на идее гидродинамической аналогии теплообмена (аналогии Рейнольдса), которая основана на предположении о единстве процессов передачи импульса и тепла в турбулентном потоке и устанавливает количественную связь между теплопередачей и гидравлическим сопротивлением (критерием Стентона). Подробное описание способа определения скорости и локального коэффициента теплоотдачи, а также расчет погрешностей экспериментов для данного исследования дано в [13].

#### Анализ результатов экспериментальных исследований

На рис. 3 показаны осциллограммы мгновенных значений скорости и локальных коэффициентов теплоотдачи во времени для трех разных конфигураций выходного канала компрессора при частоте вращения ротора ТК равной  $20000 \text{ мин}^{-1}$ .



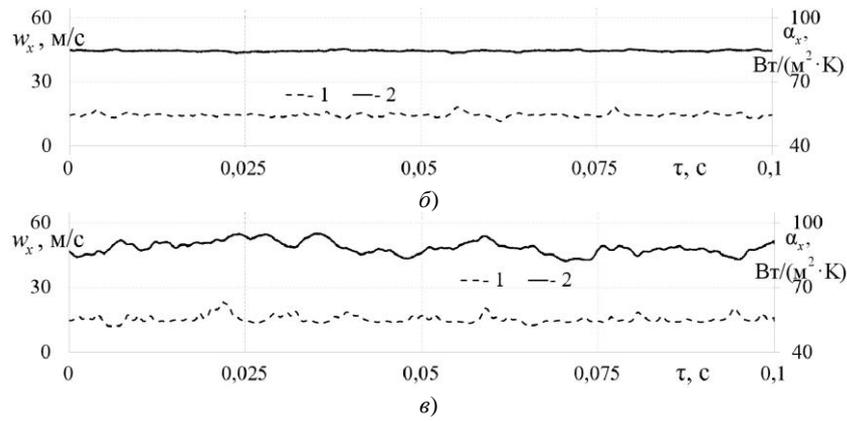


Рис. 3. Зависимости скорости потока воздуха  $w_x$  (1) и локального коэффициента теплоотдачи  $\alpha_x$  (2) от времени в выходном канале компрессора разной конфигурации ( $n_{тк} = 10\ 000\ \text{rpm}$ ): а – базовый канал; б – канал с выравнивающей решеткой; в – канал с канавками

Из рис. 3, а видно, что в базовом выходном канале компрессора наблюдаются существенные амплитуды пульсаций скорости потока воздуха (среднеквадратичное отклонение составляет 2,03). Данные пульсации являются следствием работы лопаточного аппарата центробежного компрессора [13]. Как и следовало ожидать, установка выравнивающей решетки в выходной канал компрессора приводит к существенному сглаживанию амплитуд пульсаций скорости и локального коэффициента теплоотдачи (рис. 3, б). Среднеквадратичное отклонение от средней скорости составляет 0,858. Также можно отметить заметный рост локального коэффициента теплоотдачи в выходном канале с выравнивающей решеткой примерно на 25 %. При этом, наличие в выходном канале компрессора канавок вызывает заметный рост локального коэффициента теплоотдачи почти на 30 % (по сравнению с базовым выходным каналом) при одновременном небольшом сглаживании амплитуд пульсаций скорости потока (рис. 3, в). Среднеквадратичное отклонение от средней скорости составляет 1,77. Полученные результаты хорошо согласуются с данными других авторов [14]: известно, что различного рода канавки и лунки на поверхности трубопроводов приводят к существенной интенсификации теплообмена при незначительном росте гидравлического сопротивления системы.

Влияние конфигурации выходного канала компрессора на степень турбулентности  $Tu$  можно проследить на рис. 4. Из рисунка видно, что наибольшие отличия в  $Tu$  наблюдаются низких и средних частотах вращения коленчатого вала (от 10000 до 40000  $\text{min}^{-1}$ ). Например, при установке в выходной канал выравнивающей решетки степень турбулентности снижается почти на 30 % (при  $n_{тк} = 10\ 000\ \text{min}^{-1}$ ) по сравнению с базовым каналом, а при  $n_{тк} = 40\ 000\ \text{min}^{-1}$  это отличие уже не превышает 15 %. По мнению авторов, стабилизация потока связана с выравниванием поля скоростей в хонейкомбе, т.е. происходит стабилизация течения после воздействия лопаточного аппарата компрессора на поток. Это может иметь положительное влияние на КПД ТК, которое может увеличиться в пределах 2-3 % [15]. В свою очередь, наличие в выходном канале компрессора канавок приводит к росту  $Tu$  на 9-12 % по сравнению с базовым каналом. По мнению авторов, это связано с образованием вихрей за канавками и общей турбулизацией потока.

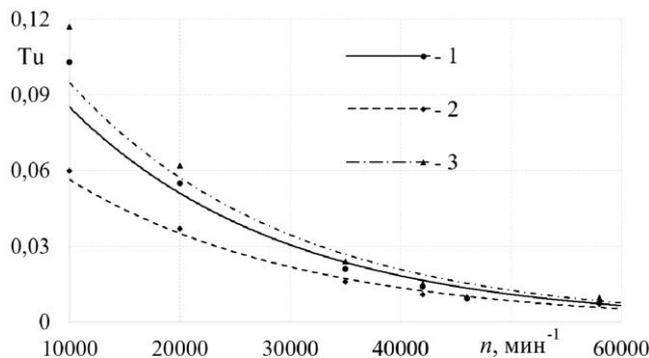


Рис. 4. Зависимость степени турбулентности  $Tu$  от частоты вращения ротора турбокомпрессора  $n_{тк}$  в выходном канале компрессора разной конфигурации: 1 – базовый канал; 2 – канал с выравнивающей решеткой; 3 – канал с канавками

Следует отметить, что расход воздуха через выходной канал компрессора оставался фактически неизменным (в пределах погрешности эксперимента – 5,9 %) при всех конфигурациях канала при определенной фиксированной частоте вращения ротора ТК.

Влияние различных газодинамических условий в выходных каналах разной конфигурации на локальный коэффициент теплоотдачи показано на рис. 5.

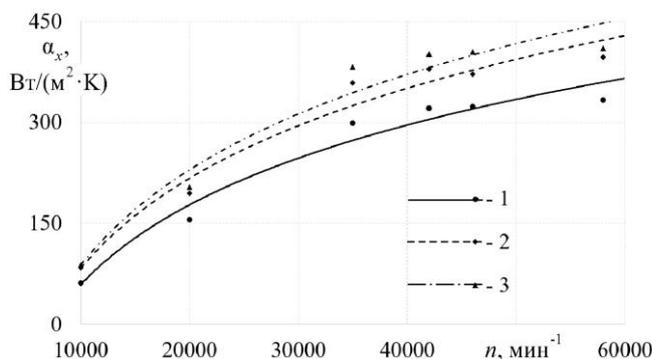


Рис. 5. Зависимости локального коэффициента теплоотдачи  $\alpha_x$  от частоты вращения ротора турбокомпрессора  $n_{TC}$  в выходном канале компрессора разной конфигурации: 1 – базовый канал; 2 – канал с выравнивающей решеткой; 3 – канал с канавками

Из рисунка видно, что установка выравнивающей решетки и наличие канавок в выходном канале компрессора приводят к интенсификации теплообмена по сравнению с базовым каналом. Интенсификация наблюдается на всех частотах вращения ротора ТК. При этом, установка выравнивающей решетки в выходном канале вызывает рост локального коэффициента теплоотдачи на 13-25 %, а наличие канавок – на 15-30 %. Наибольшие отличия (20-30 %) наблюдаются при  $n_{TC}$  до 30000 мин<sup>-1</sup>. Следует отметить, что физический механизм интенсификации теплообмена для разных конфигураций выходного канала компрессора является различным. В случае выходного канала с канавками он заключается в формировании весьма значительных скоростей вторичного течения, генерируемого канавками [14]. В свою очередь, выравнивающая решетка в выходном канале компрессора стабилизирует течение и способствует формированию устойчивого пограничного слоя с соответствующей интенсификацией теплообмена между ядром потока и стенками канала.

Полученные эффекты могут положительно сказаться на работе поршневых двигателей внутреннего сгорания с турбонаддувом, поскольку интенсификация теплообмена обеспечит естественное охлаждение воздуха во впускной системе двигателя без увеличения гидравлического сопротивления [16]. Проводилась аналитическая оценка потенциального положительного эффекта от модернизации выходного канала компрессора ТК, а именно, осуществлялся расчет коэффициента наполнения и мощности для двигателя 8ЧН 14/12 с базовой системой впуска и системой с выравнивающей решеткой. Получено, что коэффициент наполнения возрастет примерно на 2,5 % за счет снижения подогрева заряда в процессе заполнения и небольшого роста плотности воздуха. Это соответственно приведет к росту мощности рассматриваемого дизеля на 2 %.

#### Заключение

По результатам исследований были сделаны следующие заключения:

1. Установлено, что установка в выходной канал компрессора ТК выравнивающей решетки приводит к снижению амплитуды пульсаций скорости в 2-3 раза и уменьшению степени турбулентности вплоть до 30 % по сравнению с базовым каналом, а также интенсификации теплообмена канала на 13-25 % по сравнению с базовым каналом.
2. Показано, что наличие канавок в выходном канале компрессора ТК приводит к увеличению степени турбулентности на 9-12 % по сравнению с базовым каналом, а также росту локального коэффициента теплоотдачи вплоть до 30 % по сравнению с базовым каналом.
3. Полученные данные расширяют базу знаний о влиянии конфигурации выходного канала центробежного компрессора на тепломеханические характеристики газовых потоков. В практическом аспекте они могут быть использованы для проектирования перспективных впускных систем поршневых двигателей с турбонаддувом.

#### Литература

1. Ferguson C.R., Kirkpatrick A.T. Internal combustion engines: applied thermosciences. USA: John Wiley & Sons, 2016. 474 с.
2. Watson N., Janota M.S. Turbocharging the Internal Combustion Engine. London: Palgrave Macmillan Press, 1982. 608 p.

3. Zhang M., Zheng X. Criteria for the matching of inlet and outlet distortions in centrifugal compressors // *Applied Thermal Engineering*. 2018. V. 131. pp. 933-946.
4. De Bellis V., Bontempo R. Development and validation of a 1D model for turbocharger compressors under deep-surge operation // *Energy*. 2018. V. 142. pp. 507-517.
5. Deng Q., Burke R.D., Zhang Q., et al. A research on waste-gated turbine performance under unsteady flow condition // *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*. 2017. V. 139. N 6
6. Leufvén O. Measurement, analysis and modeling of centrifugal compressor flow for low pressure ratios // *International Journal of Engine Research*. 2016. V. 17. N. 2. pp. 153-168.
7. Galindo J., Tiseira A., Navarro R., et al. Effect of the inlet geometry on performance, surge margin and noise emission of an automotive turbocharger compressor // *Applied Thermal Engineering*. 2017. V. 110. pp. 875-882.
8. Hirano T., Ogawa T., Yasui R. Effect of double air injection on performance characteristics of centrifugal compressor // *Journal of Thermal Science*. 2017. V. 26. N 1. pp. 11-17.
9. Gancedo M., Gutmark E., Guillou E. PIV measurements of the flow at the inlet of a turbocharger centrifugal compressor with recirculation casing treatment near the inducer // *Experiments in Fluids*. 2016. V. 57. N 2.
10. Torregrosa A.J., Broatch A., Pastor J.V., et al. Measuring turbocharger compressor inlet backflow through particle image velocimetry // *Experimental Thermal and Fluid Science*. 2018. V. 99. pp. 420-432.
11. Hou H., Wang L., Wang R., et al. Effects of bending-torsional duct-induced swirl distortion on aerodynamic performance of a centrifugal compressor // *Journal of Thermal Science*. 2017. V. 26. N 2. pp. 97-106.
12. Bozza F., Bellis V.De, Teodosio L. A numerical procedure for the calibration of a turbocharged spark-ignition variable valve actuation engine at part load // *International Journal of Engine Research*. 2017. V. 18. № 8. pp. 810-823.
13. Plotnikov L.V., Zhilkin B.P. Specific aspects of the thermal and mechanic characteristics of pulsating gas flows in the intake system of a piston engine with a turbocharger system // *Applied Thermal Engineering*, 2019. V. 160.
14. Isaev S.A., Schelchikov A.V., Leontiev A.I., et al. Numerical simulation of the turbulent air flow in the narrow channel with a heated wall and a spherical dimple placed on it for vortex heat transfer enhancement depending on the dimple depth // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2016. V. 94. pp. 426-448.
15. Шестаков Д.С., Плотников Л.В., Жилкин Б.П и др. Снижение пульсаций потока во впускной системе поршневого ДВС с наддувом // *Двигателестроение*. 2013. № 1 (251). С. 24-27.
16. Плотников Л.В., Бродов Ю.М. Экспериментальное исследование и совершенствование процессов газообмена поршневых и комбинированных ДВС в условиях газодинамической нестационарности // *Известия высших учебных заведений. Машиностроение*, 2015. № 12 (669). С. 35-44.

#### Авторы публикации

**Плотников Леонид Валерьевич** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Турбины и двигатели» «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина».

**Бродов Юрий Миронович** – д-р. техн. наук, зав. кафедрой турбин и двигателей «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина».

**Жилкин Борис Прокопьевич** – д-р физ.-мат. наук, профессор кафедры «Теплоэнергетика и теплотехника» «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина».

**Григорьев Никита Игоревич** – доцент кафедры «Турбины и двигатели» «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина».

**Осинов Леонид Евгеньевич** – магистрант кафедры «Турбины и двигатели» «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина».

#### References

1. Ferguson CR, Kirkpatrick AT. *Internal combustion engines: applied thermosciences*. USA: John Wiley & Sons, 2016. 474 с.
2. Watson N, Janota MS. *Turbocharging the Internal Combustion Engine*. London: Palgrave Macmillan Press. 1982. 608 p.
3. Zhang M, Zheng X. Criteria for the matching of inlet and outlet distortions in centrifugal compressors. *Applied Thermal Engineering*. 2018;131:933-946.

4. De Bellis V, Bontempo R. Development and validation of a 1D model for turbocharger compressors under deep-surge operation. *Energy*. 2018;142:507-517.
5. Deng Q, Burke RD, Zhang Q, et al. A research on waste-gated turbine performance under unsteady flow condition. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*. 2017;139(6).
6. Leufvén O, Eriksson L. Measurement, analysis and modeling of centrifugal compressor flow for low pressure ratios. *International Journal of Engine Research*. 2016;17(2):153-168.
7. Galindo J, Tiseira A, Navarro R, et al. Effect of the inlet geometry on performance, surge margin and noise emission of an automotive turbocharger compressor. *Applied Thermal Engineering*. 2017;110:875-882.
8. Hirano T, Ogawa T, Yasui R, et al. Effect of double air injection on performance characteristics of centrifugal compressor. *Journal of Thermal Science*. 2017;26(1):11-17.
9. Gancedo M, Gutmark E, Guillou E. et al. PIV measurements of the flow at the inlet of a turbocharger centrifugal compressor with recirculation casing treatment near the inducer. *Experiments in Fluids*. 2016;57(2).
10. Torregrosa AJ, Broatch A, Pastor JV. Measuring turbocharger compressor inlet backflow through particle image velocimetry. *Experimental Thermal and Fluid Science*. 2018;99:420-432.
11. Hou H, Wang L, Wang R, et al. Effects of bending-torsional duct-induced swirl distortion on aerodynamic performance of a centrifugal compressor. *Journal of Thermal Science*. 2017;26(2):97-106.
12. Bozza F, Bellis VDe, Teodosio L. A numerical procedure for the calibration of a turbocharged spark-ignition variable valve actuation engine at part load. *International Journal of Engine Research*. 2017;18(8):810-823.
13. Plotnikov LV, Zhilkin BP. Specific aspects of the thermal and mechanic characteristics of pulsating gas flows in the intake system of a piston engine with a turbocharger system. *Applied Thermal Engineering*. 2019. V. 160.
14. Isaev SA, Schelchikov AV, Leontiev AI, et al. Numerical simulation of the turbulent air flow in the narrow channel with a heated wall and a spherical dimple placed on it for vortex heat transfer enhancement depending on the dimple depth. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2016;94:426-448.
15. Shestakov DS, Plotnikov LV, Zhilkin BP, et al. Reducing flow pulsations in the intake system of a piston internal combustion engine with supercharging. *Engine building*. 2013;1(251):24-27.
16. Plotnikov LV, Zhilkin BP, Brodov YuM. Experimental research and improvement of gas exchange processes of piston and combined internal combustion engines under conditions of gas-dynamic unsteadiness. Proceedings of higher educational institutions. *Engineering*. 2015;12(669):35-44.

#### **Authors of the publication**

**Leonid V. Plotnikov** – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia. E-mail: plotnikovlv@mail.ru.

**Boris P. Zhilkin** – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia. E-mail: turbine66@mail.ru.

**Yurii M. Brodov** – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia. E-mail: tot@ustu.ru.

**Nikita I. Grigoriev** – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia. E-mail: alexandr\_nevolin@mail.ru.

**Leonid E. Osipov** – Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia. E-mail: gepebola3@mail.ru.

**Поступила в редакцию**

**13 февраля 2020г.**



## ОНЛАЙН ОЦЕНКА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

А. И. Мотовилов, И. И. Соловьев

Северный (Арктический) Федеральный Университет,

г. Архангельск, Россия

Alex.Motovilov@mail.ru

**Резюме:** Надежность электроснабжения потребителей и эффективность использование энергетических ресурсов являются приоритетными задачами в процессе оперативно-диспетчерского управления энергосистемой. Ограничения пропускной способности электрической сети увеличивает величину не выпускаемого резерва мощности, что в случае нарушения нормального режима на одном объекте электроэнергетики может привести к системной аварии. Целью работы является разработка алгоритма оценки пропускной способности электрической сети. В этом исследовании установившихся режимов работы энергосистемы предлагается метод онлайн-моделирования параметров электроэнергетического режима и верификация его в реальной схеме для определения пропускной способности электросети. Для решения поставленных в работе задач использовались: теория многофакторного эксперимента, теория систем линейных уравнений, методы математического моделирования, программно-вычислительный комплекс «Космос». Функция регрессии используется для моделирования потока мощности по элементу сети. Проведено сравнение методов, основанных на линеаризованной и полной моделях с измеренными значениями и оценены с помощью коэффициента корреляции. Метод может быть использован в практике диспетчерского управления и научно-исследовательских организациях при решении задач улучшения характеристик режимов, планирования и эксплуатации энергосистемы в режиме реального времени, а также развития электрических сетей и энергосистем. Работоспособность предложенной методики проверена в ходе эксперимента.

**Ключевые слова:** энергосистема, математическая модель, электроэнергетический режим, оперативно-диспетчерское управление, энергетическая эффективность.

**Для цитирования:** Мотовилов А.И., Соловьев И.И. Онлайн оценка пропускной способности электрической сети // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3. С. 51-59. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-51-59.

## ONLINE ELECTRIC NETWORK CAPACITY ASSESMENT

AI. Motovilov, II. Solovejev

Northern (Arctic) Federal University, Arkhangelsk, Russia

Alex.Motovilov@mail.ru

**Abstract:** Reliability of power supply to consumers and the efficient use of energy resources are priority tasks in the process of operational dispatch control of the energy system. Limitations of the throughput capacity of the electric network increases the value of the non-released power reserve, which in case of violation of the normal mode at one electric power facility can lead to a system accident. The aim of the work is to develop an algorithm for assessing the throughput of the electric network. In this study of the steady-state operating modes of the power system, a method is proposed for online modeling of the parameters of the electric power regime and its verification in a real scheme for determining the throughput of the electric grid. To solve the tasks posed in the work, we used: the theory of multivariate experiment, the theory of systems of linear equations, methods of mathematical modeling, software and computer systems Cosmos. The regression function is used to simulate the power flow over a network element. The methods based on the linearized and complete models with the measured values are compared and estimated using the correlation coefficient. The method can be used in the practice of supervisory control and research organizations in solving problems of improving the characteristics of the regimes,

*planning and operating the power system in real time, as well as the development of electric networks and power systems. The efficiency of the proposed method was verified during the experiment.*

**Keywords:** *power system, mathematical model, electric power mode, operational dispatch control, energy efficiency.*

**For citation:** Motovilov AI, Solovejev II. Online electric network capacity assessment. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020; 22 (3):51-59. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-51-59.

## Введение

Электроэнергетический режим определяется значениями мощностей, напряжений, токов, частоты, характеризующих процесс производства, преобразования, передачи и распределения энергии и называемых параметрами режима. Стохастический процесс изменения параметров режима оказывает существенное влияние на пропускную способность электросети. Оперативно-диспетчерское управление электроэнергетическим режимом обеспечивается диспетчерским центром посредством выдачи диспетчерских команд, разрешений, отказов в выдаче разрешений. Это исключительное право Системного оператора – реализуется диспетчерами, труд которых является уникальным по сложности и уровню ответственности. Основные функции дежурного диспетчера состоят в:

- обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии
- контроль выполнения диспетчерского графика объектами генерации
- регулирование частоты, перетоков мощности в контролируемых сечениях, напряжения в контрольных пунктах энергосистемы
- обеспечение допустимости технологического режима работы объектов диспетчеризации
- изменение эксплуатационного состояния оборудования согласно разрешенным заявкам
- предотвращение развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы
- ведение диспетчерской отчетности в установленном объеме.

Для надежного и экономически эффективного процесса оперативно-диспетчерского управления и планирования перспективного развития энергосистемой, в условиях постоянного развития инфраструктуры и распределенной генерации, модернизации и цифровизации, внедрения интеллектуальных систем управления электросетевым комплексом, необходимо исследование установившихся режимов работы энергосистемы. Несмотря на существующие обширные исследования установившихся режимов работы энергосистемы [1-4], мало известно о взаимовлиянии объектов энергосистемы на перетоки мощности в электрической сети в режиме реального времени [5-7]. Важно отметить, что современные энергосистемы имеют необходимые средства, которые могут позволить повысить точность анализа и управления в режиме реального времени. Технологическая информация представляется субъектами электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» в объеме согласно требованиям<sup>12</sup> [8]. Измеренные параметры электроэнергетического режима могут быть переданы из разных мест в диспетчерский центр управления для обработки и анализа. Таким образом, мы имеем широкие возможности для онлайн-моделирования текущего режима работы энергосистемы. Методы факторного анализа позволяют в некотором приближении решить проблему научного исследования - компактное описание явления, основанного на обработке больших массивов информации.

Для расчета и анализа установившихся режимов, а также для исследования процессов в энергосистеме составляются математические модели энергообъектов и связей между ними [9]. Метод узловых напряжений является одним из основных методов расчета параметров установившихся режимов работы энергосистемы путем записи в виде системы комплексных нелинейных уравнений в форме баланса мощностей, в которой неизвестными

---

<sup>1</sup>Приказ Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»

<sup>2</sup>Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 102 «Об утверждении правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетики».

являются напряжения в узлах и мощности в ветвях электрической сети. В общем случае нелинейные уравнения установившегося режима сложной энергосистемы можно записать в следующем виде

$$W(X, Y, S_n, Y_1) = 0$$

где  $X, Y$  векторы зависимых и независимых параметров режима;

$S_n$  – вектор мощности нагрузок в узлах;

$Y_1$  – матрица собственных и взаимных проводимостей узлов.

Точных или прямых методов решения нелинейных систем алгебраических уравнений не существует. Решение ищется численными итерационными методами. Метод Ньютона и его разновидности в настоящее время являются наиболее распространенными для расчета установившихся режимов работы энергосистемы. В зависимости от начального приближения точность будет зависеть от метода расчета, а существующее решение может быть не найдено (не сойтись), когда напряжение системы находится вне «нормального» диапазона или превышены граничные условия вектора зависимых параметров режима [10-13]. Мы полагаем, что моделирование процессов в элементах энергосистемы на основе анализа телеизмерений в режиме реального времени дополнит метод узловых напряжений, и может повысить надежность энергосистемы.

Практическое применение онлайн модели энергосистемы будет полезно для диспетчеров энергосистем для выявления и ранжирования рисков, выявления узких мест энергосистемы, более экономичной работы энергосистемы, а также может помочь оценить плюсы и минусы управляющих воздействий на режим работы энергосистемы.

Целью данной статьи является описание онлайн подхода определения коэффициентов влияние параметров электроэнергетического режима на пропускную способность электросети по данным телеметрии.

Сначала мы представим объект исследования – электрическую сеть, подключенную к Единой Энергосистеме России (ЕЭС России), и основные этапы определения ее математической модели. Затем мы сравним результаты расчетов потоков мощности методом узловых напряжений и нового подхода, и опишем проблемы в этой области. В конце, представим основные результаты и выводы.

### Методы

Активный эксперимент проводился на одном из целлюлозных бумажных комбинатов в Архангельской области. Время проведения с 10:30 до 14:30 (по местному времени) в октябре 2018. Трансформаторы (1Т, 2Т, 3АТ, 4АТ) были включены в работу. Состав генераторов был произвольным и не учитывался. Основным потребителем электроэнергии была промышленная нагрузка, которая питалась от шин 110 кВ, а оставшаяся часть промышленной и бытовой нагрузки получала питание от шин 6 кВ. Фрагмент упрощенной схемы электросети, соединяющей целлюлозно-бумажный комбинат в Архангельской области с ЕЭС России представлен на рис.1.

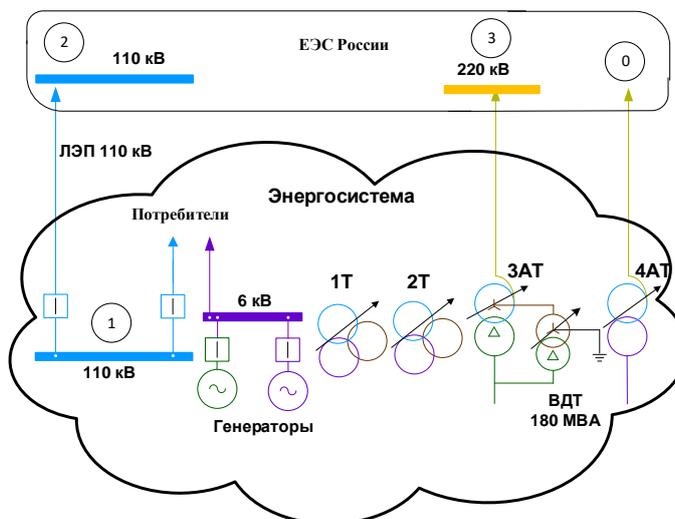


Рис.1. Фрагмент упрощенной схемы электросети

Напряжение на шинах 110 кВ целлюлозно-бумажного комбината в ходе активного эксперимента варьировалось в диапазоне от 106 кВ до 115 кВ. Были использованы следующие средства регулирования напряжения:

- вырабатываемая генераторами реактивная мощность;
- устройства регулирования под нагрузкой на 1Т, 2Т, 4АТ и вольтодобавочный трансформатор (ВДТ) на 3АТ;
- уровень напряжения на шинах 220 кВ в ЕЭС России.

Уровни напряжения контролировался на шинах 110 кВ в узле 1. Кроме того, был контроль нагрузки по линии электропередачи (ЛЭП) 110 кВ, 3АТ и 4АТ. Использовались цифровые измерительные приборы с классом точности не менее 0,5. На рис. 2 показаны изменения напряжения и вырабатываемой активной мощности, наблюдаемые в ходе эксперимента.

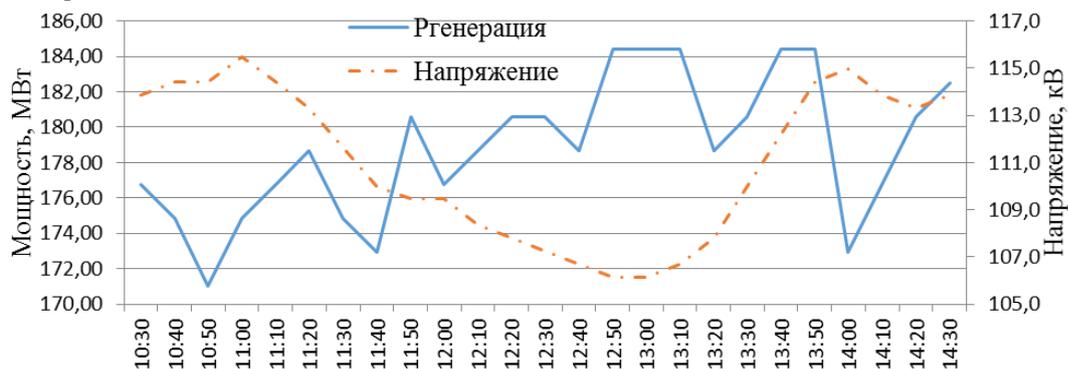


Рис. 2. График изменения напряжения изменяется на шину 110 кВ и активной мощности генерации

В ходе эксперимента было изменено напряжение на шинах 110 кВ:

- с 10:30 до 11:00 напряжения увеличивается до 115 кВ,
- с 11:30 до 13:00 напряжения снижается до 106 кВ,
- с 13:00 до 14:00 напряжения увеличивается до 115 кВ,
- с 14:00 до 14:30 напряжения уменьшается до 114 кВ.

Выработка активной мощности генераторами имела переменный характер нагрузки от 172 МВт до 185 МВт. Следует добавить, что шаг напряжения составлял 1 кВ, а интервал времени между шагами 3 минуты. Можно предположить, что перетоки мощности по элементам соединяющей сети и уровень напряжения на шинах 110 кВ являются взаимозависимыми.

Измерения, полученные с использованием телемеханики непосредственно от объекта исследования, были сохранены в электронном файле в формате *MSExcel*, содержащем массив точек в именованных единицах, пригодных для дальнейшей математической обработки, чтобы определить зависимость потоков активной мощности от напряжения и генерации.

Установившийся режим работы энергосистемы был описан системой нелинейных комплексных уравнений. Они были записаны в форме баланса мощностей в узлах энергосистемы с использованием комплексных значений модулей мощности ( $S$ ) и напряжения ( $U$ ) внутренней и взаимной проводимости узлов ( $Y$ ). Для расчета установившихся режимов работы 3АТ, 4АТ и ЛЭП 110 кВ использовался программно-вычислительный комплекс «Космос».

$$\begin{cases} U_1(Y_{11}U_1 + Y_{12}U_2 + Y_{13}U_3 + Y_{10}U_0) = S_1 \\ U_2(Y_{21}U_1 + Y_{22}U_2 + Y_{23}U_3 + Y_{20}U_0) = S_2 \\ U_3(Y_{31}U_1 + Y_{32}U_2 + Y_{33}U_3 + Y_{30}U_0) = S_3 \end{cases}$$

где индекс 0-(балансирующий узел) соответствует узлу 220кВ в ЕЭС России, 1 – шины 110 кВ электрической сети предприятия, 2 – подстанция 110 кВ в ЕЭС России, 3 – подстанция 220 кВ ЕЭС России.

Полученных данных в ходе активного эксперимента достаточно для замены реальной электрической сети эквивалентными параметрами двухполюсной сети. Эти данные мы использовали для анализа синусоидального режима по входу цепи, соответственно при синусоидальном воздействии той же частоты. Мы провели факторный анализ для

определения коэффициентов полинома регрессионной функции. Она описывает математическую модель установившегося режима работы сетевого элемента [14-16]. Принятая полиномиальная модель второго порядка:

$$P(Pg, U) = a_0 + b_1 \cdot U + b_2 \cdot Pg + b_3 \cdot U^2 + b_4 \cdot Pg^2 + b_5 \cdot U \cdot Pg$$

где  $a_0, b_1, b_2, b_3, b_4, b_5$  – искомые коэффициенты полинома;  $Pg$  – активная мощность генераторов;  $U$  – напряжение на шинах 110 кВ электрической сети предприятия.

Матрица экспериментальных данных была создана для каждого исследуемого сетевого элемента. Каждый из столбцов соответствовал набору экспериментальных значений одного фактора.

В общем случае матрицы с  $n$  нормированными факторами имеют вид:

$$\begin{pmatrix} \tilde{x}_0 & \tilde{x}_1 & \dots & \tilde{x}_n & P \\ +1 & -1 & \dots & -1 & P_1 \\ +1 & -1 & \dots & +1 & P_2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ +1 & +1 & \dots & +1 & P_{2^n} \end{pmatrix}$$

где  $\tilde{x}_i$  – нормированный фактор.

Каждый фактор  $\tilde{x}_i$  имеет область определения, которая была установлена до проведения эксперимента.

Основными этапами определения модели (рис. 3) были:

- 1) замена исследуемого объекта пассивным двухполюсным устройством, которое соответствующим образом реагировало на заданное входное действие
- 2) определение его параметров по входным и выходным сигналам, измеренных на своих входных клеммах.

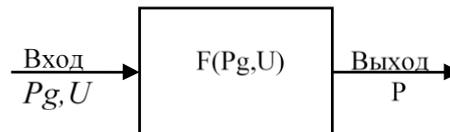


Рис. 3. Математическая модель объекта.

### Результаты

В табл. 1 сведены результаты определения коэффициентов полинома математической модели каждого из исследуемых сетевых элементов, которые указывают на степень влияния активной мощности генерации и уровня напряжения на шинах 110 кВ предприятия на переток активной мощности по исследуемым элементам.

Таблица 1

Полиномиальные коэффициенты						
Элемент	$a_0 =$	$b_1 =$	$b_2 =$	$b_3 =$	$b_4 =$	$b_5 =$
3АТ	38,95	-0,36	0072	-0001	0,0002	0
4АТ	23,43	-0,23	0	-0001	0	0001
ЛЭП 110 кВ	-82,68	0,50	-0006	0002	0	0,0003

Коэффициенты  $b_1, b_3$  показывают, что потоки мощности на 3АТ, 4АТ имеют обратную зависимость от напряжения, а для ЛЭП 110 кВ зависимость была прямой. Значение генерации имеет большее влияние на переток через 3АТ, что показывают коэффициенты  $b_2, b_4$ . При совместном изменении генерации и напряжения большее изменение потока мощности происходит через 4АТ. Таким образом, значения коэффициентов принятой регрессивной функции подтверждают правильность расчетов перетоков мощности через 3АТ, 4АТ и ЛЭП 110 кВ, а также зависимость перетока мощности от уровня напряжения на шинах 110 кВ предприятия.

На рис. 4 показаны результаты определения перетоков активной мощности на 3АТ, 4АТ и ЛЭП 110 кВ, полученные с помощью программного-вычислительный комплекс Космос, полиномиальной функций данных телеметрии.

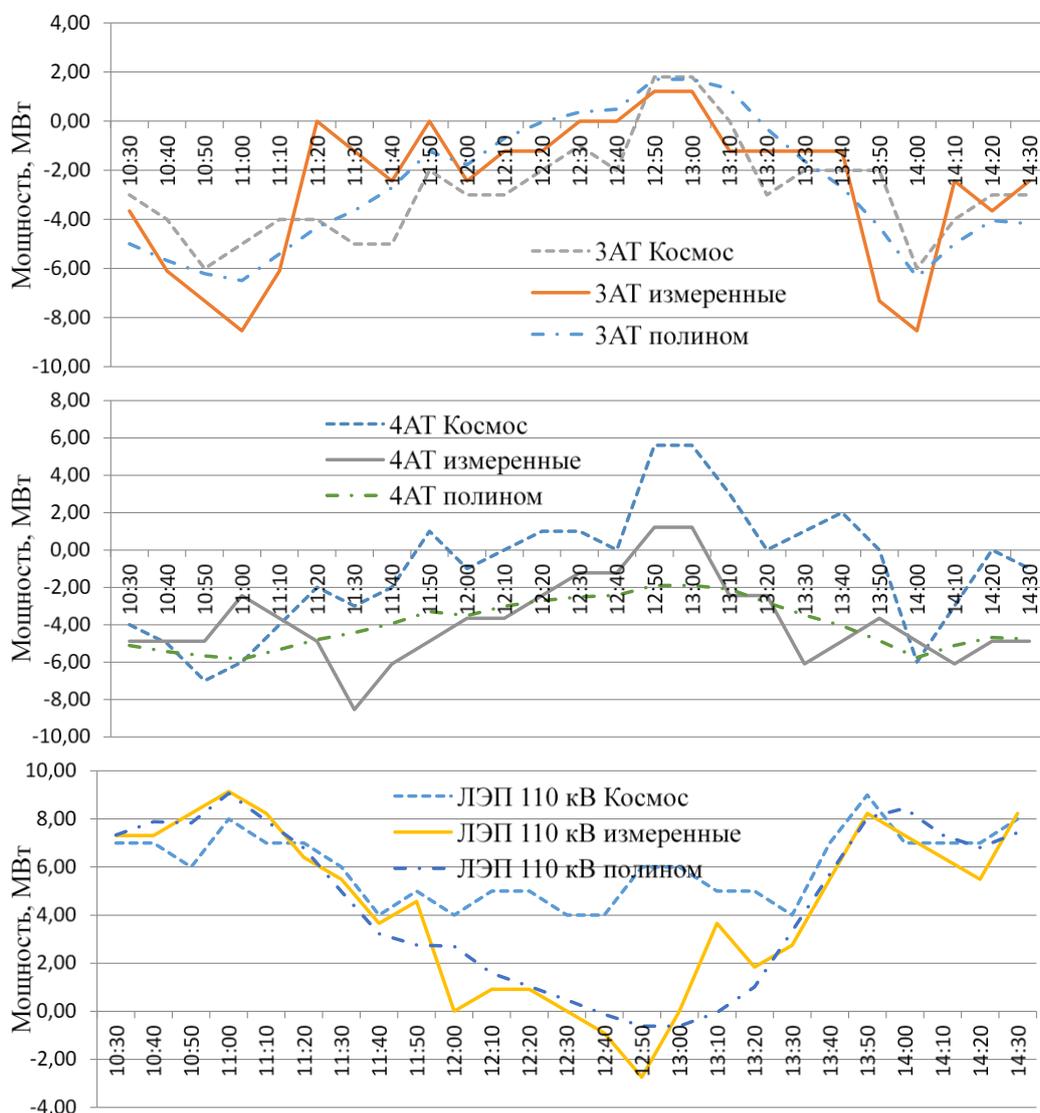


Рис. 4. Графики потока мощности по 3АТ, 4АТ и ЛЭП 110 кВ, измеренные, рассчитанные с помощью программно-вычислительного комплекса Космос и полиномиальной модели.

Графики представляют зависимости активной мощности во времени, с учетом влияния изменения генерации и напряжения на шинах 110 кВ предприятия. Графики отличаются друг от друга, в зависимости от используемого метода определения, но имеют достаточную степень близости.

В табл. 2 приведен анализ изменений потоков активной мощности по ЛЭП 110 кВ, 3АТ и 4АТ во времени.

Мы использовали два математических знака (знак «+» - близко совпадают; знак «-» - не совпадают), чтобы продемонстрировать соответствие между вычислениями в программно-вычислительном комплексе Космос и данными телеметрии, а также между функцией регрессии и данными телеметрии.

Таблица 2

Анализ изменений в потоках активной мощности ВЛ 110 кВ, 3АТ и 4АТ.

Элемент \ Время	10:30 - 10:45	10:45 - 10:55	10:55 - 11:15	11:15 - 11:35	11:35 - 12:45	12:45 - 13:40	13:40 - 14:00	14:00 - 14:30
3АТ	++	-+	--	--	-+	++	--	++
4АТ	-+	+-	--	--	--	-+	-+	-+
ЛЭП 110 кВ	++	-+	++	++	-+	-+	++	++

Основные причины отличия расчетных данных и измеренных могут быть:

- ошибка измерительных систем при измерении и передаче параметров текущего режима работы энергосистемы;

- изменчивость нагрузок;
- ошибки при составлении модели элементов расчетной схемы (сопротивления, проводимости, коэффициентов трансформации, статических характеристик нагрузки нагрузок).
- действие систем автоматики по регулированию параметров электрического режима.

Следует также отметить, что трансформатора ЗАТ работает совместно с ВДТ в нейтрали, который не имеет математического описание в программно-вычислительном комплексе Космос.

По результатам анализа видно, что при уменьшении напряжения на шинах 110 кВ, переток по ЛЭП 110 кВ уменьшается, а на ЗАТ и 4АТ возрастает, это подтверждает взаимозависимость между потоком мощности и уровнем напряжения на шинах 110 кВ. Достоверность полученных результатов были оценены с использованием коэффициента (индекса) множественной (совокупной) корреляции  $R$ , который рассчитывается по формуле.

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i - \bar{P})(P_{calc_i} - \overline{P_{calc}})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_i - \bar{P})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (P_{calc_i} - \overline{P_{calc}})^2}}$$

где  $P_{calc_i}$  – расчетное значение активной мощности;  $\overline{P_{calc}}$  – среднее значение расчетной активной мощности;  $P_i$  – измеренная активная мощность;  $\bar{P}$  – среднее значение измеренной активной мощности.

Таблица 3

Коэффициенты корреляция

Элемент	Коэффициенты корреляции между регрессивной функцией и измерениями	Коэффициенты корреляции между результатами расчета в программно-вычислительном комплексе Космос и измерениями
ЗАТ	0,82	0,67
4АТ	0,63	0,57
ВЛ 110 кВ	0,93	0,75

В зависимости от тесноты связи  $R$  может принимать значения от 0 до 1. Результаты его расчета сведены в табл. 3, которые показывают оценку соответствия расчетных значений перетоков мощности по ЗАТ, 4АТ, ЛЭП 110 кВ с данными измерений. Коэффициент корреляции между по полиномиальной функцией и измерениями ближе к 1, что может служить основанием для признания рассчитанных с помощью её значений активной мощности как более точных.

### Выводы

Построение и проверка модели энергосистемы, которая адекватно имитирует ее работу, требует больших трудозатрат при применении традиционных методов. Использование метода активного эксперимента позволяет проверить адекватность математической модели, используемой для расчета установившихся режимов работы энергосистемы. Была проведена математическая обработка экспериментальных данных, что позволило определить математические модели трансформаторов и линии электропередачи. Сравнительный анализ традиционного и предлагаемого подхода к расчету установившихся режимов работы энергосистемы показал близость результатов расчетов, но предлагаемый подход можно оценить, как более точный. Основная причина этого заключается в неточности измерений. Однако, поскольку полученные математические модели предполагают приближение, для большей точности необходимая коррекция модели может быть выполнена следующим образом:

- 1) экспериментальной проверкой характеристик всех элементов сети;
- 2) коррекцией характеристик отдельных элементов в исходной модели;
- 3) сравнением полученных зависимостей с экспериментальными данными. При этом определение математической модели энергосистемы на основе анализа телеизмерений имеет хорошие перспективы для реализации этого подхода в режиме онлайн. Поскольку мы исследовали применимость онлайн-модели в диапазоне напряжений от 106 до 115 кВ, для ее расширения потребуются дальнейшие исследования. Онлайн-модель может улучшить точность и достоверность расчетов для обеспечения улучшения управляемости энергосистемы. Оперативный контроль, планирование резервов, изучение свойств

энергосистемы могут стать более точными с помощью онлайн-математической модели, что также повысит качество управляемости энергосистемы.

#### Литература

1. Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В., и др. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах. Новосибирск: Изд-во Наука, 2016. 332 с.
2. Гончарюк Н.В. О трёх китах в электросетевых задачах. «ШТИИИЦА» Кишинев, 1990.
3. Гутьеррес Ф. и др. Анализ уязвимости электрических сетей с использованием модифицированных мер централизованности. Дискретная динамика в природе и обществе, 2013.
4. Акдениз Э., Багрияник М. Алгоритм поддержки принятия решений, основанный на знаниях, для уменьшения воздействия уязвимости системы электропередачи. Международный журнал электроэнергетики и энергетических систем, 2016. №78. С. 436-444.
5. Гайсин Б.М., Якимов Б.Р. Управление каскадными аварийными процессами в неоднородных электроэнергетических системах и сетях // 9 Всероссийская молодёжная научная конференция «Мавлютовские чтения». Уфа, УГАТУ, 2015. С. 528-531.
6. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М., Якимов Б.Р. Влияние неоднородности параметров электротехнических систем на возникновение и развитие каскадных аварийных процессов // Всероссийская научно-практическая конференция посвященная 110-летию А.М. Бамдаса. Уфа 2015 г. С. 47-51
7. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. Способ принятия управленческих решений при проектировании и развитии энергосистем // 10 Открытая молодежная научно-практическая конференция «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике». Казань 2015 г.
8. Системный оператор единой энергетической системы: Доступно по: [сайт]. URL: <http://so-ups.ru/>. Ссылка активна на: 10 Марта 2020.
9. Shahmaev I.Z., Gaisin B.M., Shiryayev O.V. A new method of taking management decisions at designing and developing electric power systems // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) P. 1-3 .
10. Мао А., Дж. Ю и З. Го. Оценка структурной уязвимости электрических сетей. 2006 г. Общее собрание IEEE. 2006.
11. Гамм А.З. Оценивание состояние в электроэнергетике // М.: Наука. 1983. 302.
12. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука, 2000.152
13. Мотовилов С.И. Качество оценки состояния электроэнергетической системы и его численное измерение. Электрические станции. 2019. № 2 (1051). С. 20-24.
14. Гайсин Б.М. Способ принятия эффективных решений для повышения живучести при проектировании и развитии энергосистем Вестник УГАТУ. Электротехника. Т. 21. №3 (77). Уфа: УГАТУ, 2017. С.47-53.
15. Апанасов В.В. «Курс лекций по теории линейных электрических цепей». Архангельск: издательство АГТУ, 2006. С.312 .
16. Грановский В.А., Сирая Т.Н. Методы обработки экспериментальных данных при измерениях. Л.: Энергоатомиздат. 1990. С. 288.

#### Авторы публикации

**Мотовилов Алексей Иванович** – аспирант, Северный (Арктический) Федеральный Университет.

**Соловьев Иван Иванович** – канд. техн. наук, доцент кафедры электроэнергетики и электротехники, Северный (Арктический) Федеральный Университет.

#### References

1. Voropay NI, Kurbatsky VG, Tomin NV, et al. *A set of intelligent tools to prevent major accidents in power systems*. Novosibirsk: Publishing House of Science, 2016. 332 p.
2. Goncharyuk NV. *About three pillars in electric grid tasks*. “STIICA” Chisinau, 1990.
3. Gutierrez F, et al. Analysis of the vulnerability of electric networks using modified centralization measures. *Discrete dynamics in nature and society*. 2013.
4. Akdeniz E, Bagriyanik M. A knowledge-based decision support algorithm to reduce the impact of transmission system vulnerabilities. *International Journal of Electric Power and Energy Systems*. 2016;78:436-444.

5. Gaysin BM, Yakimov BR. *Management of cascading emergency processes in heterogeneous electric power systems and networks*. 9 All-Russian Youth Scientific Conference "Mavlyutov Readings". Ufa, USATU, 2015 pp. 528-531.
6. Shakhmaev IZ, Gaysin BM, Yakimov BR. *The influence of heterogeneity of parameters of electrical systems on the emergence and development of cascade accident processes*. All-Russian Scientific and Practical Conference dedicated to the 110th anniversary of A.M. Bamdasa. Ufa 2015. pp. 47-51.
7. Shakhmaev IZ, Gaysin BM. *The method of making managerial decisions in the design and development of energy systems*. X Open Youth Scientific and Practical Conference "Dispatching and Management in the Electric Power Industry". Kazan 2015.
8. The system operator of the unified energy system: [site]. Available at: URL: <http://so-ups.ru/> Accessed to: 03 oct 2020.
9. Shakhmaev IZ, Gaysin BM, Shiryaev OV. *A new method of taking management decisions at designing and developing electric power systems*. 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) pp. 1-3.
10. Mao A, Yu J and Guo Z. *Assessment of the structural vulnerability of electrical networks*. 2006. IEEE General Meeting. 2006.
11. Gamm AZ. *Assessment of the state in the electric power industry*. M.: Science. 1983. p. 302.
12. Gamm AZ, Kolosok IN. *Detection of gross errors of television measurements in electric power systems*. Novosibirsk: Science, 2000. P.152
13. MOTOVILOV SI. Quality assessment of the state of the electric power system and its numerical measurement. *Power stations*. 2019;2(1051):20-24.
14. Slavutsky LA. *Fundamentals of data logging and experiment planning*. Textbook: Publishing House of ChSU, Cheboksary, 2006. P. 200.
15. Apanasov VV. *The course of lectures on the theory of linear electric circuits*. Arkhangelsk: ASTU Publishing House, 2006. P.312.
16. Granovsky VA, Siraya TN. *Methods for processing experimental data during measurements*. L.: Energoatomizdat. 1990. P. 288.

#### **Authors of the publication**

**Aleksei I. Motovilov** – Northern (Arctic) Federal University, Arkhangelsk, Russia. E-mail: Alex.Motovilov@mail.ru.

**Ivan I. Solovejev** – Northern (Arctic) Federal University, Arkhangelsk, Russia. E-mail: Alex.Motovilov@mail.ru.

**Поступила в редакцию**

**21 марта 2020г.**



## МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ С ПРОГНОСТИЧЕСКИМИ РЕГУЛЯТОРАМИ НАПРЯЖЕНИЯ И СКОРОСТИ

Ю. Н. Булатов<sup>1</sup>, А. В. Крюков<sup>2,3</sup>, Нгуен Ван Хуан<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Братский государственный университет, г. Братск, Россия

<sup>2</sup>Иркутский государственный университет путей сообщения,  
г. Иркутск, Россия

<sup>3</sup>Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, [bulatovyura@yandex.ru](mailto:bulatovyura@yandex.ru)

**Резюме:** В статье представлены результаты компьютерных исследований, цель которых состояла в разработке динамических моделей двухвальных газотурбинных установок (ГТУ) малой мощности, оснащенных автоматическими регуляторами возбуждения и скорости с прогностическими звеньями. При использовании ГТУ в изолированных системах электроснабжения отклонения частоты и напряжения могут быть значительными, что неблагоприятно влияет на показатели качества электроэнергии. Настройка регуляторов вводимой в эксплуатацию ГТУ требует сложных расчетов. Применение алгоритмов, позволяющих с минимальными затратами усовершенствовать классические регуляторы, позволяет эффективно решать задачи их настройки. К их числу можно отнести прогностические алгоритмы, позволяющие настроить систему автоматического управления с помощью одного параметра – времени прогноза. Это особенно актуально в условиях необходимости ускоренного ввода в эксплуатацию ГТУ. Представленные в статье модели реализованы с использованием пакета Simulink системы MATLAB. Исследовано влияние прогностических алгоритмов на качество управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора ГТУ в режимах подключения и сброса нагрузки. Результаты компьютерного моделирования дали возможность сформулировать следующие выводы: применение прогностических регуляторов при подключении к ГТУ дополнительной нагрузки позволяет убрать колебательность, уменьшить провалы напряжения, снизить время переходного процесса на 2,5 с; при резком сбросе нагрузки за счет применения прогностических алгоритмов удастся полностью убрать колебательность, уменьшить перерегулирование скорости вращения ротора и перенапряжения на зажимах генератора, а также заметно снизить время переходного процесса для скорости по сравнению с классическими регуляторами; использование прогностических алгоритмов позволяет получить приемлемые показатели качества переходных процессов без применения сложных процедур настройки регуляторов.

**Ключевые слова:** распределенная генерация, газотурбинные установки, автоматические регуляторы возбуждения и скорости, прогностические алгоритмы.

**Для цитирования:** Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен Ван Хуан. Моделирование газотурбинной установки с прогностическими регуляторами напряжения и скорости // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3. С. 60-67. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-60-67.

## MODELING A GAS-TURBINE UNIT WITH PROGNOSTIC REGULATORS OF VOLTAGE AND SPEED

YuN. Bulatov<sup>1</sup>, AV. Kryukov<sup>2,3</sup>, Nguyen Van Huan<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Bratsk State University, Bratsk, Russia

<sup>2</sup>Irkutsk State Transport University, Irkutsk, Russia

<sup>3</sup>Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, [bulatovyura@yandex.ru](mailto:bulatovyura@yandex.ru)

**Abstract: Object.** The article presents the results of computer research, the purpose of which was to develop dynamic models of low-power twin-shaft gas turbine units (GTU) equipped with automatic excitation and speed regulators with predictive links. **Methods.** Setting up the regulators of the commissioned gas turbine requires complex calculations. The use of algorithms that make it possible to improve the classical regulators with minimal costs allows us to effectively solve the problems of their settings. These include prognostic algorithms that allow you to configure the automatic control system using one parameter - forecast time. The models presented in the article are implemented using the Simulink package of the MATLAB system. **Results.** The influence of prognostic algorithms on the quality of controlling the voltage and rotor speed of a gas turbine generator in the modes of connecting and dumping loads is studied. Studies have shown that increasing the coefficient of the amplifier of the auto-predictive speed regulator can significantly reduce overshoot and the transition process, and also has a positive effect on voltage regulation. **Conclusions.** The results made it possible to formulate the following conclusions: the use of prognostic regulators when connecting an additional load to the gas turbine allows you to remove the oscillation, reduce voltage dips, reduce the transient time by 2.5 s; with a sharp load shedding due to the use of prognostic algorithms, it is possible to completely remove the oscillation, reduce the overshoot of the rotor speed and overvoltage at the generator terminals, and also significantly reduce the transient time for speed compared to classical regulators; the use of prognostic algorithms allows us to obtain acceptable quality indicators of transients without the use of complex regulator tuning procedures.

**Key words:** distributed generation, gas turbine units, automatic regulators of excitation and speed, prognostic algorithms.

**For citation:** Bulatov YuN, Kryukov AV, Nguyen Van Huan. Modeling a gas-turbine unit with prognostic regulators of voltage and speed. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020;22(3):60-67. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-60-67.

### Введение

Использование установок распределённой генерации (РГ), находящихся в непосредственной близости от потребителей электроэнергии, позволяет уменьшить потери мощности и повысить надежность электроснабжения. Это особенно актуально при модернизации изолированных систем электроснабжения (СЭС).

Широкое практическое применение для электроснабжения потребителей находят многовальные газотурбинные установки (ГТУ), имеющие лучшие характеристики, чем у одновальных [1-3]:

- при изменениях нагрузки в широких пределах экономичность многовальных ГТУ значительно выше;
- момент механической инерции многовальных ГТУ существенно меньше;
- электромеханическая постоянная времени многовальных ГТУ в 2...4 раза ниже.

В работе рассматривается двухвальная ГТУ, структурная схема которой показана на рис. 1. Путем изменения подачи топлива в камеру сгорания с помощью автоматического регулятора скорости (АРС) поддерживается заданная частота вращения силовой турбины и ротора генератора; при этом мощность силовой турбины изменяется с некоторым запаздыванием, обусловленным моментом инерции вращающихся масс.

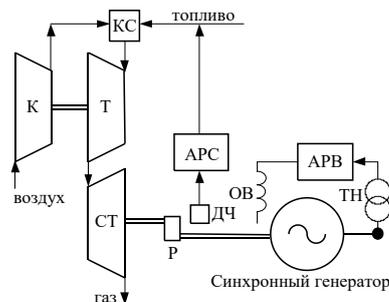


Рис. 1. Структурная схема двухвальной ГТУ:

К – компрессор; Т – турбина высокого давления; КС – камера сгорания; СТ – силовая турбина; Р – редуктор; ДЧ – датчик частоты вращения; ОВ – обмотка возбуждения; ТН – трансформатор напряжения; АРВ – автоматический регулятор возбуждения; АРС – автоматический регулятор скорости

При использовании ГТУ в изолированных СЭС отклонения частоты и напряжения от номинального значения могут быть значительными, что неблагоприятно влияет на показатели качества электроэнергии. Настройка регуляторов вновь вводимой в эксплуатацию ГТУ традиционными методами требует многовариантных и сложных расчетов. Применение алгоритмов, позволяющих с минимальными затратами усовершенствовать классические регуляторы позволяет более эффективно решать задачи по их настройке. К их числу можно отнести прогностические алгоритмы [4, 5], позволяющие настроить систему автоматического управления с помощью одного параметра – времени прогноза. Это особенно актуально в условиях необходимости ускоренного ввода в эксплуатацию ГТУ.

В статье приведены результаты компьютерных исследований влияния прогностических алгоритмов на качество управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора ГТУ в режимах подключения и сброса нагрузки потребителей. Моделирование ГТУ с автоматическими регуляторами проводилось в системе *MATLAB*.

Применение прогностического АРВ и автопрогностического АРС позволяет значительно уменьшить перерегулирование и время переходного процесса напряжения и частоты вращения ротора синхронного генератора по сравнению с классическими регуляторами без использования сложных процедур настройки.

#### Описание модели ГТУ и используемых прогностических регуляторов

При исследовании динамических режимов работы ГТУ возникает задача выбора модели турбины; при этом могут использоваться модели ГТУ различной степени детализации [6-9]. В основном это модели одновальных ГТУ. Для применения целого ряда моделей ГТУ требуются экспериментальные характеристики [10-12]. Сложность использования этих моделей состоит в том, что необходим большой объем данных о конкретной ГТУ, которых нет в открытом доступе. Проблемным также являются трудоемкость построения полной модели ГТУ и сложность подбора ее параметров для обеспечения стабильной работы во всех изучаемых режимах [10].

Динамические свойства двухвальной ГТУ достаточно точно можно учесть с помощью модели [1], схема которой представлена на рис. 2. Модель реализована с использованием пакета *Simulink* системы *MATLAB*. Моделировалась ГТУ номинальной мощностью 2,5 МВт на базе двухвальной газовой турбины с редуктором со стороны генератора. Номинальная частота вращения силовой турбины составляет 5500 об/мин, а ротора синхронного генератора – 1000 об/мин. В представленной модели учитываются расход топлива и изменение кинетической энергии газогенератора (турбины и компрессора).

Камера сгорания (блок *Combustion chamber* на рис. 2), обуславливающая некоторое запаздывание при изменении подачи и скорости сгорания топлива, моделировалась аperiодическим звеном первого порядка с передаточной функцией

$$\frac{1}{T_{cc}S + 1},$$

где  $T_{cc}$  – постоянная времени камеры сгорания, которая принималась равной 0,01 с.

Газогенератор моделировался интегрирующим звеном, охваченным жесткой отрицательной обратной связью [1], постоянная времени которого принималась равной 1,99 с исходя из мощности и частоты вращения турбины с моментом инерции 454 кг·м<sup>2</sup>, приведенного к частоте вращения ротора генератора. Механическая мощность турбины определялась с учетом доли мощности турбины газогенератора по отношению к номинальной мощности силовой турбины с помощью коэффициента  $K_t$  (при моделировании принимался равным 0,55). Передаточный коэффициент редуктора  $K_r$  составлял 5,56. Инерционность редуктора учитывалась в модели генератора.

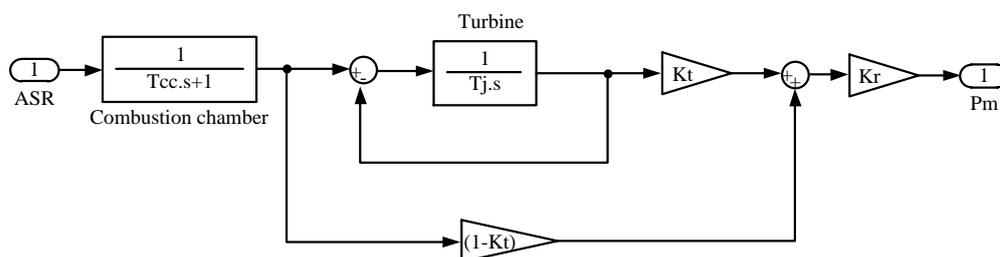


Рис. 2. Схема модели двухвальной газовой турбины в *Simulink*

Синхронный генератор моделировался стандартным блоком пакета *SymPowerSystems* – *Synchronous Machine pu Fundamental*. При моделировании использовались следующие параметры: индуктивное сопротивление по продольной оси  $X_d = 2,34$  о.е.; ЭДС  $E_q = 1,25$  о.е.; напряжение  $U_g = 1$  о.е.; постоянная механической инерции  $T_{js} = 1,77$  с и др. Эквивалентная постоянная механической инерции ГТУ (турбины и генератора) составляла  $T_{je} = 3,76$  с.

Схема используемой модели ГТУ, работающей на выделенную нагрузку, представлена на рис. 3. В модели предусматривалось внесение возмущения в виде отключения или подключения активно-индуктивной нагрузки мощностью  $0,645 + j0,17$  МВ·А с помощью выключателя (блок *Breaker*). Подробное описание используемых в модели регуляторов скорости и напряжения приведено в [5,13,14].

На рис. 4 и 5 представлены схемы используемых *Simulink*-моделей прогностического АРВ и автопрогностического АРС [5,13]. В блоке *Amplifier* (рис.4) учитывалось последовательное соединение электронного усилителя с передаточной функцией  $\frac{K_a}{T_a s + 1}$  и линейного прогнозирующего звена с передаточной функцией  $T_p s + 1$ . При моделировании для АРВ принимались следующие числовые значения параметров:  $K_a = 1$ ;  $T_a = 0,001$  с,  $T_p = 0,525$  с.

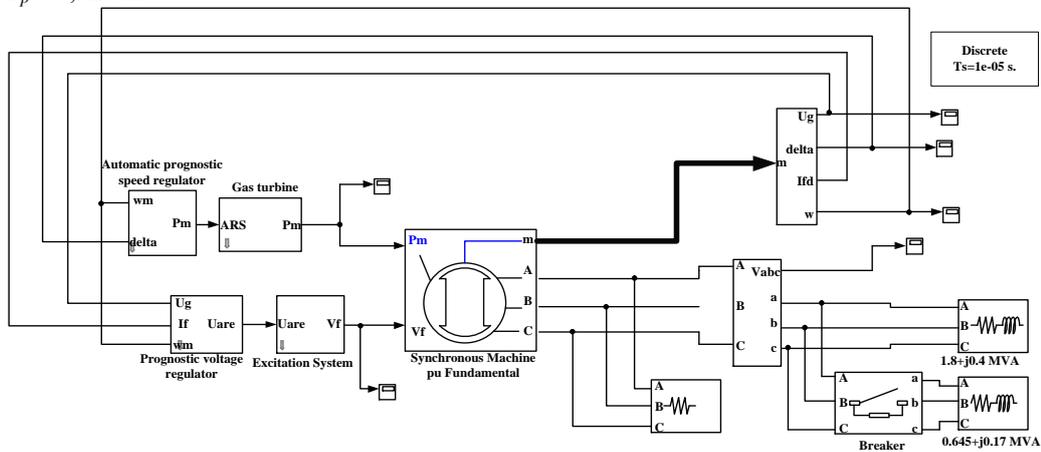


Рис.3. Схема модели ГТУ в MATLAB

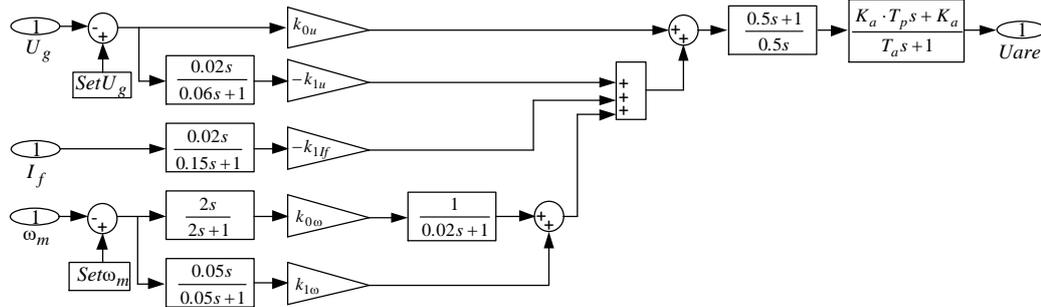


Рис. 4. Схема *Simulink*-модели прогностического АРВ:

$U_g$  – напряжение генератора;  $SetU_g$  – заданное значение напряжения генератора;  $I_f$  – ток возбуждения генератора;  $\omega_m$  – скорость вращения ротора генератора;  $Set \omega_m$  – заданное значение скорости;  $k_{0u}, k_{1u}, k_{1If}, k_{0\omega}, k_{1\omega}$  – коэффициенты настройки АРВ

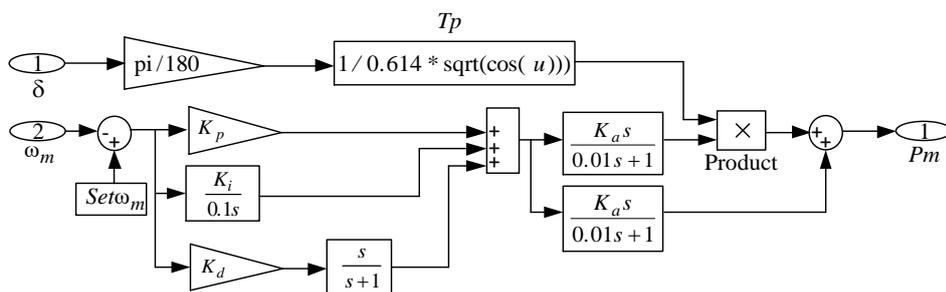


Рис. 5. Схема *Simulink*-модели автопрогностического АРС:

$K_p, K_i, K_d$  – коэффициенты настройки АРС

Постоянная времени прогнозирующего звена АРС определлась частотой собственных колебаний ГТУ по выражению [5]

$$T_p = \frac{1}{f_p} = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{\partial P_g}{\partial \delta_g} \cdot \frac{\omega_0}{T_{je}}}} = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{E_q \cdot U_g}{X_d} \cdot \cos \delta \cdot \frac{\omega_0}{T_{je}}}}, \quad (1)$$

где  $f_p$  – частота собственных колебаний ротора генератора при неизменности по модулю и углу вектора напряжения на его шинах – парциальная частота, являющаяся параметром генератора, комплексно характеризующим его инерционность и жесткость связи с СЭС [15];  $\omega_0$  – номинальная частота вращения ротора генератора, рад/с;  $T_{je}$  – эквивалентная постоянная механической инерции агрегата, с;  $X_d$  – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси, о.е.;  $U_g$  – номинальное напряжение генератора, о.е.;  $\delta$  – угол между напряжением и ЭДС  $E_q$  генератора, зависящий от нагрузочного режима, эл. град.

Частота собственных колебаний моделируемой ГТУ для указанных выше параметров в зависимости от угла нагрузки  $\delta$  представлена в модели автопрогностического АРС (рис.5) следующей функцией:

$$f_p(\delta) = 0,614 \cdot \sqrt{\cos \delta}.$$

### Результаты моделирования

Исследования проводились для выявления влияния прогностических алгоритмов на качество управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора ГТУ в следующих режимах:

- подключение дополнительной нагрузки (28 % от номинальной мощности установки);
- резкий сброс нагрузки (30 % от номинальной мощности установки).

При моделировании коэффициенты настройки классических и прогностических регуляторов задавались, исходя из практических соображений, следующими: для АРВ  $k_{0u} = 5$ ,  $k_{1u} = 1$ ,  $k_{1f} = 0$ ,  $k_{0\omega} = 1$ ,  $k_{1\omega} = 1$ ; для АРС  $K_p = 1$ ,  $K_i = 1$ ,  $K_d = 0,1$ ; при этом коэффициент усилителя  $K_a$  для классического и автопрогностического АРС принимал значения 1 и 50.

Результаты моделирования указанных режимов работы ГТУ с классическими и прогностическими АРВ и АРС представлены на рис. 6-8.

Полученные результаты показали, что увеличение коэффициента усилителя  $K_a$  АРС позволяет значительно уменьшить перерегулирование и время переходного процесса для скорости вращения ротора, а также оказывает положительное влияние на регулирование напряжения (рис. 6 и 7).

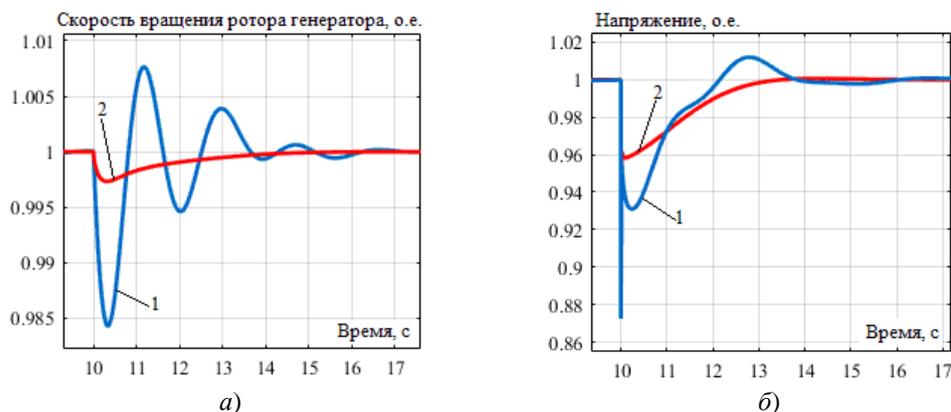


Рис. 6. Осциллограммы скорости вращения ротора (а) и напряжения (б) генератора при подключении дополнительной нагрузки (для АРС коэффициент усилителя  $K_a=1$ ):

- 1 – АРВ и АРС без прогнозирующих звеньев;
- 2 – прогностический АРВ и автопрогностический АРС

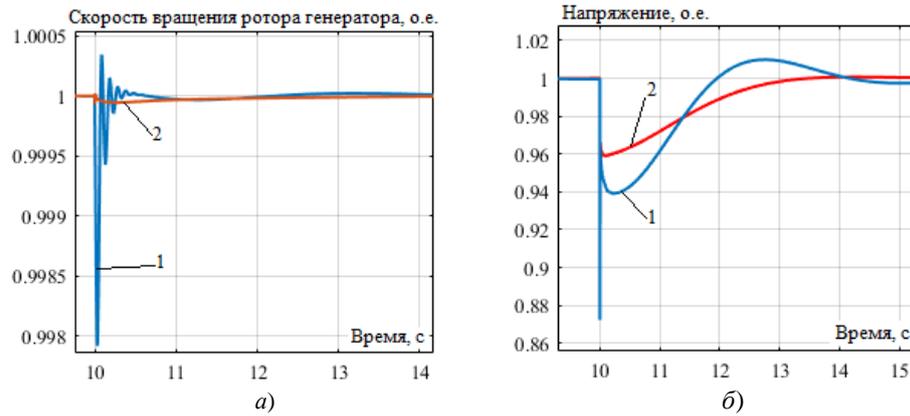


Рис. 7. Осциллограммы скорости вращения ротора (а) и напряжения (б) генератора при подключении дополнительной нагрузки (для АРС коэффициент усилителя  $K_a=50$ ):

1 – АРВ и АРС без прогнозирующих звеньев;  
2 – прогностический АРВ и автопрогностический АРС

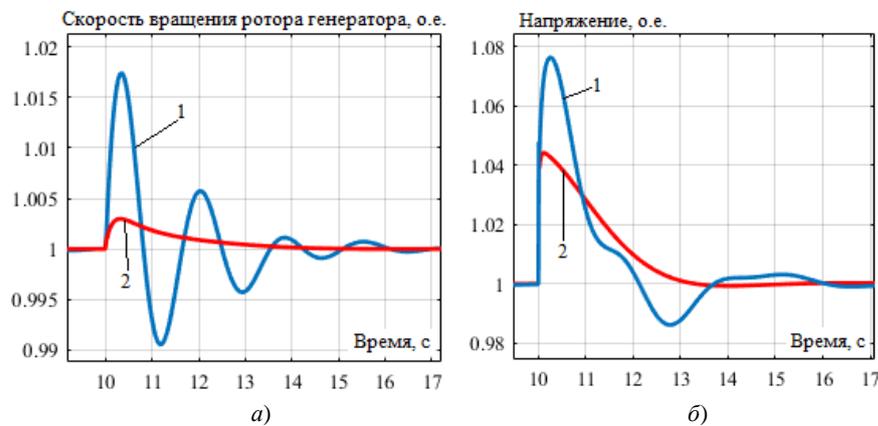


Рис.8. Осциллограммы скорости вращения ротора (а) и напряжения (б) генератора при сбросе нагрузки на 30% (для АРС коэффициент усилителя  $K_a=1$ ):

1 – АРВ и АРС без прогнозирующих звеньев;  
2 – прогностический АРВ и автопрогностический АРС

Применение прогностического АРВ и автопрогностического АРС дает возможность:

- при подключении к ГТУ дополнительной нагрузки убрать колебательность (рис. 6 и 7), уменьшить провалы напряжения и скорости вращения ротора генератора (рис. 6, б);
- снизить время переходного процесса для скорости вращения ротора генератора на 2,5 с и получить время переходного процесса для напряжения и скорости практически одинаковыми (рис. 6, а и б);

- при резком сбросе нагрузки ГТУ полностью убрать колебательность (рис. 8), уменьшить перерегулирование скорости вращения ротора и перенапряжение на зажимах генератора, а также снизить на 2,5 с время переходного процесса для скорости по сравнению с классическими регуляторами.

### Заключение

Разработаны компьютерные модели двухвальной ГТУ малой мощности с прогностическим АРВ и автопрогностическим АРС. Исследовано влияние прогностических алгоритмов на качество управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора ГТУ в режимах подключения и сброса нагрузки потребителей. Результаты компьютерного моделирования позволяют сделать следующие выводы:

1. Применение прогностического АРВ и автопрогностического АРС при подключении к ГТУ дополнительной нагрузки позволяет убрать колебательность, уменьшить провал напряжения и скорости вращения ротора генератора, снизить время переходного процесса на 2,5 с;

2. При резком сбросе нагрузки ГТУ прогностические алгоритмы дают возможность полностью убрать колебательность, уменьшить перерегулирование скорости вращения ротора и перенапряжения на зажимах генератора, а также снизить время переходного процесса по сравнению с классическими регуляторами.

3. Использование прогностических алгоритмов позволяет получить достаточно высокие показатели качества переходного процесса напряжения и скорости вращения ротора генератора ГТУ без применения сложных расчетов и процедур настройки регуляторов.

#### Литература

1. Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем. В 2-х т. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. Т. 2. 376 с.
2. Асаинов Д.Н., Гусев Ю.П. Исследование динамической устойчивости и электродинамической стойкости ГТУ // Вестник МЭИ. 2010. №2. С. 55-61.
3. Илюшин П.В., Филиппов С.П., Новиков Н.Л. Требования к маневренности газотурбинных и газопоршневых генерирующих установок // В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики в 2-х книгах. 2019. С. 343-352.
4. Пикина Г.А. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром // Новое в российской электроэнергетике. 2014. № 3. С. 5-13.
5. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen Van Huan. Automatic prognostic regulators of distributed generators // International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (Vladivostok, 03–04 October 2018). Vladivostok: IEEE, 2018. V. 463. pp. 1–4. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602718>
6. Centeno P., Egido I., Domingo C., et al. Review of gas turbine models for power system stability studies. – 9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering, 2005.
7. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of shaft gas turbines in mechanical drive services. – Turbo Mach. Int., 1992. V. 33, N. 5. pp. 26–32.
8. Опарин Д.А., Кавалеров Б.В. О моделировании газотурбинных установок при управлении электростанциями малой и средней мощности // Вестник ПНИПУ. 2014. №12. С.5-13.
9. Mohammad Reza Bank Tavakoli, Behrooz Vahidi, Wolfgang Gawlik. An Educational Guide to Extract the Parameters of Heavy Duty Gas Turbines Model in Dynamic Studies Based on Operational Data // IEEE Trans. Power Syst. 2009. V. 24. N. 3. pp. 1366-1374.
10. Бахмисов О.В., Кузнецов О.Н. Методика моделирования газотурбинных и парогазовых установок большой мощности при исследовании процессов в ЭЭС // Электричество. 2016. № 5. С.27-34.
11. Meegahapola L. and Flynn D. Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks. IEEE Trans. Power Syst. 2014. N. 99. pp. 1–11.
12. Shalan H., Hassan M., Bahgat A. Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants. Proc. of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10). 2010. pp. 970–976.
13. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm // 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). IEEE Conference Publications. 2016, pp. 1-6.
14. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен Ван Хуан. Методика настройки прогностических регуляторов установок распределенной генерации // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2016. № 11-12. С. 84-95.
15. Бушуев В.В., Лизалек Н.Н., Новиков Н.Л. Динамические свойства энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1995. 320 с.

#### Авторы публикации

**Булатов Юрий Николаевич** – канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой электроэнергетики и электротехники, Братский государственный университет.

**Крюков Андрей Васильевич** – д-р техн. наук, профессор кафедры электроэнергетики транспорта, Иркутский государственный университет путей сообщения; профессор кафедры электроснабжения и электротехники, Иркутский национальный исследовательский технический университет.

**Нгуен Ван Хуан** – магистр техники и технологии, аспирант, Иркутский национальный исследовательский технический университет.

#### References

1. Merkurjev GV, Shargin YuM. *Ustojchivost' energosistem*. In 2 volumes. St. Petersburg: NOU «Centr podgotovki kadrov energetiki», 2008. V. 2. 376 p.
2. Asainov DN, Gusev YuP. Research of dynamic stability and electrodynamic resistance of the

gas turbine plants. *Bulletin of the Moscow Power Engineering Institute*. 2010; 2: 55-61.

3. Плушин ПВ, Филиппов СП, Новиков НЛ. Требования к маневренности газотурбинных и газопоршневых генерирующих установок. *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики*. 2019;1:343-352.

4. Пикина ГА. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром. *New in Russian electric power industry*. 2014;3:5-13.

5. Bulatov YuN, Kryukov AV, Nguyen Van Huan. Automatic prognostic regulators of distributed generators. *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (October 03–04, 2018)*. Vladivostok: IEEE, 2018;463:1–4. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602718>

6. Centeno P, Egado I, Domingo C, et al. *Review of gas turbine models for power system stability studies*. 9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering, 2005.

7. Rowen WI. *Simplified Mathematical Representations of single-shaft gas turbines in mechanical drive services*. *Turbo Mach. Int.*, 1992;33(5):26–32.

8. Опарин ДА, Кавалеров ВВ. О моделировании газотурбинных установок при управлении электростанциями малой и средней мощности. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University*. 2014; 12: 5-13.

9. Mohammad Reza Bank Tavakoli, Behrooz Vahidi, Wolfgang Gawlik. An Educational Guide to Extract the Parameters of Heavy Duty Gas Turbines Model in Dynamic Studies Based on Operational Data. *IEEE Trans. Power Syst.* 2009;24 (3):1366-1374.

10. Bakhmisov OV, Kuznetsov ON. Methods of Simulation of Heavy Duty Gas Turbine Units and Combined Cycle Power Plants for Power Systems Studies. *Electricity*. 2016;5: 27-34.

11. Meegahapola L. and Flynn D. *Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks*. *IEEE Trans. Power Syst.* 2014; 99: 1–11.

12. Shalan H., Hassan M., Bahgat A. Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants. *Proc. of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10)*. 2010, pp. 970-976.

13. Bulatov Yu.N, Kryukov AV. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm. *2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*. IEEE Conference Publications. 2016. pp. 1-6. doi: 10.1109 / ICIEAM.2016.7911456.

14. Bulatov YuN, Kryukov AV, Huan NV. Methodology of determining forecasting controllers of distributed generation plants. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2016;11-12:84-95.

15. Bushuev VV, Lizalek NN, Novikov NL. *Динамические свойства энергосистем*. Moscow: Energoatomizdat. 1995. 320 p.

#### Authors of the publication

**Yuri N. Bulatov** – Bratsk State University, Bratsk, Russia. Email: bulatovyura@yandex.ru.

**Andrey V. Kryukov** – Irkutsk State Transport University, Irkutsk, Russia. Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

**Van Huan Nguyen** – Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

*Поступила в редакцию*

*23 апреля 2020 г.*



## РАЗРАБОТКА НОВОГО СПОСОБА ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПРИВОДА СИЛОВЫХ И КОММУТАЦИОННЫХ МЕХАНИЗМОВ

И.В. Бочкарев<sup>1</sup>, И.В. Брякин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Кыргызский государственный технический университет им. И. Раззакова,  
г. Бишкек, Кыргызстан,

<sup>2</sup>Институт автоматизации и информационных технологий Национальной  
Академии Наук Кыргызской Республики, г. Бишкек, Кыргызстан

<sup>1</sup>ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-9873-9203>, [elmech@mail.ru](mailto:elmech@mail.ru)

<sup>2</sup>ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-7463-8072>, [bivas2006@yandex.ru](mailto:bivas2006@yandex.ru)

**Резюме:** Предложен новый способ диагностики силовых и коммутационных электромагнитных механизмов, содержащих управляющий электромагнит и подвижный якорь. Подвижный элемент диагностируемого электромагнитного механизма (ЭММ) облучают высокочастотным зондирующим электромагнитным полем и регистрируют переизлученное электромагнитное поле от него. В качестве источника зондирующего поля и приемника переизлученного поля используют обмотку электромагнита ЭММ. Зондирующее электромагнитное поле формируют путем наложения на низкочастотное высоковольтное рабочее напряжение питания обмотки электромагнита ЭММ дополнительного высокочастотного низковольтного напряжения. Диагностический параметр определяют путем алгоритмической обработки результатов измерения величины приращения напряжения на обмотке ЭММ, вызванного воздействием на нее переизлученного электромагнитного поля, а техническое состояние диагностируемого электромагнитного механизма определяют по абсолютной величине диагностического параметра. Способ позволяет диагностировать текущее состояние основных функциональных узлов ЭММ и контролировать его рабочие режимы в целом.

**Ключевые слова:** электромагниты с поступательным движением якоря, электромагнитные механизмы, низкочастотное высоковольтное рабочее напряжение, высокочастотное зондирующее электромагнитное поле, переизлученное электромагнитное поле, комплексная диагностика электромагнитного механизма.

**Для цитирования:** Бочкарев И.В., Брякин И.В. Разработка нового способа диагностики электромагнитного привода силовых и коммутационных механизмов // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3. С. 68-77. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-68-77.

## DEVELOPMENT OF A NEW METHOD OF DIAGNOSTICS ELECTROMAGNETIC DRIVE POWER AND COMMUTATION MECHANISMS

IV. Bochkarev, IV. Bryakin

<sup>1</sup>Kyrgyz State Technical University named after I. Razzakova, Bishkek, Kyrgyzstan,

<sup>2</sup>Institute of Automation and Information Technology of the National  
Academy of Sciences Kyrgyz Republic, Bishkek, Kyrgyzstan

<sup>1</sup>ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-9873-9203>, [elmech@mail.ru](mailto:elmech@mail.ru)

<sup>2</sup>ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-7463-8072>, [bivas2006@yandex.ru](mailto:bivas2006@yandex.ru)

**Abstract:** A new method for diagnosing power and switching electromagnetic mechanisms containing a control electromagnet and a movable armature is proposed. The movable element of

*the diagnosed electromagnetic mechanism (EMM) is irradiated with a high-frequency probing electromagnetic field and the reradiated electromagnetic field from it is recorded. The source of the probing field and the receiver of the re-radiated field is the EMM electromagnet winding. The probing electromagnetic field is formed by imposing on the low-frequency high-voltage operating voltage of the supply winding of the electromagnet EMM an additional high-frequency low-voltage voltage. The diagnostic parameter is determined by algorithmic processing of the measurement results of the magnitude of the voltage increment on the EMM winding, caused by exposure to a reradiated electromagnetic field, and the technical condition of the diagnosed electromagnetic mechanism is determined by the absolute value of the diagnostic parameter. The method allows to diagnose the current state of the main functional units of the EMM and to control its operating modes as a whole.*

**Keywords:** *electromagnets with anchor armature, electromagnetic mechanisms, low-frequency high-voltage operating voltage, high-frequency probing electromagnetic field, reradiated electromagnetic field, complex diagnostics of electromagnetic mechanism.*

**For citation:** Bochkarev IV, Bryakin IV. Development of a new method of diagnostics electromagnetic drive power and commutation mechanisms. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020; 22(3): 68-77. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-68-77.

### **Введение.**

Электромагниты используются практически во всех областях техники, поскольку имеют предельно простую конструкцию и обеспечивают при этом возможность удаленного дистанционного управления преобразованием электрической энергии в механическую работу. Одной из наиболее распространенной сферы их применения являются различные электромагнитные механизмы (ЭММ), которые широко применяют в системах регулирования и управления. Несмотря на конструктивное разнообразие ЭММ, их приводные электромагниты состоят из следующих основных частей: неподвижного магнитопровода в виде ферромагнитного сердечника, обмотки, расположенной на сердечнике, и подвижного якоря, посредством которого рабочим органам механизма передается механическое усилие. ВЭММ чаще используются электромагниты с поступательным движением якоря, тяговое усилие которых служит для перемещения или фиксации в заданном положении различных рабочих органов. К таким электромагнитным механизмам относятся *силовые ЭММ*, например, муфты сцепления, фрикционные тормоза, электромагнитная технологическая оснастка, электромагнитные клапаны, магнитные замки, а также *коммутационные ЭММ*, например, электромагнитные реле, магнитные пускатели, выключатели [1-8]. Указанные ЭММ применяют для дистанционного управления перемещением рабочих или управляющих органов механизмов, а также для приведения в действие контактных устройств. Они являются базовыми устройствами, составляющими силовую элементную основу различных автоматизированных и мехатронных электроприводов и систем управления [9 -11]. Наглядным примером этому могут служить электромеханические муфты, тормозные устройства и клапаны. Электромагнитные муфты позволяют дистанционно соединять или разъединять валы, а также регулировать скорость исполнительного органа рабочей машины при постоянной скорости вращения приводного двигателя [8]. Тормозные устройства обеспечивают быструю остановку и последующую фиксацию исполнительных органов в заданных положениях после отключения двигателя [12]. Электромагнитные запорные и распределительные клапаны как элементы трубопроводной арматуры обеспечивают дистанционное включение или отключение трубопровода, а также перераспределение течения рабочей среды в обслуживаемых трубопроводах [13, 14]. Таким образом, ЭММ в значительной степени влияют на уровень механизации и автоматизации различных производственных процессов.

**Постановка задачи** Очевидно, что точность, производительность и надежность работы электрооборудования с электромеханическими системами, содержащими ЭММ, однозначно зависят от качества работы этих ЭММ и, в первую очередь, именно от качества функционирования их электромагнитных приводов. Соответственно, контроль и диагностика технического состояния и режима работы электромагнита имеют огромное практическое значение, поскольку позволяет исключить возможность эксплуатации оборудования при неисправном ЭММ. Поэтому актуальной задачей является разработка методов технической диагностики различных неисправностей ЭММ, обеспечивающих высокую достоверность и информативность контроля.

### Обзор методов контроля ЭММ

Очевидно, что техническое состояние электромагнитов ЭММ необходимо контролировать непосредственно во время их работы без вывода ЭММ из технологического процесса [15]. Диагностика состояния ЭММ может осуществляться как контактными, так и бесконтактными способами.

Для реализации контактного контроля в ЭММ встраиваются механические датчики, сигналы которых дают информацию о характеристиках электромагнита. В качестве таких датчиков используют, например, конечные выключатели или пьезодатчики. Применяют и бесконтактные сенсоры в виде фото- или магнитных датчиков, установленных непосредственно в активной зоне ЭММ, которые обеспечивают контроль за положением якоря [12], например, путем регистрации изменения потоков выпучивания или полей рассеяния в зависимости от положения якоря относительно магнитопровода. Однако такие способы контроля с дополнительными датчиками имеют ряд недостатков: требуют для установки этих датчиков дополнительного пространства, что увеличивает габариты ЭММ и зачастую не позволяет их размещать в уже готовом ЭММ; имеют сложный процесс монтажа и настройки; приводят к снижению надежности работы и т.д.

Контактный бессенсорный контроль может проводиться для ЭММ, в которых используется постоянные магниты [16]. В этом случае в качестве диагностической информации о состоянии ЭММ использовать наличие или отсутствие электрического контакта между якорем и полюсами электромагнита. Принцип такого контроля заключается в том, что постоянные магниты имеют значительное электрическое сопротивление, которое в зависимости от состояния ЭММ может шунтироваться низкоомным якорем, что позволяет с высокой степенью достоверности осуществлять контроль за положением якоря и, тем самым, за состоянием ЭММ [8]. Недостатком этого способа является необходимость гальванического подключения напряжения непосредственно к магнитопроводу ЭММ, что часто технически трудно реализуемо. Кроме того, такой способ контроля не универсален, т.к. может быть использован для устройств, имеющих только высокоомные постоянные магниты, например, металлокерамические.

Очевидно, что более предпочтительными являются бесконтактные способы контроля ЭММ, среди которых преимущества имеют косвенные методы диагностики. Принципиальное преимущество таких методов состоит в том, что для их реализации не требуется конструктивного изменения самого ЭММ и, соответственно, они могут быть использованы для любого серийно изготавливаемого ЭММ без необходимости проведения трудоемких операций его разборки/сборки. Такие бесконтактные косвенные методы контроля можно разделить на два класса:

- статические методы, осуществляющие контроль за установившимся положением якоря относительно магнитопровода электромагнита;
- динамические методы, осуществляющие контроль за фактом движения якоря относительно магнитопровода.

Для практической реализации статических методов контроля был разработан целый ряд технических решений, использующих различные физические явления, протекающие в ЭМУ при изменении положения якоря. Так, в [12] описано разработанное и запатентованное бесконтактное устройство контроля, основанное на изменении индуктивности  $L$  обмотки управляющего электромагнита в зависимости от величины воздушного зазора  $\delta$  в его магнитной цепи:

$$L = W^2 \mu_0 \frac{S_{\Pi}}{2\delta}, \quad (1)$$

где  $W$  – число витков обмотки;  $S_{\Pi}$  – суммарная площадь полюсов магнитопровода;  $\delta$  – воздушный зазор между якорем и полюсами магнитопровода.

Практическая реализация динамических методов бесконтактного контроля основана на анализе кривой изменения тока в обмотке электромагнита путем обработки кривой нарастания тока  $I(t)$  в обмотке электромагнита после подачи на нее питающего напряжения и фиксации факта срабатывания ЭММ при наличии характерного провала в этой кривой при движении якоря, вызванного наведением против ЭДС [12]. Контроль за состоянием осуществляют путем выделения переменной составляющей тока обмотки и преобразования ее в прямоугольные импульсы. При движении якоря, т.е. при срабатывании механизма, величина времени между импульсами определяется временем движения якоря и превышает длительность интервалов между импульсами в питающем напряжении. Полученные таким образом сигналы обрабатывают и формируют контрольные прямоугольные импульсы, количество которых не зависит от наличия пульсаций в питающем напряжении, а определяется только состоянием механизма.

Алгоритмы системы диагностики путем анализа зависимостей кривых тока  $I(t)$  и

потокоцепления  $Psi(t)$  в обмотке электромагнита приведены в [17]. Частотную составляющую полученных сигналов развертывают во времени с использованием аппарата вейвлет-преобразования. Состояние диагностируемого ЭММ определяют путем сравнения выбранных частотных диапазонов вейвлет-спектра информативных сигналов с заранее полученной библиотекой характеристик соответствующего электромагнита.

Недостатком этих способов диагностики электромагнитного механизма является их низкая информативность, поскольку контроль осуществляется по факту движения якоря, т.е. только в переходных режимах работы, что не позволяет оценить текущее состояние механизма в установившемся режиме работы.

В [18] предложен бездатчиковый метод определения положения подвижного элемента электрических машин возвратно-поступательного действия, согласно которому положение подвижного элемента определяют по параметрам напряжения обмоток. Предложенный контроль базируется на том, что амплитуда сигнала и его период изменяются в зависимости от ускорений и замедлений подвижного элемента. Проводят измерения напряжений обмоток и полученные данные используют как координаты обобщенного вектора, находящегося в неподвижной трехфазной системе координат. Однако предложенный способ для диагностики силовых и коммутационных электромагнитных механизмов использовать нецелесообразно.

Возможность диагностики электромеханической системы путем подачи на ее вход прямоугольного сигнала и анализа изменения энергии выходного сигнала, обусловленного изменением состояния объекта, путем сравнения с эталонным значением, показана в [19].

Новая концепция построения систем контроля ЭММ была предложена в [20, 21]. Ее суть заключалась в том, что предлагается инициировать новые физические эффекты, которые не связаны с рабочим режимом ЭММ и не влияют на его качество. Предлагается дополнительно воздействовать на ЭММ высокочастотным электрическим полем, которое возбуждает в магнитопроводе соответствующие высокочастотные электродинамические процессы, не связанные с рабочими режимами ЭММ. В этом случае ЭММ дополнительно выступает в качестве электромагнитного датчика, регистрирующего необходимые параметры высокочастотных электродинамических процессов, значения которых определяются как состоянием его магнитопровода, так и текущим состоянием самого ЭММ, в частности, положением якоря относительно магнитопровода. Иными словами, в магнитопроводе ЭММ одновременно существуют два независимых друг от друга электродинамических процессов: низкочастотный, определяемый рабочим током, и высокочастотный, возбуждаемый внешним источником низковольтного ВЧ-напряжения. Для этого ЭММ дополняется новым функциональным элементом – блоком вибраторных С-антенн, выполненным в виде разъемного пространственного конденсатора, на внешней поверхности несущего цилиндрического диэлектрического основания которого находятся профильные многосекционные пространственно распределенные обкладки. Каждая пара соседних секций образует своеобразный электрический диполь (вибратор), который и является элементарным антенным излучателем ВЧ-электромагнитного поля. Недостатком этого способа диагностики на «отражение» является необходимость установки на магнитопроводе блока вибраторных С-антенн.

Проведенный анализ показал, что в настоящее время отсутствуют универсальные способы и устройства диагностики ЭММ, обеспечивающие достоверный контроль их тяговых электромагнитов. Решение этой задачи требует разработки новых подходов диагностики ЭММ, которые позволят своевременно принимать меры по отключению неисправных устройств.

#### **Результаты работы**

С целью расширения эксплуатационных возможностей способа диагностики ЭММ путем обеспечения комплексного контроля его текущего состояния был разработан универсальный бесконтактный способ диагностики эксплуатационного состояния ЭМУ. Он основан на эффекте вихревых токов. Фактически управляющий электромагнит ЭМ, состоящий из магнитопровода и обмотки, представляют собой вихретоковый накладной параметрический преобразователь с ферромагнитным сердечником полубронезового типа, а подвижный элемент (якорь) – объект контроля. При этом, согласно предложенному способу, обмотка управляющего электромагнита совмещает в себе функции источника и приемника электромагнитного излучения.

На рис. 1 показана структурная блок-схема устройства, реализующего предложенный способ диагностики ЭММ, 1 – управляющий электромагнит диагностируемого ЭММ, содержащий обмотку с индуктивностью  $L_1$  и активным сопротивлением  $r_1$ ; 2 – подвижный элемент (якорь) диагностируемого ЭМ; 3 – НЧ-фильтр, состоящий из электрических дросселей; 4 – генератор ВЧ низковольтного напряжения; 5 – измерительно-вычислительное устройство;  $C_1$  и  $C_2$  – разделительные электрические конденсаторы

соответственно генераторной и измерительной электрических цепей, выполняющие функции ВЧ-фильтров;  $\dot{U}_n$  – НЧ высоковольтное рабочее напряжение питания ЭМ;  $\dot{E}_1$  – ВЧ низковольтное выходное напряжение генератора 4;  $\dot{I}_1$  – ток ВЧ через электрическую обмотку электромагнита диагностируемого ЭМ;  $\dot{U}_1$  – ВЧ низковольтное напряжение на электрической обмотке электромагнита диагностируемого ЭМ.

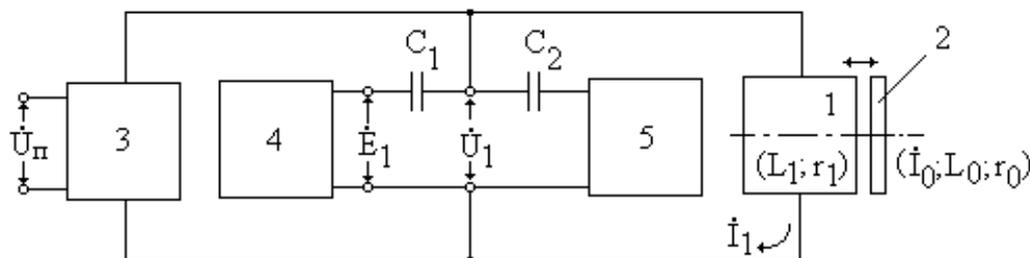


Рис.1. Структурная блок-схема устройства, реализующего предложенный способ диагностики ЭММ

При подаче ВЧ-напряжения  $\dot{E}_1$  генератора 4 на обмотку управляющего электромагнита 1 через разделительный электрический конденсатор  $C_1$ , который дополнительно выполняет функции элемента делителя напряжения, в окружающем пространстве возбуждается зондирующее электромагнитное поле, которое в якоре 2 будет индуцировать вихревые токи. Переизлученное электромагнитное поле этих вихревых токов, направленное по закону Ленца противоположно зондирующему электромагнитному полю, воздействует на обмотку управляющего электромагнита 1, наводя в ней соответствующую ВЧ ЭДС, определяемую потокоцеплением. Указанная ЭДС, параметры которой функционально связаны с пространственным расположением якоря относительно магнитопровода управляющего электромагнита и с физико-технологическими характеристиками якоря, вызывает изменение ВЧ низковольтного напряжения  $\dot{U}_1$  на зажимах обмотки управляющего электромагнита 1.

ВЧ низковольтное напряжение  $\dot{U}_1$  через разделительный электрический конденсатор  $C_2$  измерительной цепи поступает на измерительно-вычислительное устройство 5, которое регистрирует параметры этого ВЧ-напряжения и алгоритмически определяет значения диагностического параметра.

Необходимый уровень «развязки» между источником высоковольтного НЧ-напряжения и источником низковольтного ВЧ-напряжения обеспечивается за счет использования НЧ-фильтра 3, содержащего подавляющие высокие частоты электрические дроссели, и ВЧ-фильтра в виде разделительного электрического конденсатора  $C_1$  генераторной цепи, являющегося элементом последовательного колебательного контура.

ВЧ фильтр в виде разделительного электрического конденсатора  $C_2$  измерительной цепи измерительного устройства 5 позволяет выделить ВЧ низковольтное напряжение  $\dot{U}_1$ , несущее информацию о диагностическом параметре, обеспечивая при этом соответствующую развязку от низкочастотного высоковольтного напряжения  $\dot{E}_1$ , питающего ЭМ.

Для повышения эффективности измерений ВЧ зондирующее электромагнитное поле возбуждают на резонансной частоте последовательного колебательного контура, образованного индуктивностью  $L_1$  обмотки ЭМ и разделительным электрическим конденсатором  $C_1$ , дополнительно выполняющим функции элемента делителя напряжения.

При настройке данного электрического контура в указанный резонансный режим обеспечивается увеличение точности измерения диагностического параметра в  $Q_1$  раз, где  $Q_1 = \omega L_1 / r_1$  – добротность электрического колебательного контура.

Интенсивность наводимых в якоре 2 вихревых токов зависит от взаимного положения якоря 2 и магнитопровода управляющего электромагнита 1, а также от текущих физических параметров якоря 2, а именно, от его удельной электрической проводимости  $\sigma_0$ , от магнитной проницаемости  $\mu_0$ , от состояния поверхности, от наличия и размеров дефектов, от ориентации относительно оси управляющего электромагнита. Величины  $\sigma_0$  и  $\mu_0$ , в свою очередь, определяются многими факторами, например, химическим составом и

структурным состоянием материала якоря, его температурой, наличием механических напряжений в нем и т.д.

Это позволяет применить данный способ для комплексной диагностики электромагнитного механизма, в частности, для контроля величины рабочего зазора между якорем и магнитопроводом управляющего электромагнита электромагнитного механизма, например, между полумуфтами дисковой фрикционной муфты.

Обоснование предлагаемого способа диагностики текущих параметров ЭМ по величине ЭДС, наведенной в его обмотке электромагнитным полем вихревых токов якоря, заключается в следующем.

При отсутствии якоря 2 коэффициент взаимной индукции  $M_1$  между обмоткой управляющего электромагнита и якорем равен нулю. Напряжение на выходном контуре  $E_1$  генератора ВЧ низковольтного напряжения 4 при условии, что внутреннее его активное сопротивление  $r_1=0$ , определится выражением:

$$\dot{E}_1 = \dot{I}_1 \left[ r_1 + j \left( \omega L_1 - \frac{1}{\omega C_1} \right) \right]. \quad (2)$$

Напряжение на индуктивности обмотки управляющего электромагнита в этом случае:

$$\dot{U}_L = \dot{I}_1 (r_1 + j\omega L_1). \quad (3)$$

Если в пространственной рабочей зоне управляющего электромагнита 1 появляется якорь 2, имеющий условную индуктивность  $L_0$  и сопротивление  $r_0$ , то магнитный поток в пространстве, обусловленный контурным током  $\dot{I}_1$  обмотки управляющего электромагнита, вызывает появление в электрическом контуре  $L_0 r_0$  тока  $\dot{I}_0$ . Контур  $L_1 r_1$  под влиянием замкнутого эквивалентного контура  $L_0 r_0$  расстраивается, что в итоге приводит к изменению напряжения  $\dot{U}_L$ .

Иными словами, при появлении якоря 2, между контуром  $L_1 C_1$  и самим якорем появится соответствующая взаимосвязь, согласно которой аналитическое выражение для подобным образом взаимосвязанных контуров запишется в виде

$$\begin{cases} \dot{E}_1 = \dot{I}_1^* \left[ r_1 + j \left( \omega L_1 - \frac{1}{\omega C_1} \right) \right] + j\omega M_1 \dot{I}_0; \\ j\omega M_1 \dot{I}_1^* + (r_0 + j\omega L_0) \dot{I}_0 = 0. \end{cases} \quad (4)$$

Так как  $r_1=0$ , то ЭДС генератора в обоих случаях будет неизменной, а во втором – изменится ток контура, т.е. станет равным  $\dot{I}_1^*$ .

Подставляя  $\dot{I}_0$  из второго уравнения системы (4) в первое уравнение, определим:

$$\dot{E}_1 = \dot{I}_1^* \left[ \left( r_1 + \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} r_0 \right) + j \left( \omega L_1 - \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} \omega L_0 - \frac{1}{\omega C_1} \right) \right], \quad (5)$$

где  $Z_0 = \sqrt{r_0^2 + \omega^2 L_0^2}$ .

Из полученного выражения видно, что в результате взаимодействия контуров  $L_1 C_1$  и  $L_0 r_0$  активное  $r_1$  и реактивное  $x_L$  сопротивления контура  $L_1 C_1$  изменились на величины

$$\Delta r_1 = \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} r_0; \quad \Delta x_L = -j \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} \omega L_0. \quad (6)$$

Рассмотрим приращения напряжения на обмотке управляющего электромагнита 1. В соответствии с (3) и (6) напряжение на обмотке с индуктивностью  $L_1$  при наличии якоря будет равно:

$$\dot{U}_L^* = \dot{I}_1^* \left[ \left( r_1 + \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} r_0 \right) + j \left( \omega L_1 - \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} \omega L_0 \right) \right] \quad (7)$$

В этом случае приращение напряжения определится из соотношения  $\Delta \dot{U}_L = \dot{U}_L^* - \dot{U}_L$ , т.е.

$$\Delta \dot{U}_L^* = \dot{I}_1^* \left[ \left( r_1 + \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} r_0 \right) + j \left( \omega L_1 - \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} \omega L_0 \right) \right] - \dot{I}_1 (r_1 + j\omega L_1) \quad (8)$$

С учетом того, что  $\dot{I}_1 = \dot{E}_1 / r_1$ , а  $\dot{I}_1^* = \dot{E}_1 / Z_1$ ,

где

$$\dot{Z}_1 = \left( r_1 + \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} r_0 \right) + j \left( \omega L_1 - \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} \omega L_0 - \frac{1}{\omega C_1} \right), \quad (9)$$

для (8) можем записать:

$$\Delta \dot{U}_L^* = \dot{E}_1 \left[ \frac{\left( r_1 + \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} r_0 \right) + j \left( \omega L_1 - \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} \omega L_0 \right)}{\left( r_1 + \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} r_0 \right) + j \left( \omega L_1 - \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2} \omega L_0 - \frac{1}{\omega C_1} \right)} - \frac{(r_1 + j\omega L_1)}{r_1} \right] \quad (10)$$

Введя обозначение  $k^2 = \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0^2}$ , будем иметь:

$$\Delta \dot{U}_L^* = \dot{E}_1 \left[ \frac{(r_1 + k^2 r_0) + j(\omega L_1 - k^2 \omega L_0)}{(r_1 + k^2 r_0) + j \left( \omega L_1 - k^2 \omega L_0 - \frac{1}{\omega C_1} \right)} - \frac{(r_1 + j\omega L_1)}{r_1} \right] \quad (11)$$

Принимаем в качестве допущения, что

$$M_1 \ll 1 \text{ и } \omega L_1 - \frac{1}{\omega C_1} = 0.$$

Тогда выражение (11) можно упростить и представить в виде:

$$\Delta \dot{U}_L^* = \dot{E}_1 \left[ \frac{(r_1 + k^2 r_0) + j(\omega L_1 - k^2 \omega L_0)}{(r_1 + k^2 r_0) - jk^2 \omega L_0} - \frac{(r_1 + j\omega L_1)}{r_1} \right] \quad (12)$$

Учтем, что добротность  $Q_1$  измерительного контура равна

$$\omega L_1 / r_1 = Q_1. \quad (13)$$

Тогда формулу (12) преобразуем к виду:

$$\Delta \dot{U}_L^* = -\dot{E}_1 \frac{r_1}{(r_1 + k^2 r_0)^2} k^2 Q_1 (\omega L_0 + jr_0). \quad (14)$$

Приняв  $\frac{r_1}{(r_1 + k^2 r_0)^2} \approx \frac{1}{r_1}$ , получим:

$$\Delta \dot{U}_L^* = -\frac{\dot{E}_1}{r_1} k^2 Q_1 (\omega L_0 + jr_0) = \frac{\dot{E}_1}{r_1} k^2 Q_1 (r_0 - j\omega L_0) e^{-j\frac{\pi}{2}} \quad (15)$$

В этом случае модуль данного приращения напряжения можно представит в виде:

$$|\Delta \dot{U}_L^*| = \frac{|\dot{E}_1|}{r_1} \cdot \frac{\omega^2 M_1^2}{r_0^2 + \omega^2 L_0^2} Q_1 \sqrt{r_0^2 + \omega^2 L_0^2} = \frac{|\dot{E}_1|}{r_1} \cdot \frac{\omega^2 M_1^2}{Z_0} Q_1 \quad (16)$$

Известно, что  $M_1$  является экспоненциальной функцией зазора  $h$ , за величину которого принимают расстояние от торца магнитопровода до поверхности проводящей среды, в нашем случае до поверхности якоря ЭМ. Исходя из этого, можем записать [22]:

$$M_1 = M_0 e^{-\frac{3h}{R_s}}, \quad (17)$$

где  $M_0$  – коэффициент взаимной индукции обмотки и ее «зеркального изображения» при нулевом зазоре;  $R_s = a + (b/2)$  – эквивалентный радиус обмотки;  $a$  – радиус внутреннего сердечника магнитопровода обмотки;  $b$  – толщина обмотки.

С учетом соотношения (17) выражение (16) окончательно можем представить в следующем виде:

$$|\Delta \dot{U}_L^*| = \frac{|\dot{E}_1|}{r_1} \cdot \frac{\omega^2 M_1^2}{r_0^2 + \omega^2 L_0^2} Q_1 \sqrt{r_0^2 + \omega^2 L_0^2} = \frac{|\dot{E}_1|}{r_1} \cdot \frac{\omega^2}{Z_0} M_0^2 Q_1 e^{-\frac{6h}{R_s}} \quad (18)$$

Согласно полученному выражению (18), величина приращения напряжения на обмотке 1 резонансного контура зависит от пространственного расположения системы связанных контуров  $L_1 C_1$  и  $L_0 r_0$ , определяемого коэффициентом  $M_1$ , рабочей частоты  $\omega$ , параметров эквивалентного контура якоря  $L_0 r_0$ , определяемых значениями  $Z_0 = \sqrt{r_0^2 + \omega^2 L_0^2}$ , а также от параметров измерительного контура, т.е. контурного тока  $\dot{I}_1 = \dot{E}_1 / r_1$  и добротности  $Q_1$ . Следует отметить, в соответствии с выражением (18),

чувствительность колебательного контура в резонансном режиме возрастает в  $Q_1$  раз.

Решая полученное уравнение относительно величины зазора  $h$  между якорем и магнитопроводом управляющего электромагнита ЭМ, получим

$$h = \frac{R_s}{6} \cdot \ln \left( \frac{|\dot{E}_1| \cdot \omega^2 \cdot M_0^2 \cdot Q_1}{|\Delta \dot{U}_L^*| \cdot r_1 \cdot Z_0} \right) = \frac{R_s}{6} \cdot \ln \left( S \cdot \frac{|\dot{E}_1|}{|\Delta \dot{U}_L^*|} \right), \quad (19)$$

где  $S = \frac{\omega^2 \cdot M_0^2 \cdot Q_1}{r_1 \cdot Z_0}$  – коэффициент преобразования управляющего электромагнита в режиме

измерительной обмотки.

Таким образом, если подать высокочастотное напряжение  $\dot{E}_1$  на колебательный контур  $L_1 C_1$ , настроенный на резонансную частоту, и при этом регистрировать изменения напряжения на этом контуре посредством измерительного устройства 6, то в соответствии с выражением (19) осуществляется непрерывный контроль величины зазора  $h$  между якорем и магнитопроводом управляющего электромагнита ЭМ в процессе его эксплуатации.

Из выражения (18) видно, что ЭДС (или напряжение) обмотки управляющего электромагнита ЭМ несет информацию не только о величине рабочего зазора между магнитопроводом и якорем, но и о целом ряде других физических параметрах якоря. Это обусловлено тем, что напряжение  $|\Delta \dot{U}_L^*|$  зависит от сопротивления  $Z_0$  якоря, которое, в свою очередь, зависит от его удельной электрической проводимости  $\sigma_0$ , от магнитной проницаемости  $\mu_0$ , от состояния поверхности, от наличия и размеров дефектов. Регистрируемое напряжение зависит и от подобных физических параметров самого управляющего электромагнита.

Применяя различные алгоритмические и аппаратные методы разделения информации об отдельных параметрах якоря и управляющего электромагнита фактически можно диагностировать текущее состояние этих функциональных узлов и контролировать рабочие режимы ЭММ в целом.

#### Выводы

Высокая степень информационной избыточности разработанного способа диагностики состояния силовых и коммутационных электромагнитных механизмов позволяет эффективно осуществлять их многопараметровый эксплуатационный контроль.

Предложенный способ диагностики состояния функциональных элементов ЭММ имеет простую схемотехническую реализацию и позволяет эффективно осуществлять оперативный неразрушающий контроль как для ЭММ с переменными, так и с постоянными источниками рабочего напряжения питания в режиме активного функционирования ЭММ.

#### Литература

1. Казаков Л.А. Электромагнитные устройства РЭА. М.: Радио и связь, 1991. 352 с.
2. Белов М.П. Технические средства автоматизации и управления. СПб: СЗТУ, 2006. 184 с.
3. Соколова Е.М. Электрическое и электромеханическое оборудование: Общепромышленные механизмы и бытовая техника. М.: Academia, 2015. 648 с.
4. Верников А.Я. Магнитные и электромагнитные приспособления в металлообработке. М.: Машиностроение, 1984. 157с.
5. Furlani E.P. Permanent Magnet and Electromechanical Devices. San Diego, Academic Press, 2001. 518 p.
6. Orthwein W. C. Clutches and Brakes: Design and Selection. CRC Press, 2004. 300p.
7. Albers A., Deters L., Feldhusen J., Leidich E. Kupplungen und Bremsen // Konstruktionselemente des Maschinenbaus 2: Grundlagen von Maschinen elementen für Antrieb sauf gaben.2006. pp.279-368.
8. Бочкарев И.В., Галбаев Ж.Т. Электромагнитные механизмы с постоянными магнитами и схемы их управления для систем автоматики. Бишкек: Илим, 2008. 274 с.
9. Isermann R. Mechatronic Systems: Fundamentals. London: Springer, 2005. 624 p.
10. Lyshevski S.E. Mechatronics and Control of Electromechanical Systems. Boca Raton: CRCPress, 2017. 486 p.
11. Карнаухов Н.Ф. Электромеханические и мехатронные системы. М.: Феникс, 2006. 320 с.
12. Бочкарев И.В. Быстродействующие электромеханические тормозные устройства для электродвигателей. М.: Энергоатомиздат, 2001. 288 с.
13. Щучинский С.Х. Электромагнитные приводы исполнительных механизмов. М.: Энергоатомиздат, 1984. 152с.
14. Popov N.P., Il'in, A.Y. Trends in development of automatically controlled pipeline valves // Chemical and Petroleum Engineering, 1995, Volume 31, Issue 3. pp 150-153.
15. Gatica C.P., Boschmann A. Enabling Self-Diagnosis of Automation Devices through Industrial Analytics. In book: Machine Learning for Cyber Physical Systems.2019.V. 9. pp 107-115.

16. Bochkarev I.V., GalbaevZh. T. Development of frictional couplings and brake with a magnetoelectric drive // *Russian Electric Engineering*. NewYork, AllertonPress, Inc. 2009. V. 80, N.7. pp. 371-375.

17. Дубров В.И. Интеллектуальная диагностика электромагнитных механизмов на базе нейронных сетей // *Современные проблемы науки и образования*. 2013. № 4. С. 40-47.

18. Гибадуллин Р.Р., Цветков А.Н., Ившин И.В., и др. Бездатчиковый метод контроля положения подвижного элемента электрической машины возвратно-поступательного действия // *Известия высших учебных заведений. Проблемы Энергетики*. 2017. Т. 19. № 7-8. С. 133-143.

19. Dovban S.N., Veselov O.V. Technical diagnostics of electromechanical systems based on the analysis of distorted output signal // *Automation and Remote Control*. 2012. V. 73, Issue 11. pp 1902-1909.

20. Bochkarev I.V., Bryakin I.V., KhramshinV.R., Voronin S.S. Diagnostics of Electromagnetic Friction Brakes and Clutches // *IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus)*. 2019. pp. 447-452.

21. Бочкарев И.В., Брякин И.В. Способ диагностики электромагнитного механизма. Патент РФ № 2659868 // Опубликовано 04.07.2018. Бюл. № 19.

22. Фрайден Дж. *Современные датчики*. М.: Техносфера, 2006. 592 с.

#### Авторы публикации

**Бочкарев Игорь Викторович** – д-р техн. наук, профессор кафедры «Электромеханика», Кыргызский государственный технический университет им. И. Раззакова, Заслуженный изобретатель КР.

**Брякин Иван Васильевич** – д-р техн. наук, профессор, заведующий лаборатории информационно-измерительных систем, Институт автоматизации и информационных систем НАН КР.

#### References

1. Kazakov LA. *REE electromagnetic devices*. M.: Radio and communications, 1991. 352 p.
2. Belov MP. *Technical means of automation and control*. St. Petersburg: SZTU, 2006. 184 p.
3. Sokolova EM *Electrical and electromechanical equipment: General industrial machinery and household appliances*. M.: Academia, 2015. 648 с.
4. Vernikov AYа. *Magnetic and electromagnetic devices in metalworking*. M.: Mechanical Engineering, 1984. 157 p.
5. Furlani EP. *Permanent Magnet and Electromechanical Devices*. San Diego, Academic Press, 2001. 518 p.
6. Orthwein WC. *Clutches and Brakes: Design and Selection*. CRC Press, 2004. 300 p.
7. Albers A., Deters L., Feldhusen J., Leidich E. Kupplungen und Bremsen. *Konstruktions elemente des Maschinenbaus 2: Grundlagen von Maschinen elementen für Antriebs aufgaben*. 2006. pp. 279-368.
8. Bochkarev IV, GalbaevZh. T. *Electromagnetic mechanisms with permanent magnets and their control circuits for automation systems*. Bishkek: Ilim, 2008. 274 p.
9. Isermann R. *Mechatronic Systems: Fundamentals*. London: Springer, 2005. 624 p.
10. Lyshevski SE. *Mechatronics and Control of Electromechanical Systems*. Boca Raton: CRC Press, 2017. 486 p.
11. Karnaukhov NF. *Electromechanical and mechatronic systems*. M.: Phoenix, 2006. 320 s.
12. Bochkarev IV. *High-speed electromechanical braking devices for electric motors*. M.: Energoatomizdat, 2001. 288 s.
13. Schuchinsky S.Kh. *Electromagnetic actuator actuators*. M.: Energoatomizdat, 1984. 152 p.
14. Popov NP, Il'in AY. Trends in development of automatically controlled pipeline valves. *Chemical and Petroleum Engineering*. 1995;31(3):150-153.
15. Gatica CP, Boschmann A. Enabling Self-Diagnosis of Automation Devices through Industrial Analytics. In book: *Machine Learning for Cyber Physical Systems*. 2019;9:107-115.
16. Bochkarev IV, Galbaev ZhT. Development of frictional couplings and brake with a magnetoelectric drive. *Russian Electric Engineering*. New York, Allerton Press, Inc. 2009; 80(7):371-375.
17. Dubrov VI. Intelligent diagnosis of electromagnetic mechanisms based on neural networks // *Modern problems of science and education*. 2013;4:40-47.
18. Gibadullin RR, Tsvetkov AN, Ivshin IV, et al. Non-sensor method for controlling the position of a movable element of an electric reciprocating machine. *News of Higher Education Institutions. ENERGY PROBLEMS*. 2017;19(7-8):133-143.
19. Dovban SN, Veselov OV. Technical diagnostics of electromechanical systems based on the analysis of distorted output signal. *Automation and Remote Control*. 2012;73(11):1902-1909.
20. Bochkarev IV, Bryakin IV, KhramshinVR, et al. *Diagnostics of Electromagnetic Friction Brakes and Clutches*. IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering

(EIconRus). 2019.pp. 447-452.

21. Bochkarev IV, Bryakin IV. *Method for diagnosing the electromagnetic mechanism*. RF patent No. 2659868. Posted on 07/04/2018. Bull. Number 19.

22. Friden J. *Modern sensors*. М.: Technosphere, 2006.592 P.

**Authors of the publication**

**Igor V. Bochkarev** – Kyrgyz State Technical University named after I. Razzakova, Bishkek, Kyrgyzstan.  
Email: elmech@mail.ru.

**Ivan V. Bryakin** – Institute of Automation and Information Technology of the National Academy of Sciences Kyrgyz Republic, Bishkek, Kyrgyzstan. Email: bivas2006@yandex.ru.

**Поступила в редакцию**

**19 марта 2020 г.**



## ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ СПОСОБ ОБНАРУЖЕНИЯ ВИТКОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ В ТРЕХФАЗНОМ ТРАНСФОРМАТОРЕ

Р.Г. Мустафин, Р.Ф. Ярыш

Казанский государственный энергетический университет

г. Казань, Россия

ramil.mustafin@gmail.com

**Резюме:** Измерены напряжения холостого хода, пропорциональные соответствующим магнитным потокам трехфазного трансформатора общего назначения с использованием дифференциальных методов, направленных на обнаружение витковых замыканий в обмотках трехстержневых трансформаторов.

Стандартный метод определения витковых замыканий основан на измерении тока холостого хода и измерении мощности потерь. В дополнение к ним для определения наличия витковых замыканий в трехфазных линейных трансформаторах предлагается применять дифференциальные методы, хорошо известные в релейной защите. Методы основаны на том, что витковое замыкание увеличивает магнитное сопротивление фазного стержня сердечника трансформатора, в фазной обмотке которого присутствует витковое замыкание. При подаче однофазного напряжения на обмотку фазы В в обмотках боковых фаз А и С линейного трехфазного трансформатора должны индуцироваться одинаковые по фазе и амплитуде напряжения. При соединении обмоток фазы А и С встречно, и измерении дифференциального сигнала разности напряжений фаз А и С происходит следующее. Если в исходном, неповрежденном состоянии, дифференциальный сигнал был близок к нулю, то витковое замыкание в одной из боковых фаз А или С вносит дисбаланс, и дифференциальный сигнал возрастает. Дифференциальный сигнал легко измерим на фоне близкого к нулю дифференциального сигнала в неповрежденном состоянии трансформатора, что обуславливает высокую чувствительность дифференциального метода к наличию витковых замыканий. При возникновении виткового замыкания на обмотке центральной фазы В необходимо учитывать дифференциальный сигнал в неповрежденном состоянии трансформатора.

**Ключевые слова:** магнитная система; дифференциальный метод; магнитный поток.

**Для цитирования:** Мустафин Р.Г., Ярыш Р.Ф. Дифференциальный способ обнаружения витковых замыканий в трехфазном трансформаторе // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т.22. № 3. С.78-89. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-78-89.

## THE DIFFERENTIAL METHOD OF DETECTING COIL CIRCUITS FAULTS IN THREE-PHASE TRANSFORMER

RG. Mustafin, RF. Yarish

Kazan State Power Engineering University

Kazan, Russia

ramil.mustafin@gmail.com

**Abstract:** Idle voltages proportional to corresponding magnetic flows of three-phase transformer of general purpose are measured using differential methods aimed at detection of inter turn fault in windings of three-leg transformers.

The standard method of determining the inter turn fault in the transformer windings is based on measuring idling current and measuring loss power. In addition, differential methods well known in relay protection are proposed to determine the presence of inter turn fault in three-phase linear transformers. The methods are based on the fact that the inter turn fault increases the magnetic resistance of the phase rod of the transformer core, in the phase winding of which there is a inter turn fault. When one-phase voltage is applied to the winding of phase B in the windings of side

*phases A and C of the linear three-phase transformer, the same voltage phase and amplitude shall be induced. When phase A and C windings are connected in opposition and differential signal is measured, voltage difference of phases A and C is as follows. If, in the original, intact state, the differential signal was close to zero, the inter turn fault in one of the side phases A or C introduces an imbalance and the differential signal increases. The differential signal is easily measured against the background of the near zero differential signal in the intact state of the transformer, which causes a high sensitivity of the differential method to the presence of inter turn fault. In case of a inter turn fault on the winding of the central phase B, it is necessary to take into account the differential signal in the intact state of the transformer.*

**Key words:** magnetic system, differential method, magnetic flux.

**For citation:** Mustafin RG, Yarish RF. The differential method of detecting coil circuits faults in three-phase transformer. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020; 22 (3):78-89. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-78-89.

### Введение

Витковое замыкание в обмотках трансформаторов является одним из распространенных видов повреждений. В ГОСТ<sup>1</sup> приведены два метода проверки измерением потерь холостого хода при малом напряжении:

- измерение потерь с приведением их к номинальному напряжению и сравнение распределения потерь с данными заводских испытаний.
- измерение потерь без приведения их к номинальному напряжению и сравнение распределения потерь по отдельным фазам трансформатора.

Измерение потерь холостого хода при малом напряжении производится на заводе для определения следующих дефектов в обмотках:

- металлических замыканий между соседними витками («витковое»);
- неодинаковое число витков в параллельно включенных цепях.

Перечень приемосдаточных испытаний в соответствии с ГОСТ<sup>2</sup>, которым должен быть подвергнут каждый трансформатор:

- проверка коэффициента трансформации и группы соединения обмоток.
- испытание электрической прочности изоляции.
- проверка потерь и тока холостого хода.
- проверка потерь и напряжения короткого замыкания.
- измерение сопротивления обмоток постоянному току.
- измерение диэлектрических параметров изоляции.

Силовые трансформаторы в различных конструктивных исполнениях являются одним из важнейших и дорогих элементов энергосистемы [1]. Неожиданный отказ силового трансформатора может привести к значительным затратам на ремонт и финансовым потерям из-за внепланового отключения. На сегодняшний день задача построения защит от витковых замыканий в обмотках трансформатора и автотрансформатора для релейной защиты остается актуальной. Так в [2] исследуется применение метода локализации для распознавания витковых замыканий в автотрансформаторе. В результате виткового замыкания в обмотке возможен неожиданный отказ силового трансформатора, что может привести к значительным затратам на ремонт и финансовым потерям из-за внепланового отключения. Много работ посвящено моделированию витковых замыканий в различных программных комплексах, например *Matlab/Simulink* [3, 4, 5, 6, 7,], *АТР-ЕМРТ* и другие [8]. В работе [9] приведен анализ, выбор и обоснование показателей, характеризующих развитие витковых замыканий, необходимых для принятия решений о выводе трансформаторов из работы до появления силовой дуги в целях предотвращения взрывов и пожаров оборудования. В ряде работ [10] рассматривается влияние количества витковых замыканий в обмотках ВН трансформатора на смещение их основных резонансных частот колебаний, определяется характер оказываемого воздействия, дается рекомендация к техническому устройству для выявления витковых замыканий. Анализ высших гармонических составляющих при диагностике измерительных трансформаторов, а также

<sup>1</sup>Трансформаторы силовые. Методы испытаний. ГОСТ 3484—77 (СТ СЭВ 1070—78, СТ СЭВ 5019—85, СТ СЭВ 5266—85), от 01.01-1978.

<sup>2</sup>ГОСТ 3484.1-88 (СТ СЭВ 1070-78) Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний. Дата введения в действие: 01.01.1990.

маломощных силовых трансформаторов посвящена работа [11] авторов Бузмакова И.Н., и др. Одним из актуальных методов, позволяющих определять возможность или невозможность дальнейшей безопасной эксплуатации оборудования, является метод частичных разрядов [12]. Обследовано радиационно-термическое развитие витковых замыканий под воздействием частичных разрядов первого рода при загрязнении обмоток трансформаторов, автотрансформаторов металлосодержащими коллоидными частицами, образующимися в трансформаторном масле в результате взаимодействия масла с конструкционными материалами (медью обмоток, железом бака, сердечника и др.).

Представленный литературный обзор свидетельствует об актуальности проблемы обнаружения витковых замыканий в обмотках силовых трансформаторов и автотрансформаторов

#### Методика исследования

Сотрудники кафедры РЗА КГЭУ в течение ряда лет занимаются исследованием витковых замыканий в обмотках трехфазного трансформатора [13,14]. Данная работа посвящена измерениям с применением дифференциальных методов, направленных на обнаружение витковых замыканий в трехфазных трехстержневых трансформаторах.

Остановимся подробнее на дифференциальном методе (рис.1, 2). Возможны две схемы магнитной системы трехфазного трансформатора: полностью симметричная по магнитной системе треугольная схема (рис.1 а, сердечники фаз А, В, С образуют симметричную трехфазную систему), и несимметричная линейная схема (рис.1 б, сердечники фаз А, В, С расположены в одну линию). Так как линейная схема магнитной системы трансформатора более дешевая, поэтому большинство трехфазных трансформаторов построены по линейной схеме.

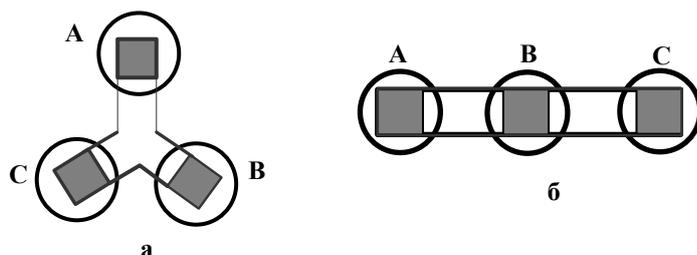


Рис.1. Варианты исполнения сердечников трехстержневых трансформаторов.

На рис. 1 а представлена полностью симметричная трехфазная схема; на рис 1б. – несимметричная линейная схема (фаза В отличается по симметрии от крайних фаз А, С).

При подключении источника переменного напряжения (поз. 8 на рис. 2) к центральной фазе В трехфазного трансформатора ток этой фазы создает в сердечниках фаз А и С одинаковые магнитные потоки, которые создают в обмотках фаз А и С одинаковые ЭДС. Обмотки фаз А и С включены встречно, поэтому датчик переменного напряжения (поз. 9 на рис. 2) покажет (в нормальном состоянии, при полной симметрии) нулевые значения. При наличии виткового замыкания в одной из фаз А или С симметрия нарушится, и датчик переменного напряжения измерит величину дисбаланса.

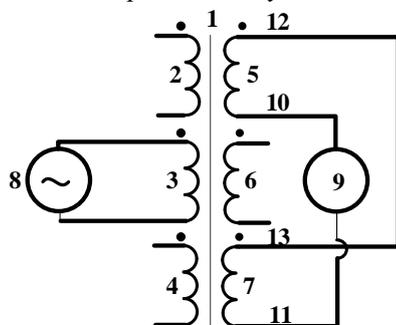


Рис. 2. Исследуемый трехфазный трансформатор.

На рис. 2. использованы следующие обозначения: 2, 3, 4 – три фазные обмотки высокого напряжения; 5, 6, 7 – три фазные обмотки низкого напряжения; 3 – фазная обмотка, выбранная в качестве питающей обмотки; 5, 7 – фазные обмотки, выбранные в качестве измерительных обмоток; 8 – источник переменного напряжения с известными

характеристиками; 9 – датчик переменного напряжения; 10, 11 – концы измерительных обмоток 5 и 7; 12, 13 – начала измерительных обмоток.

Такая симметричная картина наблюдается только при подключении источника переменного напряжения к центральной фазе *B*, в других случаях симметрия нарушается, и необходимо учитывать геометрию магнитной системы трансформатора. Ситуация полностью аналогична учету коэффициента трансформации в дифференциальных релейных защитах трансформатора. При подключении источника переменного напряжения к боковой фазе *A* (рис.3) магнитный поток  $\Phi_a$  сердечника фазы *A* равен сумме магнитных потоков других фаз ( $\Phi_b$  и  $\Phi_c$ ) и потоку рассеяния  $\Phi_p$ . При этом, поскольку длина магнитного пути фазы *B* меньше, чем длина магнитного пути фазы *C*, магнитные потоки всех трех фаз будут разные, а именно  $\Phi_a > \Phi_b > \Phi_c$

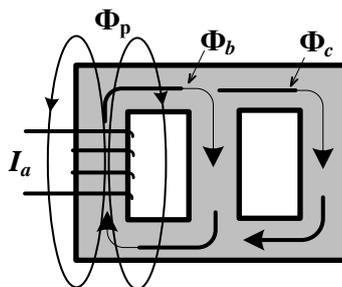


Рис.3. Распределение магнитных потоков в трехстержневом трансформаторе при подключении источника переменного напряжения к боковой фазе *A*

Согласно рис. 3 ток  $I_a$  создает магнитный поток  $\Phi_b$  в сердечнике фазы *B*, магнитный поток  $\Phi_c$  в сердечнике фазы *C*, и магнитный поток рассеяния  $\Phi_p$ . При этом в сердечнике фазы *A* имеется суммарный магнитный поток:  $\Phi_a = \Phi_p + \Phi_b + \Phi_c$ .

Для дальнейшего рассмотрения обозначим магнитные сопротивления участков сердечника трехстержневого трансформатора (рис.4).

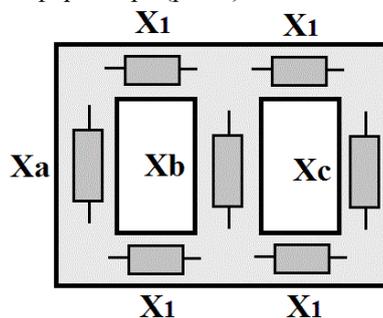


Рис.4. Магнитные сопротивления участков сердечника трехстержневого трансформатора:  $X_a, X_b, X_c$  – вертикальные участки сердечника фаз *A, B, C*;  $X_1$  – горизонтальные участки сердечника трансформатора

При таких обозначениях можно составить эквивалентную схему магнитных сопротивлений сердечника трансформатора (рис.5) аналогично эквивалентным схемам электрических цепей.

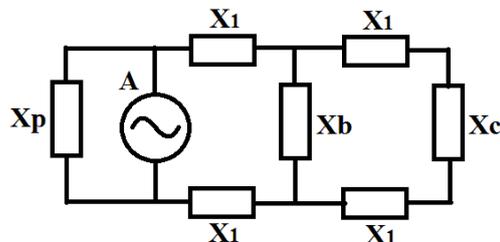


Рис.5. Эквивалентная схема магнитных сопротивлений сердечника трансформатора. *A* – фаза *A*, как источник магнитного потока

Согласно эквивалентной схеме (рис.5) магнитный поток фазы *A* распределяется по сердечникам *B, C* и потоку рассеяния в зависимости от соотношений магнитных сопротивлений сердечника  $X_1, X_b, X_c$  и магнитного сопротивления потока рассеяния  $X_p$ . магнитное сопротивление цепи фазы *C* равно:  $X_{\Sigma C} = 2 \cdot X_1 + X_c$ , соответственно соотношения магнитных потоков фаз *B* и *C* будет равно соотношению соответствующих магнитных проводимостей (1).

$$F_1 = \frac{\Phi_c}{\Phi_b} = \frac{X_b}{2X_1 + X_c} \quad (1)$$

Аналогично (1) можно записать соотношения магнитного потока рассеяния  $\Phi_p$  и суммарного магнитного потока фаз  $B$  и  $C$

$$\frac{\Phi_p}{\Phi_b + \Phi_c} = \frac{X_\Sigma}{X_p}; X_\Sigma = \frac{X_b(2X_1 + X_c)}{2X_1 + X_c + X_b} + 2X_1 \quad (2)$$

При подключении источника переменного напряжения к фазам  $B$  ( $F_2$ ) и  $C$  ( $F_3$ ) выражение (1) примет следующий вид:

$$F_2 = \frac{\Phi_c}{\Phi_a} = \frac{2X_1 + X_a}{2X_1 + X_c}; F_3 = \frac{\Phi_a}{\Phi_b} = \frac{X_b}{2X_1 + X_a} \quad (3)$$

Из выражений (1) и (3) видно, что  $F_2 = F_1 / F_3$ , таким образом  $F_2$  оказывается зависимым от  $F_1$  и  $F_3$ , и может служить проверочным для уменьшения вероятности ошибок измерения.

#### Результаты исследования

Если рассматривать только простые выражения (1) и (3), то при трех измерениях, выполненных при подключении источника переменного напряжения к фазам  $A$ ,  $B$  и  $C$ , имеется два независимых выражения  $F_1$  и  $F_3$ , из которых невозможно определить четыре неизвестные переменные  $X_1$ ,  $X_b$ ,  $X_c$  и  $X_p$ . Поэтому требуются дополнительные начальные данные, а именно определенные на исправном трансформаторе эталонные выражения  $F_{10}$ ,  $F_{20}$  и  $F_{30}$ , с которыми будут сравниваться измеренные в процессе эксплуатации трансформатора выражения  $F_1$ ,  $F_2$  и  $F_3$ . Из сравнения измеренных и эталонных значений можно будет делать вывод о наличии или отсутствии витковых замыканий трансформатора.

Считая сечение магнитопровода везде одинаковым [15], и зная длину магнитного пути сердечника трансформатора, можно рассчитать магнитные сопротивления  $X_a$ ,  $X_b$ ,  $X_c$ ,  $X_1$ . Длина магнитного пути поперечных пластин трансформатора *Trihal* мощностью 160 кВА, фирмы «SchneiderElectric», который использовался в данной работе, равна  $L_T = 85$  см, длина магнитного пути вертикальных пластин  $L_B = 103$  см. Исходя из этих длин можно определить эталонные выражения  $F_{10} = F_{30} = 0,55$  и  $F_{20} = 1$ .

Экспериментальные значения магнитных потоков фаз трансформатора  $\Phi_a$ ,  $\Phi_b$  и  $\Phi_c$  получены из измерений напряжений холостого хода, пропорциональных соответствующим магнитным потокам.

Все измерения проводились с использованием испытательного устройства РЕТОМ 21 (Источник 2, частота 50 Гц), и с помощью РЕТОМЕТРа; оба устройства фирмы «Динамика».

Витковое замыкание на сердечнике трансформатора *Trihal* создавалось двумя параллельными витками медного многожильного провода сечением  $2,5 \text{ мм}^2$  (общее сечение виткового замыкания составляет  $5 \text{ мм}^2$ ), длиной 130 см. Витки охватывали вертикальные участки сердечника и замыкались через механический выключатель, что позволило оперативно включать и отключать витковое замыкание во время измерений. Измерения проводились при витковом замыкании и в фазе  $A$  (крайняя фаза  $U$ ) и в фазе  $B$  (центральная фаза  $V$ ), поскольку фазы  $A$  и  $C$  симметричны.

**Измерения при витковом замыкании в фазе А.** Результаты приведены в табл. 1 (а, б, в, г, д, е).

Таблица 1

а) Напряжение подается на фазу  $A$  обмотки ВН<sup>3</sup>, фаза относительно напряжения  $U_{\text{вн}}$ .

$U_{\text{вн.}A(-)}$	$U_{\text{вн.}A(+)}$	$U_{\text{вн.}a(-)}$	$U_{\text{вн.}a(+)}$	$U_{\text{вн.}b(-)}$	$U_{\text{вн.}b(+)}$	$U_{\text{вн.}c(-)}$	$U_{\text{вн.}c(+)}$
297,1 В	296,9 В	3,27 В	3,26 В	2,48 В	2,47 В	0,752 В	0,749 В
$I_{\text{вн}}=5,8 \text{ мА}$	7,0 мА	$0^\circ L^4$	$0^\circ L$	$179^\circ C^5$	$179^\circ C$	$178^\circ L$	$178^\circ L$

<sup>3</sup>(-) без виткового замыкания, (+) с витковым замыканием;

<sup>4</sup> $L$  - отставание вектора измеренного напряжения по отношению к вектору поданного на фазу напряжения;

<sup>5</sup> $C$  - опережение вектора измеренного напряжения по отношению к вектору поданного на фазу напряжения.

Ток виткового замыкания - 12,7 А/174°С (фаза относительно подаваемого напряжения  $U_{вн}$ ).

Ток ВН мал, и недостаточен для измерения фазы РЕТОМЕТРОм.

б) Напряжение подается на фазу В обмотки ВН.

$U_{вн\cdot B(-)}$	$U_{вн\cdot B(+)}$	$U_{нн\cdot a(-)}$	$U_{нн\cdot a(+)}$	$U_{нн\cdot b(-)}$	$U_{нн\cdot b(+)}$	$U_{нн\cdot c(-)}$	$U_{нн\cdot c(+)}$
297,5 В	297,4 В	1,667 В	0,52 В	3,27 В	3,27 В	1,56 В	2,80 В
5,9 мА	5,8 мА	180°С	150°С	0°L	0°L	180°С	174L

Ток виткового замыкания - 2,09 А /35°L.

в) Напряжение подается на фазу С обмотки ВН.

$U_{вн\cdot C(-)}$	$U_{вн\cdot C(+)}$	$U_{нн\cdot a(-)}$	$U_{нн\cdot a(+)}$	$U_{нн\cdot b(-)}$	$U_{нн\cdot b(+)}$	$U_{нн\cdot c(-)}$	$U_{нн\cdot c(+)}$
297,4 В	297,4 В	0,903 В	0,260 В	2,35 В	3,00 В	3,27 В	3,27 В
5,8 мА	5,8 мА	178°L	152°С	179°С	178°L	0°L	0°L

Ток виткового замыкания - 1,03 А /33°L.

г) Напряжение подается на фазу А обмотки НН.

$U_{нн\cdot A(-)}$	$U_{нн\cdot A(+)}$	$U_{вн\cdot a(-)}$	$U_{вн\cdot a(+)}$	$U_{вн\cdot b(-)}$	$U_{вн\cdot b(+)}$	$U_{вн\cdot c(-)}$	$U_{вн\cdot c(+)}$
4,510 В	4,444 В	407 В	397 В	246 В	239 В	93,7 В	91,1 В
123 мА	510 мА	0°С	0°С	173°С	172°С	176°С	175°С
50°L	15°L						

Ток виткового замыкания - 17,5 А /174°С.

д) Напряжение подается, на фазу В обмотки НН.

$U_{нн\cdot B(-)}$	$U_{нн\cdot B(+)}$	$U_{вн\cdot a(-)}$	$U_{вн\cdot a(+)}$	$U_{вн\cdot b(-)}$	$U_{вн\cdot b(+)}$	$U_{вн\cdot c(-)}$	$U_{вн\cdot c(+)}$
4,512 В	4,505 В	186,5 В	58,0 В	407,7 В	407,0 В	166,0 В	332 В
90 ма	123 ма	175°С	148°С	0°L	0°L	175°С	176°L
42°L	33°L						

Ток виткового замыкания - 3,28 А /23°L.

е) Напряжение подается на фазу С обмотки НН.

$U_{нн\cdot C(-)}$	$U_{нн\cdot C(+)}$	$U_{вн\cdot a(-)}$	$U_{вн\cdot a(+)}$	$U_{вн\cdot b(-)}$	$U_{вн\cdot b(+)}$	$U_{вн\cdot c(-)}$	$U_{вн\cdot c(+)}$
4, 512 В	4,512 В	101 В	28,2 В	237 В	354 В	407,3 В	407,1 В
122 мА	128 мА	176°С	149°С	172°С	179°L	0°L	0°L
54°L	54°L						

Ток виткового замыкания – 1,26 А/35°L.

Измерения, проводимые по дифференциальному методу.

Подается напряжение на фазу В обмотки ВН, обмотка НН соединена в звезду.

$U_B=298 В; I=(-)6,0 мА/(+)5,9 мА;$

Измеренные значения напряжения и тока в фазах А и С обмотки НН составили:

$U_{(A-C)НН} = (-)0,084 В / 85L; (+)2,42 В/14°С$

При напряжении  $U_B= 297,7 В$  и токе  $I = (-)6,0 мА/(+)5,9 мА$  соответственно

$U_{(A-C)НН}=(-)0,168 В/170L, (+)2,39 В /13°С.$

Подается напряжение на фазу В обмотки НН, обмотка ВН соединена в звезду.

$U_B=4,507 В; I=(-)94.4 мА, (+)129,4 мА;$

Полученные величины напряжения в фазах А и С обмотки ВН

$U_{(A-C)ВН}= (-)10,42В /173°С, (+)248,5 В/ 9°С.$

**Измерения при витковом замыкании в фазе В.** Результаты приведены в табл. 2 (а, б, в, г, д, е)

Таблица 2

а) Напряжение подается, на фазу А обмотки ВН.

$U_{вн\cdot A(-)}$	$U_{вн\cdot A(+)}$	$U_{нн\cdot a(-)}$	$U_{нн\cdot a(+)}$	$U_{нн\cdot b(-)}$	$U_{нн\cdot b(+)}$	$U_{нн\cdot c(-)}$	$U_{нн\cdot c(+)}$
297,9 В	298,0 В	3,27 В	3,27 В	2,40 В	0,600 В	0,860 В	2,47 В
5,9 мА	5,7 мА	0°L	0°L	179°С	145°С	178°L	173°L

Ток виткового замыкания - 2,29А/41°L.

б) Напряжение подается на фазу В обмотки ВН.

$U_{вн\cdot B(-)}$	$U_{вн\cdot B(+)}$	$U_{нн\cdot a(-)}$	$U_{нн\cdot a(+)}$	$U_{нн\cdot b(-)}$	$U_{нн\cdot b(+)}$	$U_{нн\cdot c(-)}$	$U_{нн\cdot c(+)}$
298 В	297,9 В	1,696 В	1,689 В	3,27 В	3,26 В	1,543 В	1,537 В
6,0 мА	7,2 мА	180°С	179°С	0°С	0°L	179°С	179°С

Ток виткового замыкания – 12,30А/173°С.

в) Напряжение подается на фазу С обмотки ВН.

$U_{вн\cdot C(-)}$	$U_{вн\cdot C(+)}$	$U_{нн\cdot a(-)}$	$U_{нн\cdot a(+)}$	$U_{нн\cdot b(-)}$	$U_{нн\cdot b(+)}$	$U_{нн\cdot c(-)}$	$U_{нн\cdot c(+)}$
298,0 В	298 В	0,937 В	2,78 В	2,30 В	0,576 В	3,27 В	3,27 В
5,8 мА	5,7 мА	178°L	174°L	179°С	145°С	0°L	0°L

Ток виткового замыкания –  $2,18A/42^\circ L$ .г) Напряжение подается на фазу *A* обмотки НН.

$U_{\text{НН}\cdot A(-)}$	$U_{\text{НН}\cdot A(+)}$	$U_{\text{ВН}\cdot a(-)}$	$U_{\text{ВН}\cdot a(+)}$	$U_{\text{ВН}\cdot b(-)}$	$U_{\text{ВН}\cdot b(+)}$	$U_{\text{ВН}\cdot c(-)}$	$U_{\text{ВН}\cdot c(+)}$
4,457 В	4,449 В	402,8 В	402,1 В	235 В	56,7 В	96,1 В	328,4 В
122 мА	154 мА	0°L	0°L	173°С	143°С	175°С	176°С
50°L <sup>6</sup>	52°L						

Ток виткового замыкания –  $2,95A/42L$ .д) Напряжение подается на фазу *B* обмотки НН.

$U_{\text{НН}\cdot B(-)}$	$U_{\text{НН}\cdot B(+)}$	$U_{\text{ВН}\cdot a(-)}$	$U_{\text{ВН}\cdot a(+)}$	$U_{\text{ВН}\cdot b(-)}$	$U_{\text{ВН}\cdot b(+)}$	$U_{\text{ВН}\cdot c(-)}$	$U_{\text{ВН}\cdot c(+)}$
4,497 В	4,423 В	186,0 В	182,1 В	407,1 В	398,3 В	165,2 В	161,3 В
99 мА	533 мА	175°С	174°С	0°L	0°L	175°С	174°С
52°L	14°L						

Ток виткового замыкания –  $16,57A/173C$ .е) Напряжение подается на фазу *C* обмотки НН.

$U_{\text{НН}\cdot C(-)}$	$U_{\text{НН}\cdot C(+)}$	$U_{\text{ВН}\cdot a(-)}$	$U_{\text{ВН}\cdot a(+)}$	$U_{\text{ВН}\cdot b(-)}$	$U_{\text{ВН}\cdot b(+)}$	$U_{\text{ВН}\cdot c(-)}$	$U_{\text{ВН}\cdot c(+)}$
4,422 В	4,410 В	94,7 В	327,7 В	231,2 В	53,7 В	399,5 В	398,8 В
126 мА	155 мА	176°С	176°L	173°С	142°С	0°L	0°L
51°L	52°L						

Ток виткового замыкания –  $3,36 A/28L$ .

### Измерение зависимости дифференциального напряжения и тока виткового замыкания от сечения виткового замыкания

Для этого витковое замыкание формируется из одного, двух, трех, четырех параллельных витков многожильного медного провода сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ , на фазе *A* трансформатора (табл. 3). Измеряется напряжение обмотки НН между фазами *A* и *C*; Ретом 21 подключен к фазе *B* обмотки ВН,  $U_B=301,6 \text{ В}$  (табл. 4 а,б).

Таблица 3

Сечение, $\text{мм}^2$	(-) $U_{ac}$ , НН	(+) $U_{ac}$ , НН	$I_{\text{витка}}$
10	0,092 В / 87°L	2,76 В / 8°С	2,32 А / 42°L
7,5	0,081 В / 88°L	2,68 В / 9°С	2,26 А / 41°L
5	0,107 В / 98°L	2,42 В / 14°С	2,04 А / 35°L
2,5	0,110 В / 93°L	1,837 В / 24°С	1,599 А / 25°L

Таблица 4

а) Измерение зависимости дифференциального напряжения от напряжения  $U_B$  на фазе *B* обмотки ВН, витковое замыкание сечением  $10 \text{ мм}^2$ .

$U_B$	(-) $U_{ac}$ , НН	(+) $U_{ac}$ , НН
50,66В	0,039 В	0,365 В / 18°С
101,0В	0,052 В / 91°L	0,826 В / 12°С
153,2В	0,065 В / 83°L	1,312 В / 10°С
200,7В	0,076 В / 83°L	1,760 В / 9°С
251,4В	0,095 В / 84°L	2,28 В / 8°С
301,6В	0,107 В / 85°L	2,75 В / 8°С

б) Измерение зависимости дифференциального напряжения от частоты напряжения  $U_B$  в фазе *B* обмотки ВН, витковое замыкание сечением  $10 \text{ мм}^2$ .

$F(U_B)$ , Гц	(-) $U_{ac}$ , НН	(+) $U_{ac}$ , НН
50	0,110 В	2,75 В
50	0,084 В *	2,68 В *
100	0,115 В *	2,74 В *
150	0,136 В *	2,75 В *
200	0,143 В *	2,76 В *

\*- Измерения на частотах, больших 50 Гц, проводились с помощью тестера ДТ9205А, поскольку РЕТОМЕТР не предназначен для измерений на этих частотах.

### Анализ результатов измерений

Стандартные измерения тока холостого хода и потерь холостого хода [17]. Определены относительные изменения тока холостого хода и мощности потерь при наличии виткового замыкания (медный многожильный провод сечение  $5 \text{ мм}^2$ , длиной 130 см), относительно соответствующих величин при отсутствии виткового замыкания (табл. 5).

<sup>6</sup> - фаза вектора подаваемого тока относительно фазы вектора подаваемого напряжения.

Таблица 5

## Стандартные измерения тока.

Витковое замыкание	Источник напряжения подключен к НН	Отношение тока источника (с витком/без витка)	Отношение мощности потерь (с витком/без витка)	Ток в проводе виткового замыкания, $A$
в фазе $A$	фаза $A$	<b>4,1</b>	<b>6,1</b>	<b>17,5</b>
	фаза $B$	1,4	1,5	3,28
	фаза $C$	1,05	1,05	1,26
в фазе $B$	фаза $A$	1,3	1,21	2,95
	фаза $B$	<b>5,4</b>	<b>8,35</b>	<b>16,57</b>
	фаза $C$	1,2	1,20	3,36

Результаты расчета показывают существенное отличие тока и мощности потерь при подключении источника напряжения к фазе с витковым замыканием относительно случаев подключения источника напряжения к другим фазам.

Рассмотрим дифференциальные измерения, при наличии виткового замыкания (медный многожильный провод сечение  $5 \text{ мм}^2$ , длиной 130 см) в фазе  $A$ , и при подключении источника напряжения к фазе  $B$ , измеряем разность напряжений между фазами  $A$  и  $C$  (при соединении фаз по схеме «звезда») (табл. 6).

Таблица 6

## Отношение дифференциального напряжения.

	Отношение дифференциального напряжения (с витком / без витка)
Источник питания подключен к обмотке ВН, измерения проводятся на обмотке НН	21
Источник питания подключен к обмотке НН, измерения проводятся на обмотке ВН	23

Поскольку дифференциальный метод очень чувствителен к симметрии трансформатора в нормальном режиме (одинаковость магнитных сопротивлений между фазами  $A-B$  и  $B-C$ , без виткового замыкания), то остаточные намагниченности сердечника трансформатора (различающиеся по разным фазам) могут дать большой разброс измерений. При этом остаточную намагниченность формирует как предыдущие измерения, так и включение/отключение виткового замыкания.

В результате выполненных исследований выявлена необходимость плавного увеличения прикладываемого напряжения источника для проведения измерений, и также плавного уменьшения прикладываемого напряжения источника до нуля по завершению эксперимента.

Проведенные исследования показали высокую чувствительность дифференциального метода к наличию виткового замыкания в крайних фазах ( $A$ ,  $C$ ) трансформатора.

Измерения же зависимости дифференциальных измерений от сечения виткового замыкания продемонстрировали слабую зависимость дифференциального сигнала от сечения виткового замыкания. Результаты измерений приведены ниже в табл. 7.

Таблица 7

## Результаты измерений.

Сечение, $\text{мм}^2$	$I$ витка, $A$	Отношение дифференциального напряжения (с витком / без витка)
10	2,32	30
7,5	2,26	33
5	2,04	23
2,5	1,599	17

В результате измерений зависимости дифференциального напряжения ( $U_{ac}$  НН) от величины прикладываемого к фазе  $B$  обмотки ВН напряжения (сечение виткового замыкания  $10 \text{ мм}^2$ ), выявлена высокая чувствительность дифференциального метода даже при сильном уменьшении величины прикладываемого напряжения (табл. 8).

Таблица 8

Результаты измерений зависимости дифференциального напряжения.

$U_B, В$	Отношение дифференциального напряжения (с витком / без витка)
50,66	9
101,0	16
153,2	20
200,7	23
251,4	24
301,6	26

При измерениях зависимости дифференциального напряжения ( $U_{аснн}$ ) от величины прикладываемой к фазе  $B$  обмотки ВН частоты напряжения  $U_B=301,6 В$ , сечение виткового замыкания  $10 \text{ мм}^2$ . С увеличением частоты прикладываемого напряжения  $U_B$  чувствительность дифференциального метода снижается, что очевидно вызвано увеличением магнитного сопротивления сердечника трансформатора с увеличением частоты питающего напряжения (табл. 9).

Таблица 9

Результаты измерений зависимости дифференциального напряжения.

$F(U_B), Гц$	Отношение дифференциального напряжения (с витком / без витка)
50	25
50	32
100	24
150	20
200	19

Дифференциальный метод, при витковом замыкании на одной из крайних фаз ( $A$  или  $C$ ) трехфазного трансформатора, можно применять напрямую, без учета магнитных сопротивлений разных участков трансформатора. При витковом замыкании на центральной фазе  $B$ , необходим учет магнитных сопротивлений разных участков трансформатора в нормальном режиме, без повреждений [16, 17-19], а именно задание величин  $F_{10}, F_{30}$ . Для данного трансформатора *Trihal* теоретические величины, подсчитанные из линейных размеров трансформатора, равны:  $F_{10} = F_{30} = 0,55$ . Экспериментальные величины подсчитаны из отношений измеренных напряжений двух фаз (например фаз  $B$  и  $C$ , при подключении источника напряжения к фазе  $A$ ), в отсутствие виткового замыкания (табл. 10).

Таблица 10

Экспериментальные величины из отношений измеренных напряжений двух фаз.

Фаза, к которой подключается источник питания	Отношение напряжений фаз	Источник питания на обмотке ВН	Источник питания на обмотке НН
фаза $A$	$F_{10} = \frac{U_c}{U_b}$	0,36	0,41
фаза $C$	$F_{30} = \frac{U_a}{U_b}$	0,41	0,43

Видна изначальная (в отсутствие витковых замыканий) несимметрия, разность магнитных сопротивлений фаз  $A$  и  $C$ . Для однозначности примем  $F_{10}=0,41, F_{30}=0,43$ . Несимметрия магнитных сопротивлений фаз  $A$  и  $C$  проявляется и при мероприятиях по размагничиванию сердечника трансформатора, при которых на фазных обмотках НН напряжение плавно повышалось с 0 В до 12,74 В, и затем плавно уменьшалась до 0 В. При этом максимальные токи фаз уже были разные:  $I_a=234,4 \text{ мА}, I_b=192,2 \text{ мА}, I_c=246,5 \text{ мА}$ . Также наблюдается разница между теоретическими значениями  $F_{10} = F_{30} = 0,55$  и экспериментально измеренными значениями  $F_{10} = 0,41, F_{30} = 0,43$ . Данная разница может быть связана с большим количеством стыков пластин сердечника боковых фаз  $A$  и  $C$ , по сравнению со центральной фазой  $B$ .

Наличие виткового замыкания в фазе  $B$  (сечением  $5 \text{ мм}^2$ ) обнаруживалось по соотношениям измеренных и эталонных значений  $F_1/F_{10}, F_3/F_{30}$  (табл. 11).

Соотношение измеренных и эталонных значений

	Источник питания на обмотке ВН	Источник питания на обмотке НН
$F_1/F_{10}$	10	14
$F_3/F_{30}$	11	17

Выявлена высокая чувствительность дифференциального метода и для виткового замыкания на центральной фазе В.

#### Выводы

В работе исследован дифференциальный метод обнаружения витковых замыканий в трехфазных линейных трансформаторах, предложена методика дифференциальных измерений для обнаружения витковых замыканий в различных фазах трансформатора. Приведены данные измерения напряжения холостого хода, пропорциональные соответствующим магнитным потокам трехфазного линейного трансформатора общего назначения с использованием дифференциальных методов, направленных на обнаружение витковых замыканий в обмотках линейных трехсерийных трансформаторов.

В результате исследования выявлена большая чувствительность дифференциального метода по сравнению с традиционным методом тока и мощности холостого хода трансформатора.

#### Литература

1. Bhide R S.; Srinivas M.S.; Pila Voloh. Detection of inter-turn fault in transformers at incipient level // Detection of inter-turn fault in transformers at incipient level, 2014 International Conference on Electrical Machines (ICEM), 2-5 Sept. 2014.
2. Смирнова И.В., Павлова К.В., Белянин А.А. Распознавание витковых замыканий в автотрансформаторе методом локализации // Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности, Чебоксары, 18-19 октября 2018 г. С: 28-32.
3. Климова Т.Г., Смирнов В.С. Моделирование витковых замыканий в обмотках силового трансформатора в программном комплексе MATLAB/SIMULINK // Электроэнергия. передача и распределение. 2019. №: 4 (55). С. 98-105.
4. Ramesh K., Sushama M. Inter-Turn Fault Detection in Power transformer Using Wavelets // International Journal of Emerging Trends in Electrical and Electronics (IJETEE - ISSN: 2320-9569). 2014. V. 10. Issue. 10.
5. Rupali Chavhan DR., Kulkarni V.A. Negative Sequence Component for Detection of Inter-Turn Fault of Transformer // International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology. 2017. V. 6, Issue 7. July 2017, pp. 13950-13958
6. Guillena D, Olivares-Galvanb J.C., Escarela-Perez R, et al. Diagnosis of interturn faults of single-distribution transformers under controlled conditions during energization // Measurement. 2019. V. 141. pp. 24-36.
7. Новожилов А.Н., Колесников Е.Н., Новожилов Т.А. Моделирование токов в обмотках трехфазного трехобмоточного трансформатора при витковом замыкании // Технические науки: Проблемы и решения. Сборник статей по материалам 22 международной научно-практической конференции. 2019. С.149-160.
8. Diaz González G., Gómez-Aleixandre Fernández J., and Arboleya Arboleya P. (2004). Electromagnetic model of turn-to-turn short circuits in transformers, COMPEL - The international journal for computation and mathematics in electrical and electronic engineering. 2004. V. 23 N. 2. pp. 558-571.
9. Львов С.Ю. Показатели, характеризующие развитие витковых замыканий в силовых трансформаторах, и их контроль в эксплуатации // Энергетик. 2012. №6. С. 22-24.
10. Градов А.А., Макарова Н.Л. Экспериментальные исследования витковых замыканий // Электрооборудование: Эксплуатация и ремонт. 2012. №10. С. 30-35.
11. Бузмаков И.Н., Литвинов И.И., Танфилов О.В. Анализ высших гармоник тока намагничивания для выявления витковых замыканий трансформатора // Наука. Технологии. Инновации, Новосибирск, 02-06 декабря 2019 г. С.124-126.
12. Львов С.Ю., Лютко Е.О., Бондарева В.Н., и др. О развитии витковых замыканий при загрязнении обмоток трансформаторов металлосодержащими коллоидными частицами // Электрические станции. 2011. № 7. С. 43-49.
13. Дифференциальный способ обнаружения витковых замыканий в трехфазном трансформаторе. Изобретение RU2714532C1 от 14.05.2019.
14. Мустафин Р.Г. Обнаружения витковых замыканий обмоток трансформаторов по параметрам переходного процесса. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2019; №21(3):14-23.

15. Плотников Д.И., Паламарчук Д.В., Мельников Н.А., и др. Межвитковые короткие замыкания в силовых трансформаторах // Академический журнал Западной Сибири. 2017. №4 (71). Т.13 С. 28-32.

16. Градов А.А., Макарова Н.Л. Проблема выявления витковых замыканий силового трансформатора и ее решение. Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2012. № 9. С.42-47.

17. Wiszniewskia A., Solaka K., Rebizanta W, et al. International Journal of Electrical Power & Energy Systems Volume 95, February 2018. pp. 301-306. Calculation of the lowest currents caused by turn-to-turn short-circuits in power transformers.

18. Schneider Electric, Trihal, p. 37 / [https://download.schneider-electric.com/files?p\\_enDocType=Catalog&p\\_File\\_Name=%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3\\_Trihal\\_2016.pdf&p\\_Doc\\_Ref=MKP-CAT-TRIHAL-16](https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3_Trihal_2016.pdf&p_Doc_Ref=MKP-CAT-TRIHAL-16).

19 ABB Instrument Transformers: Application Guide, 2015, p. 134. <https://library.e.abb.com/public/94c2ba5a2f381077c1257df000504e0c/1HSM%209543%204000en%20IT%20Application%20Guide%20Ed4.pdf>.

#### Авторы публикации

**Мустафин Рамиль Гамилович** – канд. физико-математических наук, доцент, доцент кафедры «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», Казанский государственный энергетический университет.

**Ярыш Равия Фоатовна** – канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», Казанский государственный энергетический университет.

#### References

1. Bhide RS; Srinivas MS, et al. *Detection of inter-turn fault in transformers at incipient level*. Detection of inter-turn fault in transformers at incipient level, 2014 International Conference on Electrical Machines (ICEM), 2-5 Sept. 2014. doi: 10.1109/ICELMACH.2014.6960387.

2. Smirnova IV, Pavlova KV, Belyanin AA. Recognition of loop closures in the autotransformer by localization method. *Problems and prospects of development of power engineering, electrical engineering and energy efficiency*. Cheboksary, October 18-19, 2018. pp. 28-32.

3. Klimova TG, Smirnov VS. Modeling of loop closures in the windings of a power transformer in the software complex MATLAB / SIMULINK . *Electric Power. transmission and distribution*. 2019;4 (55):98-105.

4. Ramesh K, Sushama M. Inter-Turn Fault Detection in Power transformer Using Wavelets. *International Journal of Emerging Trends in Electrical and Electronics*. 2014;10(10).

5. Rupali Chavhan DR., Kulkarni VA. Negative Sequence Component for Detection of Inter-Turn Fault of Transformer. *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*. 2017;6(7):13950-13958.

6. Guillena D, Olivares-Galvanb JC, Escarela-Perez R., et al. Diagnosis of interturn faults of single-distribution transformers under controlled conditions during energization. *Measurement*. 2019;141:24-36. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2019.03.044>.

7. Novozhilov AN, Kolesnikov EN, Novozhilov TA. Modeling of currents in the windings of a three-phase three-winding transformer with a loop closure. *Technical Sciences: Problems and solutions*. Collection of articles based on the materials of the 22 th international scientific and practical conference. 2019.P. 149-160.

8. Díaz González G, Gómez-Aleixandre Fernández J. and Arboleya Arboleya P. (2004), Electromagnetic model of turn- to-turn short circuits in transformers, COMPEL - The international journal for computation and mathematics in electrical and electronic engineering. 2004;23(2):558-571. <https://doi.org/10.1108/03321640410510749>.

9. Lviv SYu. Indicators that characterize the development of loop closures in power transformers, and their control in operation. *Energetik*. 2012;6:22-24.

10. Gradov AA, Makarova NL. *Experimental studies of loop closures. Electrical Equipment: Operation and repair*. 2012;10:30-35.

11. Buzmakov IN, Litvinov II, Tanfilov OV. Analysis of the higher harmonics of the magnetization current for detecting transformer loop closures. *Nauka. Technologies. Innovations*. Novosibirsk, 02-06 December 2019, pp. 124-126.

12. Lviv SYu, Lyutko EO, Bondareva VN. On the development of loop closures in case of contamination of transformer windings with metal-containing colloidal particles. *Electric stations*. 2011;7:43-49.

13. *Differential method for detecting loop closures in a three-phase transformer*. The invention RU2714532C1 from 14 may 2019.

14. Mustafin RG. Detecting short circuits of the windings of transformers in the parameters of the transition process. News of higher educational institutions. *ENERGY PROBLEM*. 2019;21(3):14-23. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2019-21-3-14-23>.

15. Plotnikov DI, Palamarchuk DV, Melnikov NA, et al. Inter-turn short circuits in power transformers. *Academic journal of Western Siberia*. 2017;4(71):13:28-32.

16. Gradov AA, Makarova NL. The Problem of detecting loop closures of a power transformer and its solution. *Electrical equipment: operation and repair*. 2012;9:42-47.

17. Wiszniewskia A, Solaka K, Rebizanta W., et al. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 2018;95:301-306. *Calculation of the lowest currents caused by turn-to-turn short-circuits in power transformers*. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.08.028>.

18. Schneider Electric, Trihal, p.37 / [https://download.schneider-electric.com/files?p\\_enDocType=Catalog&p\\_File\\_Name=%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3\\_Trihal\\_2016.pdf&p\\_Doc\\_Ref=MKP-CAT-TRIHAL-16](https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3_Trihal_2016.pdf&p_Doc_Ref=MKP-CAT-TRIHAL-16)

19. ABB Instrument Transformers: Application Guide, 2015, p. 134 / <https://library.e.abb.com/public/94c2ba5a2f381077c1257df000504e0c/1HSM%209543%2040-00en%20IT%20Application%20Guide%20Ed4.pdf>.

#### **Authors of the publication**

**Ramil G. Mustafin** – Kazan State Power Engineering University. Email: [ramil.mustafin@gmail.com](mailto:ramil.mustafin@gmail.com).

**Raviya F. Yarish** – Kazan State Power Engineering University.

**Поступила в редакцию**

**23 марта 2020г.**

# ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО- ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



УДК621.311.6:621.317.1

DOI:10.30724/1998-9903-2019-21-90-96

## РАДИОЧАСТОТНЫЙ ГЕНЕРАТОР И ПРОГРАММАТОР ИМПУЛЬСНЫХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ ДЛЯ РЕЛАКСОМЕТРА ПМР

Чан Ван Тунг, Р.С. Кашаев

Казанский государственный энергетический университет  
г. Казань, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6057-2367>, [tvtung@cnd.edu.vn](mailto:tvtung@cnd.edu.vn)

**Резюме:** Описан генератор резонансной радиочастоты (РЧ) с шагом изменения частоты 50 кГц в диапазоне 5÷20 МГц и импульсный программатор РЧ-импульсов на основе ПЛИС для релаксометра протонного магнитного резонанса (ПМР). С использованием алгоритма прямого цифрового синтеза (ПЦС), генератор РЧ имеет возможность генерировать РЧ с коротким временем переключения и высоким разрешением по частоте и фазе. Для генерации последовательностей РЧ-импульсов используется программатор, реализованный в программируемой логической интегральной схеме (ПЛИС) и управляемый вспомогательным контроллером ПЦС в соответствии с требуемыми последовательностями и параметрами импульсов. Проведено тестирование генератора методом компьютерного моделирования в программе QuartusII 12.1 и показана возможность синтеза последовательностей РЧ-импульсов с фазами 0,  $\pi/2$ ,  $\pi$ ,  $3\pi/2$  с подстройкой резонансной частоты.

**Ключевые слова:** радиочастота, программатор импульсов, ПЛИС, релаксометр ПМР.

**Благодарности:** Авторы благодарны кафедре Приборостроения и мехатроники Казанского государственного энергетического университета за поддержку в создании оборудования.

**Для цитирования:** Чан Ван Тунг, Кашаев Р.С. Радиочастотный генератор и программатор импульсных последовательностей для релаксометра ПМР // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3. С. 90-96. doi:10.30724/1998-9903-2019-21-90-96.

## RADIOFREQUENCY GENERATOR AND PROGRAMMER OF PULSE SEQUENCES FOR NMR RELAXOMETER

Tran Van Tung, R.S. Kashaev

Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia  
[nckien@cnd.edu.vn](mailto:nckien@cnd.edu.vn)

ORCID<sup>1</sup>: <https://orcid.org/0000-0001-6057-2367>, [tvtung@cnd.edu.vn](mailto:tvtung@cnd.edu.vn)

**Abstract:** Described the generator of resonance radiofrequency with the step of change 50 kHz in the range 5÷20 MHz and pulse programmer of the pulse sequences for relaxometer of proton magnetic resonance (PMR). Using algorithm of direct digital synthesis (DSP), the RF generator has the ability to produce RF signal with a short switching time and high

*resolution in frequency and phase. To facilitate the generation of RF pulses, used the pulse programmer implemented in the FPGA directed by the auxiliary controller DSP to generate RF pulses with required sequences and parameters. Realized the testing of the generator by method of computer modelling in the program Quartus II 12.1 and was shown the opportunities of synthesis of RF-pulses sequences with the phases  $0$ ,  $\pi/2$ ,  $\pi$ ,  $3\pi/2$  with resonance frequency tuning.*

**Key words:** radiofrequency, pulse programmer, FPGA, relaxometer NMR.

**Acknowledgments:** The authors are grateful to the Department of Instrument Engineering and Mechatronics of Kazan State Power Engineering University for supporting research equipment.

**For citation:** Tran Van Tung, Kashaev RS. Radiofrequency generator and programmer of pulse sequences for PMR relaxometer. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020;22 (3):90-96. doi:10.30724/1998-9903-2019-21-90-96.

### Введение

Протонная магнитная резонансная релаксометрия (ПМР-релаксометрия) является областью РЧ-спектроскопии, предоставляющая широкие возможности для анализа смесей веществ в их разных фазах [1-3].

В структурной схеме и функциональных возможностях релаксометра ПМР определяющее значение принадлежит стабильности и способности к перестройки генераторарезонансной радиочастоты с малым шагом изменения частоты в широком диапазоне частот и импульсному программатору РЧ-импульсов с радиочастотным заполнением. Необходимо, чтобы программатор генерировал требуемые импульсные последовательности с коротким временем переключения и высоким разрешением по частоте и фазе. Чтобы адаптировать радиочастотные импульсы к различным последовательностям, их ширина и промежутки между импульсами, частота и амплитуда должны быть конфигурируемыми и программируемыми.

Традиционно синтез частоты достигается тремя способами: аналоговое микширование, фазовая автоподстройка частоты и прямой цифровой синтез. С развитием современных технологий, метод прямого цифрового синтеза (ПЦС), становится наиболее распространенным выбором для построения источника радиочастоты и РЧ-импульсов. В частности, для генератора последовательности импульсов ПМР-релаксометра этот метод имеет преимущество [4,5] и используется, кроме того, в качестве источника радиочастоты. Основная функция импульсной части ПМР-релаксометра заключается в создании шаблонов последовательности импульсов, что достигается с большей точностью, чем в цепях аналоговых схем.

Данная статья описывает детали реализации техники ПЦС и импульсного программатора с использованием программируемой логической интегральной схемы (ПЛИС). Ранее прямой цифровой синтез был реализован в импульсном ЯМР-релаксометре [6], и показал ряд преимуществ. ПЛИС благодаря своей реконфигурируемой функции является также самой популярной технологией для реализации и тестирования новых схемотехнических решений и алгоритмов [7-10].

### Материалы и методы

Радиочастотный генератор и программатор импульсов релаксометра ПМР может быть основан на алгоритме прямого цифрового синтеза (ПЦС) [8,11] путем генерации сигналов с помощью их цифровой обработки. Блок-схема ПЦС показана на рис. 1.

В цифровом блоке «Счетчик условного времени – Микропрограммное устройство-Аккумулятор фазы-Преобразователь фазы-амплитуда» генерируется изменяющийся во времени сигнал, а затем с помощью ЦАП он преобразуется в аналоговую форму. Поскольку операции являются цифровыми, это обеспечивает быстрое переключение между выходными частотами, лучшее разрешение по частоте. Выходной уровень ЦАП обновляется синхронно с основными часами. Поскольку на выходных фронтах тактовых импульсов имеются дискретные изменения выходного напряжения, на выходе ПЦС содержится сигнал с основной частотой наряду со многими высшими гармониками. Высшие гармоники отфильтровываются, пропуская их через фильтр низких частот [12-14].

Основными компонентами ПЦС являются фазовый аккумулятор, также называемый фазово-амплитудным преобразователем. Его максимальная выходная частота зависит от тактовой частоты и Слова настройки программы, которое хранится в регистре

частоты. Двоичное число в частотном регистре обеспечивает основной вход для фазового аккумулятора. Аккумулятор фазы представляет собой счетчик с переменным модулем, который увеличивает число, хранящееся в нем, каждый раз, когда он получает тактовый импульс.

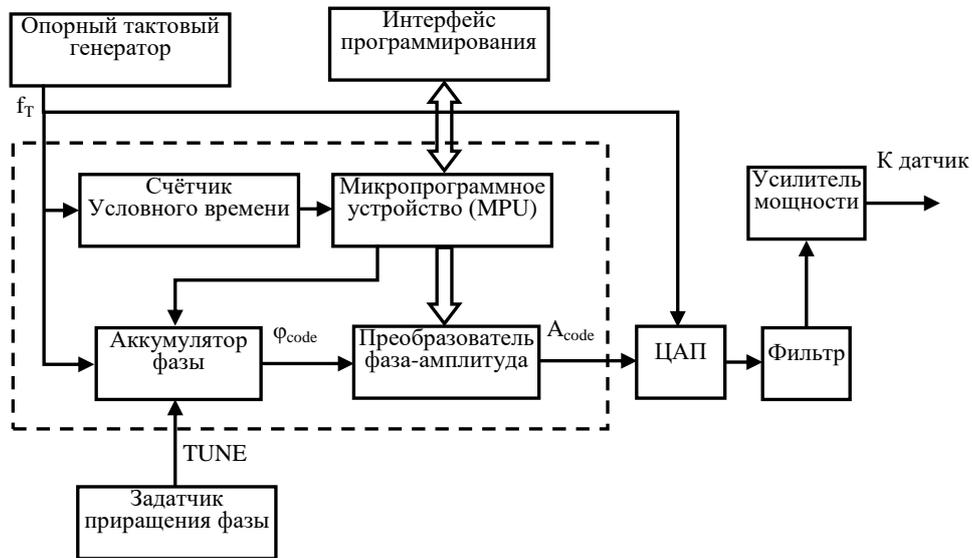


Рис. 1. Структурная схема генератора на основе ПЦС

Частота на выходе генератора зависит от сигнала  $TUNE$  в соответствии с выражением

$$f_{\text{сигт}} = f_T \frac{TUNE}{2^{N_{\text{acc}}}}$$

где  $f_T$  – опорная тактовая частота. То есть частоту в соответствии с теоремой Котельникова можно задавать с шагом  $(f_T/2^{N_{\text{acc}}})$  в пределах от 0 до  $f_T/2$ , где  $f_{\text{сигт}}$  – выходная частота ПЦС,  $N_{\text{acc}}$  – длина фазового аккумулятора.

Программируемый генератор импульсов встроен в ПЛИС, где конечный автомат был впервые написан с использованием редактора диаграмм состояний активного программного обеспечения *HDL*. Программатор импульсов должен генерировать временные последовательности, модулировать РЧ импульс перед его подачей в блок передатчика и приемника. Другая функция программатора импульсов заключается в изменении фазы РЧ-импульсов, чтобы наблюдать затухание свободной индукции или спиновое эхо запуском ПЦС в соответствующих фазовых точках [14-15].

Функции сигналов, генерируемых генератором импульсов:

- включить передатчик: то есть включить усилитель мощности РЧ-импульсов и в течение определенного времени возбуждать ядра образца, находящегося в датчике, модулированными РЧ-импульсами, длительности которых составляют 1-20 мкс;
- включить приемник на время, в течение которого приемник (усилитель сигналов ПМР) готов принять сигнал и отправить его на цифровой демодулятор;
- триггером включается блок сбора информации (1 -10 сек);
- РЧ фазовый контроль служит для изменения фазы ВЧ импульса ( $0^\circ, 90^\circ, 180^\circ, 270^\circ$ ).

Импульсы с программатора показаны на рис.2.

ПЦС запрограммирован на генерирование ВЧ частоты (опорная частота). Этот сигнал направляется через фазовращатель, который контролируется программатором импульсов. Сдвиг фазы предназначен для подачи импульсов по направлению разных осей во вращающейся системе координат в векторной модели.

РЧ модулирующий импульс может состоять из одного  $90^\circ$ -го импульса для наблюдения затухания спада свободной индукции или из двух импульсов для наблюдения сигнала спинового эха. Код *VerilogHDL* записан для импульсов:  $90^\circ$ -го в направлении оси x, и  $180^\circ$ -го в направлении y.

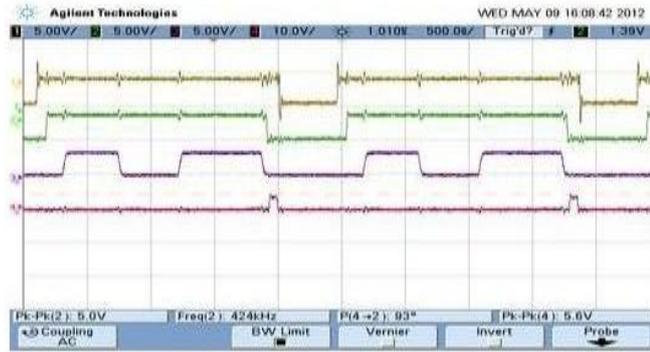


Рис.2. РЧ-импульсы с программатора

Последовательность двух импульсов показана на рис.3.

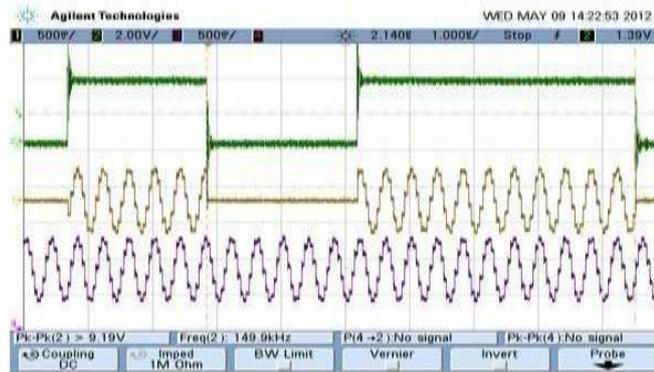


Рис.3. Два импульса ( $90^\circ$  по оси x и  $180^\circ$  по оси y) на экране осциллографа

Релаксометр ПМП-ПМП-*NP2п* разработан под *USB*-порт, резонансную частоту 18.45 МГц, (Рис.4). Он состоит из четырех основных модулей: передатчика, датчика, приемника и модуля ПЛИС с прикладным программным обеспечением (рис.5), содержащим ПЦС и программатор импульса, описанные выше.

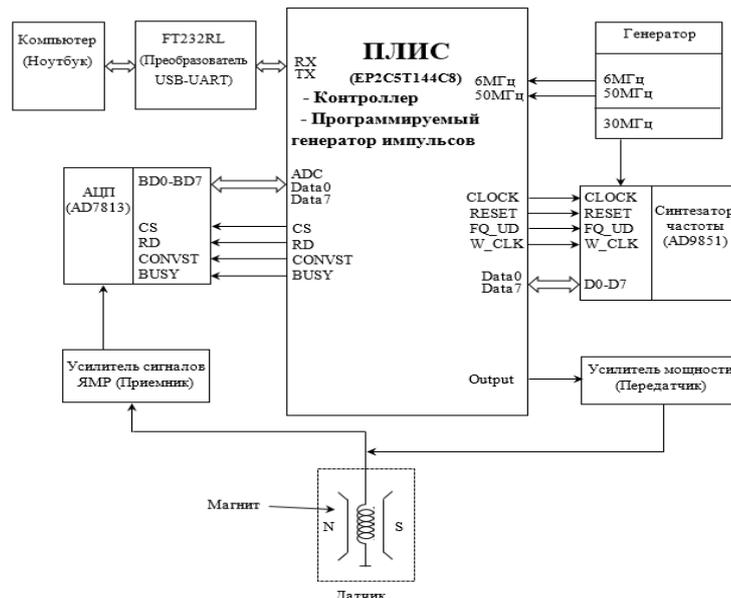


Рис.4. Блок-схема релаксометра ПМП-*NP2п*

Программа генерации последовательностей импульсов с ПЦС, сформированная в среде проектирования автоматизированных структур на ПЛИС *Altera Quartus II* показана на рис. 5.

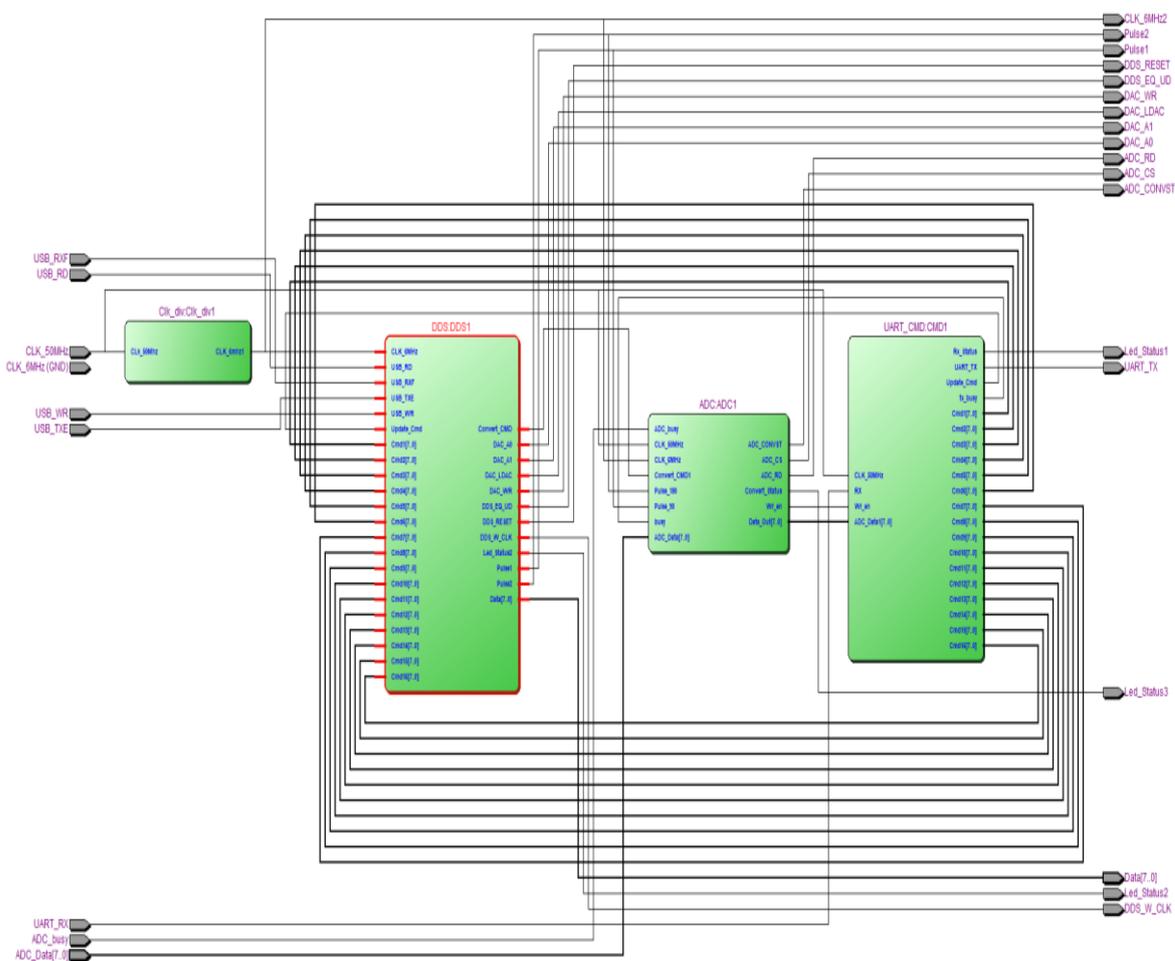


Рис. 5. Программа генерации последовательных импульсов с ПЦС, сформированная в среде проектирования автоматизированных структур на ПЛИС *AlteraQuartus II*

### Заключение

В статье описан генератор резонансной радиочастоты (РЧ) с шагом изменения частоты 50 кГц в диапазоне 5÷20 МГц и импульсный программатор РЧ-импульсов на основе ПЛИС для релаксометра ПМР-*NP2п*. Через алгоритм прямого цифрового синтеза (ПЦС) разработан генератор резонансной частоты с коротким временем переключения и высоким разрешением по частоте и фазе. Для формирования последовательностей импульсов используется программатор, реализованный в программируемом ПЛИС и управляемый от ПЦС в соответствии с требуемыми параметрами импульсов. Проведено тестирование генератора методом компьютерного моделирования в программе *QuartusII 12.1i* и показана возможность синтезирования последовательностей РЧ-импульсов с фазами 0,  $\pi/2$ ,  $\pi$ ,  $3\pi/2$  с подстройкой резонансной частоты.

### Литература

1. Кашаев Р.С., А.Н.Темников., Тунг Ч.В., и др. Релаксометр протонного магнитного резонанса // Приборы и техника эксперимента. 2019. № 2. С.145-148.
2. Mitchell J., Gladden L.F., Chandrasekerat.C., et al. Low-field permanent magnets for industrial process and quality control // Progress in nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy. 2014. V. 76. pp. 1-60.
3. Кашаев Р.С., Сунцов И.А., Киен Н.Т., др. Экспресс-метод и аппаратура протонного магнитного резонанса для измерения плотности нефтей // Журнал прикладной спектроскопии. 2019. Т.86. №2. С.263-268.
4. Лапшенков Е.М., Волков В.Я. Миниатюризация генератора последовательностей радиочастотных импульсов ЯМР-релаксометра // Современные наукоемкие технологии. 2017. № 9. С.42-47. AnalogDevices, CMOS 125 MHz complete DDS synthesizer, AD9850
5. Голушко Д.А., Лысенко А.В., Калаев М.П. Цифровой генератор прямого синтеза для формирования многоканального испытательного сигнала с плавающей частотой // Надежность и качество сложных систем. 2015. № 4(12). С. 73-78.

6. Волков В.Я. ЯМР в низких магнитных полях. Состояние и перспективы применения // Приборы. 2016. № 9. С. 21–27.
7. Соловьев В.В. Основы языка проектирования цифровой аппаратуры Verilog. М.: Горячая линия Телеком, 208 с. Доступно по: URL: <https://helpiks.org/6-33261.html> Ссылка активна на: 28.09.2019.
8. Афшин Одабай. Система питания ПЛИС AlteraArria 10 FPGA и Arria 10 SOC: проверенные решения для управления питанием // Вестник электроники. 2016. №1(55) С. 42-043.
9. Preeti Hemnani., Rajarajan A.K., Gopaljoshi., et al. FPGA based RF pulse generator for NQR/NMR spectrometer // Procedia Computer Science. 2016. V. 93. N. 6-8. pp. 161-168.
10. URL: <https://www.rlocman.ru/review/article.html?di=143994> (дата обращения 28.09.2019)
11. Иванов Д.В., Иванов В.А., Чернов А.А. Теоретические основы метода прямого цифрового синтеза радиосигналов для цифровых систем связи // Вестник ПГТУ. Радиотехнические и инфокоммуникационные системы. 2012. №1. С. 30–34.
12. M. Suchenek and T. Starecki. Programmable pulse generator based on programmable logic and direct digital synthesis // Review of Scientific instruments. 2012. V. 83. N12. pp. 642-647.
13. Мершиев И.Г., Куприянова Г.С., Портативный ЯМР Релаксометр. Патент РФ на изобретение №156063. 27.10.2015. Бюл. №30. Доступно по: [https://yandex.ru/patents/doc/RU156063U1\\_20151027](https://yandex.ru/patents/doc/RU156063U1_20151027). Ссылка активна на 18 октября 2019.
14. Муравьев Л.А., Долманский Ю.К. Программное обеспечение ЯМР-Релаксометра // Уральский геофизический вестник. 2010. №1(16). С.33-39.
15. Zalesskiy S.S., Danieli E., Blumich B., et al. Miniaturization of nMR Systems: Desktop Spectrometers, Microcoil Spectroscopy, and «PMR on a Chip» for Chemistry, Biochemistry, and Industry // Chem. Rev. 2014.V. 114. pp. 5641-5694.

#### Авторы публикации

**Чан Ван Тунг** – аспирант, Казанский государственный энергетический университет.

**Каиаев Рустем Султанхамитович** – д-р техн. наук, профессор кафедры «Приборостроение и мехатроника», Казанский государственный энергетический университет.

#### References

1. Kashaev RS, A.N.Temnikov, Tung Ch.V., et al. Relaksometr protonnogo magnitnogo rezonansa. *Pribory i tekhnika eksperimenta*. 2019;2: 145-148.
2. Mitchell J, Gladden LF, Chandrasekerat C, et al. Low-field permanent magnets for industrial process and quality control. *Progress in nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*. 2014;76:1-60.
3. Kashaev RS, Sunstov IA, Kien N.T., et al. Ekspress-metod i apparatura protonnogo magnitnogo rezonansa dlya izmereniya plotnosti neftei. *Zhurnal prikladnoi spektroskopii*. 2019; 2(86): 263-268.
4. Lapshenkov EM, Volkov VYa. Miniaturizatsiya generatora posledovatel'nostei radiochastotnykh impul'sov YaMR-relaksometra. *Sovremennye naukoemkie tekhnologii*. 2017;9:42-47. AnalogDevices, CMOS 125 MHzcompleteDDSsynthesizer, AD9850.
5. Golushkoyu DA, Lysenko AV, Kalaev MP. Tsifrovoy generator pryamogo sinteza dlya formirovaniya mnogokanal'nogo ispytatel'nogo signala s plavayushchei chastotoi. *Nadezhnost' I kachestvo slozhnykh sistem*. 2015;4(12):73-78.
6. Volkov VYa. PMR in low magnetic fields. *Status and application prospects*. Devices. 2016;9: 21-27.
7. Soloviev VV. Basics of the design language of digital equipment Verilog. М.: Hot line Telecom, 2014. 208 p Available at: /URL: <https://helpiks.org/6-33261.html>. Accessed to: 28 sept.2019
8. Afshin Odabai. Sistema pitaniya PLIS AlteraArria 10 FPGA i Arria 10 SOC: proverennye resheniya dlya upravleniya pitaniem. *Vestnik elektroniki*.2016;1(55):42-43.
9. Preeti Hemnani, Rajarajan A.K, Gopal joshi, et al. FPGA based RF pulse generator for NQR/NMR spectrometer. *Procedia Computer Science*. 2016;93(6-8):161-168.
10. URL: <https://www.rlocman.ru/review/article.html?di=143994>. Accessed 28.sept.2019.
11. Ivanov DV, Ivanov VA, Chernov AA. Teoreticheskie osnovy metoda pryamogo tsifrovogo sinteza radiosignalov dlya tsifrovyykh sistem svyazi. *Vestnik PGTU. Radiotekhnicheskie i infokommunikatsionnye sistemy*. 2012;1:30-34.
12. Suchenek and Starecki T M. Programmable pulse generator based on programmable logic and direct digital synthesis. *Review of Scientific instruments*. 2012;83(12):642-647.

13. Mershev IG, Kupriyanova GS, Portativnyi. *YaMR Relaksometr*. Patent RF na izobretenie №156063. 27.10.2015. Byul. №30. Available at: [https://yandex.ru/patents/doc/RU156063U1\\_20151027](https://yandex.ru/patents/doc/RU156063U1_20151027). Accessed: 18 oct 2019.

14. Murav'ev LA, Dolomanskii YuK. *Programmnoe obespechenie YaMR-Relaksometra. Ural'skii geofizicheskii vestnik*. 2010;(16):33-39.

15. Zalesskiy SS, Danieli E, Blumich B, et al. *Miniaturization of nMR Systems: Desktop Spectrometers, Microcoil Spectroscopy, and «PMR on a Chip» for Chemistry, Biochemistry, and Industry* Chem. Rev. 2014;114:5641-5694.

#### **Authors of the publication**

*Tran Van Tung* – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia. Email: tvtung@cnd.edu.vn.

*Rustem S. Kashaev* – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

*Поступила в редакцию*

*17 февраля 2020 г.*



## МОДЕЛЬ СОБСТВЕННЫХ ГАРМОНИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ ПРОВОДА ДЛЯ ЗАДАЧ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Д.А. Ярославский, В.В. Нгуен, М.Ф. Садыков, М.П. Горячев, А.А. Наумов

Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия  
goryachev91@mail.ru

**Резюме:** В статье обосновывается актуальность обследования воздушных линий электропередач путем определения механических нагрузок проводов. Провод под действием сил, вызванных давлением ветра, раскачивается и ведет себя в пролете как маятник. Инклинометрическим методом можно определять колебания провода в пространстве с высокой точностью. Восстановив геометрию провода в пролете воздушной линии электропередачи, можно определить механические нагрузки. Для оценки механических нагрузок провода воздушной линии электропередачи выводится модель собственных гармонических колебаний провода в пролете. Математическая модель провода основана на математических моделях гибкой нити и физического маятника. Провод - физический маятник, где в качестве тела выступает провод, а в роли неподвижной оси вращения – прямая, проходящая через точки подвеса провода. Разработанная модель позволяет по периоду колебаний провода в пролете определять стрелу его провеса. В статье рассмотрены алгоритмы расчета стрелы провеса провода для двух случаев: точки подвеса провода находятся на одной высоте; точки подвеса провода находятся на различных высотах. Приводится теоретический расчет для модели пролета воздушной линии электропередачи с оценкой чувствительности разработанной модели и её погрешности при определении стрелы провеса провода. По стреле провеса провода можно восстановить его геометрию, а значит и механические нагрузки провода. Зная исходные геометрические параметры пролета воздушной линии и текущий период колебаний провода, можно проводить обследование ее текущего состояния.

**Ключевые слова:** воздушная линия электропередачи, мониторинг воздушных линий, стрела провеса, колебания провода, механические нагрузки, провод.

**Для цитирования:** Ярославский Д.А., Нгуен В.В., Садыков М.Ф., Горячев М.П., Наумов А.А. Модель собственных гармонических колебаний провода для задач мониторинга состояния воздушных линий электропередачи // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3 С. 97-106. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-97-106.

## MODEL OF OWN HARMONIC CONDUCTOR OSCILLATIONS FOR TASKS OF MONITORING THE STATUS OF AIRLINE POWER TRANSMISSION LINES

DA. Yaroslavskiy, VV. Nguyen, MF. Sadykov, MP. Goryachev, AA. Naumov

Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia  
goryachev91@mail.ru

**Abstract:** The article substantiates the relevance of the inspection of overhead power lines by determining the mechanical loads of the conductors. The conductor sways under the action of external loads and variable internal mechanical loads. The conductor behaves in span like a pendulum. Using the inclinometric method, it is possible to determine the deviations of the conductor in space from its equilibrium position. Having restored the geometry of the conductor in the span of an overhead power line, mechanical loads can be determined. A model of the harmonic oscillations of the conductor in flight is derived to assess the mechanical loads of the conductor overhead power lines. This mathematical model is based on mathematical models of a flexible thread and a model of a physical pendulum. A conductor is a physical pendulum, where the conductor acts as the body, and in the role of the fixed axis of rotation, a straight line passing

*through the suspension points of the conductor. The developed model allows you to determine the arrow of its sag from the period of oscillations of the conductor in the span. The article considers algorithms for calculating the conductor sag arrows for two cases: the conductor suspension points are at the same height; conductor suspension points are at different heights. A theoretical calculation is given for a model of a span overhead power line with an estimate of the sensitivity of the developed model and its error in determining the sag of the conductor. Using the arrow of the conductor sag, you can restore its geometry, and hence the mechanical load of the conductor. Therefore, knowing the initial geometric parameters of the span of the overhead power line and the current period of the conductor's oscillations, it is possible to examine its current state.*

**Keywords:** *overhead power transmission lines, monitoring of power transmission lines, sag, conductor's oscillations, mechanical loads, conductor.*

**For citation:** Yaroslavskiy DA, Nguyen VV, Sadykov MF, Goryachev MP, Naumov AA. Model of own harmonic conductor oscillations for tasks of monitoring the status of airline power transmission lines. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020; 22 (3): 97-106. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-97-106.

### Введение

Рынки мировой энергетики в перспективе до 2035 года будут расти благодаря увеличению спроса на энергию в развивающихся странах (определяется процессами растущей индустриализации и урбанизации регионов Азии и Африки и ростом численности населения) [1].

Основным звеном при передаче электрической энергии от электростанций или подстанций к потребителю являются воздушные линии электропередачи (ВЛ). Протяжённость ВЛ в Российской Федерации составляет свыше 2,8 млн. км. Электросетевое хозяйство стремительно устаревает. Уровень износа оборудования достигает 70% [2]. Однако, в связи с ростом спроса на электроэнергию и вводом в строй новых участков ВЛ, повышается необходимость их полноценного обследования в целях повышения надежности их работы.

Конструктивные элементы ВЛ испытывают как горизонтальные (например, механические напряжения в натянутом проводе/тросе), так и вертикальные нагрузки (например, от собственного веса или от веса провода/троса). Провода и тросы являются элементами ВЛ, на которых в большей степени наблюдаются изменения механических нагрузок ввиду изменения силы натяжения провода/троса в зависимости от температуры и образования на нём гололёдно-изморозевых отложений [3], а также колебаний от порывов ветра.

Превышение механической нагрузкой предела прочности элемента ВЛ может привести к его повреждению: обрыв провода/троса, разрушение либо срыв изолятора, междуфазное короткое замыкание вследствие «пляски проводов» и др.

Механические нагрузки проводов ВЛ преимущественно оцениваются двумя методами: прямым определением (благодаря использованию тензометрических датчиков [4,5,6] либо косвенно (инклинометрические методы, основанные на определении угла наклона провода с помощью датчиков ускорения – акселерометров) [7,8,9,10]. Наряду с большим количеством достоинств, метод взвешивания обладает и рядом недостатков, а именно: необходимостью вносить изменения в линейную арматуру и высокой стоимостью [11]; отсутствием систем обнаружения для ВЛ напряжением 35 кВ и ниже. В свою очередь, инклинометрический метод надёжен, прост и не требует внесения изменений в конструкцию ВЛ, но обладает погрешностями измерения угла наклона датчика (акселерометра) и погрешностями, связанными с пересчётом угла наклона в силу натяжения провода [7,12].

Таким образом, необходима достаточно точная локализация проблемного участка ВЛ или дефекта, так как часто проезд вдоль воздушных линий электропередачи затруднён, а скорость устранения аварийной ситуации напрямую связана с понесёнными убытками. При этом, повышение качества обследования ВЛ должно сопровождаться минимальными финансовыми вложениями, то есть желательно использование аппаратной базы существующих систем мониторинга состояния ВЛ. Наиболее оптимальным вариантом является построение системы мониторинга на основе инклинометрического метода, сочетающего в себе надёжность, высокую точность определения углов отклонения датчика, а также простоту установки устройства контроля с набором датчиков на провод ВЛ.

Провод под действием сил, вызванных давлением ветра, раскачивается. Инклинометрическим методом можно определять отклонения провода в пространстве от его положения равновесия в плоскости качания с высокой точностью. Таким образом, провод в пролете ВЛ можно представить в качестве физического маятника и в дальнейшем использовать в разрабатываемой модели собственных гармонических колебаний провода.

**Модель собственных гармонических колебаний провода в пролете (без учета различной высоты у точек подвеса провода)**

Физический маятник – тело, совершающее под действием силы тяжести колебания вокруг неподвижной горизонтальной оси, не проходящей через центр тяжести тела. Провод ВЛ можно представить в качестве физического маятника, где в качестве тела выступает провод, а в роли неподвижной оси – прямая, проходящая через точки подвеса провода.

Представим провод в пролете как абсолютно жесткую монолитную изотропную конструкцию, имеющую только одну вращательную степень свободы, относительно оси, проходящей через точки подвеса (рис.1).

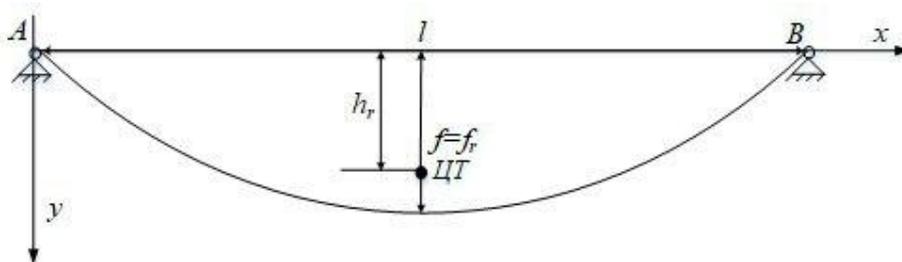


Рис. 1. Модель провода ВЛ, как физического маятника, с обозначением основных геометрических параметров при точках подвеса на одинаковой высоте:  $l$  – расстояние по горизонтали между двумя соседними точками подвеса (длина пролета), м;  $f$  – параметр разности высот между наивысшей точкой подвеса в пролете и низшей точкой провода в пролете (в данном случае равен стреле провеса провода  $f_r$ ), м;  $h_r$  – расстояние от центра отрезка с вершинами в точках подвеса провода А и В до центра тяжести провода ВЛ, м.

В формулу для определения периода колебания физического маятника входят 4 параметра:  $g$  – ускорение свободного падения,  $h_r$  – расстояние между центром тяжести (ЦТ) и осью вращения,  $m$  – масса тела,  $I$  – момент инерции относительно оси, вокруг которой совершаются колебания:

$$T = 2\pi \sqrt{\frac{I}{mgh_r}}$$

Момент инерции провода можно определить по следующей формуле:

$$I = \int_0^l y^2 dm,$$

где  $y$  – расстояние от оси вращения до бесконечно малого участка провода, м.

Расстояние от центра отрезка с вершинами в точках подвеса провода А и В до центра тяжести провода ВЛ по оси  $y$ :

$$h_r = \frac{1}{m} \int_0^l y dm,$$

где масса бесконечно малого элемента провода  $dm = q ds$ ;  $q$  – погонная масса провода (кг);

$ds$  – длина бесконечно малого элемента провода, м.

Длина бесконечно малого элемента провода при смещении вдоль горизонтальной оси на расстояние  $x$  [13]:

$$ds = \sqrt{1 + y'^2} dx, \tag{1}$$

где  $|y'|$  – производная по оси  $x$ .

При малых углах провиса  $|y'|$  будет мал по сравнению с единицей. Поэтому выражение 1 можно разложить в ряд и оставить только два первых члена:

$$ds = (1 + \frac{1}{2} y'^2) dx. \tag{2}$$

При отсутствии разницы высот опор ВЛ уравнение провода принимает следующий вид:

$$y = \frac{1}{a} \left( \frac{l}{2} x - \frac{x^2}{2} \right), \text{ где } a = \frac{l^2}{8f}, \quad (3)$$

где  $l$  – длина пролета, м;  $f$  – стрела провеса провода, м.

Определим расстояние от центра оси качания до центра качаний.

Тогда 
$$L_k = \frac{I}{mh_r} = \frac{q \int_0^l y^2 \left( 1 + \frac{y^2}{2} \right) dx}{q \int_0^l y \left( 1 + \frac{y^2}{2} \right) dx},$$
 после подстановки выражения (3),

интегрирования и упрощения, при условии, что  $l \gg f$ , уравнение примет вид:

$$L_k = \frac{I}{mh_r} = \frac{4f(7l^2 + 8f^2)}{7(5l^2 + 8f^2)} \approx \frac{4f}{5}.$$

Тогда  $T = 2\pi \sqrt{\frac{4f}{5g}}$ , с Выражая стрелу провеса из периода, получим:

$$f = \frac{5gT^2}{16\pi^2} \approx 0,31T^2, \quad (4)$$

где  $T$  – период колебаний в секундах.

При углах колебания более  $15^\circ$  необходимо вносить поправку, чтобы погрешность определения  $f$  не превышала 0,5% [14].

$$f = \frac{5gT^2}{16\pi^2 \left( 1 + \frac{1}{2^2} \sin^2 \frac{\theta_M}{2} + \frac{1}{2^2} \frac{3^2}{4^2} \sin^4 \frac{\theta_M}{2} + \dots \right)}, \quad (5)$$

где  $\theta_M$  – максимальное угловое смещение провода (физического маятника).

Таким образом, разработанная модель собственных гармонических колебаний провода в пролете с точками подвеса на одной высоте позволяет определять стрелу провеса провода, исходя из данных по периоду колебаний провода. Для более точного определения стрелы провеса необходимы данные о максимальном угловом смещении провода в пролете.

#### Модель собственных гармонических колебаний провода в пролете, учитывающая разность высот

Представим провод в пролете как абсолютно жесткую монолитную изотропную конструкцию, имеющую только одну вращательную степень свободы, относительно оси проходящей через точки подвеса, находящиеся на различной высоте (рис.2).

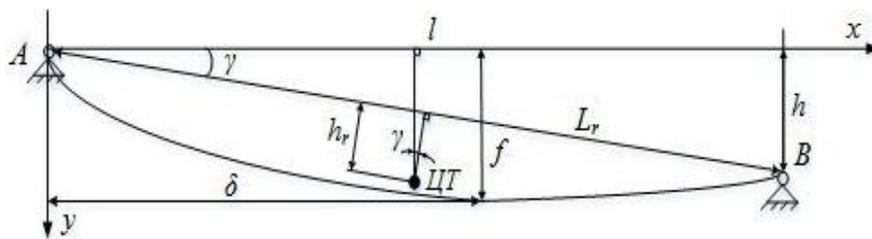


Рис. 2. Модель провода ВЛ, как физического маятника, с обозначением основных геометрических параметров при точках подвеса на различной высоте:  $L_r$  – расстояние между точками подвеса, м;  $l$  – длина пролета, м;  $f$  – параметр разности высот между наивысшей точкой подвеса и нижней точкой провода в пролете, м;  $h$  – разность высот точек подвеса, м;  $h_r$  – расстояние от центра отрезка с вершинами в точках подвеса провода А и В до центра тяжести провода ВЛ, м;  $\delta$  – расстояние от точки подвеса до нижней точки провода, м;  $\gamma$  – острый угол между горизонтальной прямой и прямой, проходящей через точки подвеса провода, град.

Момент силы, действующий на провод относительно этой оси вращения, проходящей через точки подвеса А и В провода:

$$\tau = -mgh_r \cos \gamma \sin \theta.$$

где  $\theta$  – угол отклонения провода от положения устойчивого равновесия в плоскости качания. На основании второго закона Ньютона;

$$\tau = I \frac{d^2\theta}{dt^2}.$$

При малых углах колебаний уравнение баланса системы имеет вид гармонического уравнения:

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} + \frac{mgh_r \cos \gamma}{I} = 0.$$

Решением данного уравнения является:

$$\theta = \theta_M \cos\left(\frac{2\pi t}{T} + \varphi\right),$$

$$T = 2\pi \sqrt{\frac{I}{mgh_r \cos \gamma}}.$$

Из рис.2 следует, что высота до центра тяжести равна:

$$h_r = (y_{cm} - x_{cm} \operatorname{tg} \gamma) \cos \gamma = y_{cm} \cos \gamma - x_{cm} \sin \gamma.$$

В интегральном виде

$$h_r = \frac{\cos \gamma}{m} \int_0^l y dm - \frac{\sin \gamma}{m} \int_0^l x dm,$$

$$dm = q ds, \tag{6}$$

где  $ds = \sqrt{1 + y'^2} dx$ .

Выражение приемлемо для  $ds$  определить в соответствии с выражением (2).

Момент инерции найдем как:

$$I = \int_0^l (y \cos \gamma - x \sin \gamma)^2 dm. \tag{7}$$

Расстояние от оси вращения до центра качаний приведенная к математическому маятнику (длина подвеса):

$$L_k = \frac{I}{mh \cos \gamma} = \frac{\int_0^l (y \cos \gamma - x \sin \gamma)^2 \left(1 + \frac{1}{2} y'^2\right) dx}{\cos \gamma \int_0^l (y \cos \gamma - x \sin \gamma) \left(1 + \frac{1}{2} y'^2\right) dx}. \tag{8}$$

В этом выражении учтены формулы 2,6,7 и то, что  $m$  и  $q$  сокращаются.

Уравнения параболического провиса [13].

$$y = \frac{1}{a} \left( \delta x - \frac{x^2}{2} \right), \quad y' = \frac{\delta - x}{a}, \quad \delta = \frac{l}{2} + \frac{h}{l} a. \tag{9}$$

При вычислении коэффициента  $a$  необходимо учитывать поправку, в соответствии с выражением 5, при углах колебания  $\theta_M$  более  $15^\circ$ .

Подставим в 8 выражения 9 и учтем, что  $\cos \gamma = \frac{l}{L_r}$ ,  $\sin \gamma = \frac{h}{L_r}$ , после интегрирования и серии упрощений найдем:

$$L_k = \frac{l^2 (l^4 + 56a^2 l^2) + 28a^2 h^2}{14a (l^4 + 40a^2 l^2 + 20a^2 h^2)}. \tag{10}$$

Расстояние от оси вращения до центра качаний можно найти, зная период колебаний:

$$L_k = \frac{gT^2}{4\pi^2}. \quad (11)$$

Решая (10) относительно  $a$ , заключаем, что оно имеет вид кубического уравнения с единственным действительным корнем.

Найдя коэффициент параболы  $a$ , из уравнений (9) можно вычислить параметр  $f$ , подставив вместо  $x$  величину  $\delta$ :

$$f = \frac{\delta^2}{2a}.$$

Выражение (10) можно упростить, пренебрегая малыми членами  $28a^2h^2$  и  $20a^2h^2$ :

$$L_k = \frac{l^2(l^2 + 56a^2)}{14a(l^2 + 40a^2)}, \quad (12)$$

что даст погрешность менее 0,1%, при условии, что  $h < l/10$ .

В соответствии с формулой (11) может быть определено расстояние от оси вращения до центра качаний. В соответствии с выражением (12) определяется параметр  $a$ . Используя параметр  $a$ , можно найти значение стрелы провеса провода. Из чего можно сделать вывод, что при  $h \ll L$  центр качаний, а следовательно и период собственных колебаний не зависит от разности высот  $h$ , при прочих неизменных параметрах полета. Однако, следует учитывать и то, что параметр  $a$  зависит от параметра  $h$ .

Вертикальное расстояние от самой нижней точки кривой до оси вращения (стрела провеса провода для случая с точками подвеса, находящимися на различной высоте согласно ПУЭ [17]):

$$f_p = f - \delta \operatorname{tg} \alpha = f - \delta \frac{h}{l}.$$

Найдя координаты центра тяжести и проведя перпендикуляр на ось вращения через него, найдем расстояние, проходящее через центр тяжести от кривой (провода) до оси вращения. Оно же будет максимальным расстоянием между проводом и осью вращения провода. По ходу преобразований, пренебрегая малыми величинами, получим стрелу, эквивалентную стреле провеса без разницы высот:

$$f_3 = \frac{l^3}{8a\sqrt{l^2 + h^2}} \approx \frac{l^2}{8a}.$$

Следовательно, разрабатываемая модель собственных гармонических колебаний провода в пролете позволяет учитывать разность высот между точками подвеса провода. При этом, есть возможность определения как параметра «стрела провеса провода», так и такого параметра, как «максимальное расстояние между проводом и его осью вращения». Параметр «максимальное расстояние между проводом и его осью вращения» позволяет оценить возможность возникновения схлестывания проводов на обследуемой ВЛ.

#### **Численный пример расчета пролета воздушной линии электропередачи в соответствии с моделью собственных гармонических колебаний провода**

Произведем теоретический расчет для модели пролета ВЛ с проводом марки А-70 в пролёте длиной 50 метров при изменении периода колебаний провода от 1,4 с до 2 с.

Стрелу провеса провода найдем по формуле 4 через период его колебаний. Результаты расчета приведены на рис.3.

Из диаграммы на рис.2 видно, что с увеличением периода колебаний провода увеличивается и стрела его провеса.

Чувствительность модели собственных гармонических колебаний провода в пролете по параметру  $T$  может быть посчитана по следующей формуле [15].

$$S_T = \frac{df}{dT}.$$

Тогда чувствительность разработанной модели можно найти по следующей формуле:

$$S_T = \frac{5gT}{8\pi^2} \approx 0,62T.$$

Чувствительность разработанной методики при изменении периода колебаний провода от 1,4 с до 2 сварьируется от 0,870 м/с до 1,243 м/с.

Погрешность определения стрелы провеса провода определяется в соответствии со следующей формулой:

$$\Delta f = \frac{df}{dT} \Delta T.$$

При измерении периода колебаний провода с частотой дискретизации 1000 Гц измерения угла качения провода будут проводиться каждую миллисекунду. Следовательно, погрешность определения стрелы провеса провода, вносимая измерениями для рассматриваемого здесь случая не превышает 0,0012 м, что составляет 0,097% от максимальной стрелы провеса в данном случае.

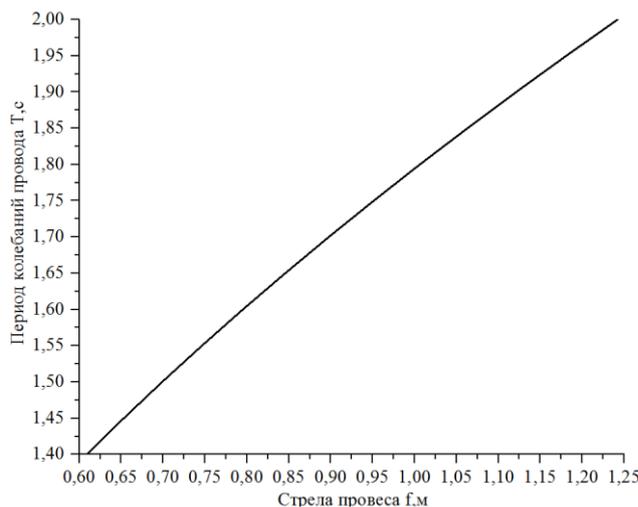


Рис.3. Связь стрелы провеса провода с периодом его колебаний

### Результаты и обсуждение

Разработанная модель собственных гармонических колебаний провода позволяет определить стрелу провеса провода (наиболее важный параметр для определения текущих механических нагрузок на провод ВЛ [16]). При этом, благодаря измерению периода колебаний провода, стрела провеса определяется с высокой точностью (погрешность порядка 0,1% при одинаковой высоте точек подвеса). Кроме того, есть возможность определения максимального расстояния между проводом и его осью вращения, что позволяет оценить возможность схлестывания проводов на ВЛ.

Используя стрелу провеса, провода можно восстановить геометрию провода в пролете, т.е. его длину. Зная исходную силу натяжения провода и определяя его текущее удлинение можно оценить силу натяжения [8], под которой находится провод в текущих условиях. По силе натяжения можно оценить уровень опасности текущих механических нагрузок на обследуемой ВЛ. Следовательно, зная исходные геометрические параметры пролета ВЛ и текущий период колебаний провода, можно проводить обследование ее текущего состояния.

### Заключение

Разработана модель собственных гармонических колебаний провода на основе математических моделей гибкой нити и модели физического маятника. Данная методика позволяет определять стрелу провеса провода по его колебаниям относительно своего равновесного положения. Причем, точность определения стрелы провеса зависит от частоты измерений положения провода в пространстве (увеличение частоты дискретизации измерений повышает точность определения стрелы провеса провода). От стрелы провеса провода можно перейти к определению механических нагрузок провода ВЛ, что позволяет оценивать их текущее состояние.

Однако, разработанная модель нуждается в экспериментальном подтверждении и на данный момент доказывается лишь теоретическая возможность определения стрелы провеса провода по периоду его колебаний.

Кроме того, в дальнейшем потребуются оценка влияния на колебания провода ВЛ такого фактора внешней среды, как ветровое воздействие.

Модель собственных гармонических колебаний провода является результатом дальнейших исследований, изложенных в работах [17, 8]. Для разработки и практической реализации методики определения механических нагрузок проводов ВЛ на основе модели собственных гармонических колебаний провода предполагается использование разработанного ранее технического решения в виде измерительного устройства мониторинга механических параметров ВЛ [18].

Разработанная модель определения механических нагрузок проводов ВЛ планируется к апробации на системе СМГ-16, введённой в опытную эксплуатацию в ПАО «Татнефть».

#### Литература

1. План мероприятий («дорожная карта») «Энерджинет» Национальной технологической инициативы // Инновационный ТЭК проект Минэнерго России. Доступно по URL: [https://in.minenergo.gov.ru/energynet/docs/DK\\_energynet.pdf](https://in.minenergo.gov.ru/energynet/docs/DK_energynet.pdf). Дата обращения: 28.02.2020.
2. Боков Г. Техническое перевооружение российских электрических сетей. Сколько это может стоить? // Новости Электротехники. 2002. №2(14).
3. Сацук Е.И. Программно-технические средства мониторинга воздушных линий электропередачи и управления энергосистемой в экстремальных погодных условиях: дис. ... д-ра тех. наук // Новочеркасск, 2011. 314 с.
4. Макартичан С.В., Ким Д. С. Информационно-измерительная система контроля гололедных отложений на проводах ЛЭП // Энерго-и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. 2017. №. 2. С. 7-11.
5. Минуллин Р.Г. Современные методы обнаружения гололеда на проводах воздушных линий электропередачи часть 1. Методы прогнозирования и взвешивания проводов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2013. №. 7-8. -С. 68-78.
6. Костиков И. Система мониторинга «САТ-1»-эффективная защита ВЛЭП от гололеда // Электроэнергия. Передача и распределение. 2011. №. 1-4. С. 32-35.
7. Макаров В.Г., Федотов А. И, Басыров Р. Ш., Вагапов Г. В.. Моделирование воздушной линии электропередачи в пакете Matlab/Simulink // Вестник Казанского технологического университета. 2017. Т. 20. № 13. С.93-96.
8. Ярославский Д.А., Садыков М.Ф., Иванов Д.А., и др. Методика контроля ГИО на воздушных линиях электропередачи с учетом разрегулировки с использованием датчиков беспроводных каналов связи // Журнал технических и прикладных наук АИПС. 2017. Т. 12. -№ 22. С. 6479-6482.
9. Федотов А., Курт С., Войт С., Вагапов Г. Концепция системы обнаружения ледяных отложений на воздушных линиях электропередачи, теория и практические результаты // Материалы 9-го Международного научного симпозиума по электроэнергетике, Электроэнергетика 2017. С. 297-300.
10. Отто Т. Интегрированные микросистемы для интеллектуальных приложений // Датчики и материалы. 2018. Т. 30. №. 4. С. 767-778.
11. Засыпкин А.С., Щуров А.Н., Тетерин А.Д. Применение датчиков гололедной нагрузки и датчиков продольного тяжения проводов Вл для оценки опасности гололедной обстановки // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. 2018. №2 (198).
12. Петров В. С., Дубровская Т. И. Механический расчет проводов и тросов воздушных линий как основа расчета надежности конструкций // Интернет-журнал Науковедение. 2015. Т. 7. №. 6 (31). С.11-13.
13. Меркин Д.Р. Введение в механику гибкой нити. М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1980. 240 с.
14. Джанколи Д. Физика: В 2-х т. Т. 1: Пер. с англ.-М.: Мир, 1989.-656 с.
15. Андреев В.Я., Антонюк Е.М., Душин Е.М. Основы метрологии и электрические измерения / Е.М. Душина. 6-е изд., перераб. и доп. Л.: Энергомашиздат. Ленингр. отд-ние, 1987. – 480 с.
16. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ // М., ОАО «ВНИИЭ». ПУЭ. изд. 7-е. Глава 2.5. 2003.
17. Горячев М.П., Садыков М.Ф., Ярославский Д.А. Способ контроля механических параметров воздушных линий электропередачи на основе улучшенной инклинометрии // Энергетика: исследования, оборудование, технологии. 2019. Т.21 (3). С. 160-171.
18. Садыков М.Ф., Горячев М.П., Ярославский Д.А., Иванов Д.А., Корышкин И.М. Устройство оперативного мониторинга технического состояния высоковольтных линий электропередачи. Патент РФ №185311, 29.11.2018. // Патент России №2018120028.2018. Бюл. № 34.

#### Авторы публикации

**Ярославский Данил Александрович** – канд техн. наук, старший преподаватель кафедры «Теоретические основы электротехники» (ТОЭ), Казанский государственный энергетический университет.

**Садыков Марат Фердинантович** – д-р техн. наук, доцент, заведующий кафедрой «Теоретические основы электротехники» (ТОЭ), Казанский государственный энергетический университет. E-mail: s-marik@yandex.ru, sadykov@kgeu.ru.

**Горячев Михаил Петрович** – старший преподаватель кафедры «Теоретические основы электротехники» (ТОЭ), Казанский государственный энергетический университет. E-mail: goryachev91@mail.ru.

**Нгуен Ван Ву** – аспирант, Казанский государственный энергетический университет.

**Наумов Анатолий Алексеевич** – д-р физико-математических наук, профессор кафедры «Теоретические основы электротехники» (ТОЭ), Казанский государственный энергетический университет.

#### References

1. Action PLAN ("road map") "Energinet" of the National technological initiative INNOVATIONS in the fuel and energy sector project of the Ministry of energy of Russia. Available at :URL: [https://in.minenergo.gov.ru/energynet/docs/DK\\_energynet.pdf](https://in.minenergo.gov.ru/energynet/docs/DK_energynet.pdf). Accessed to: 28 feb 2020.

2. Bokov G. *Technical re-equipment of Russian electric networks*. How much can it cost? *Electrical Engineering News*. 2002. №2(14).

3. Satsuk EI. *Software and technical means of monitoring overhead power transmission lines and power system management in extreme weather conditions*: dis. ... doctor of technical Sciences. Novocheboksarsk, 2011. 314 p.

4. Mortician SV, Kim DS. Information-measuring system of control of ice deposits on the wires of power lines. *Energy and resource saving: industry and transport*. 2017;2:7-11.

5. Minullin RG. Modern methods of detecting ice on overhead power lines part 1. Methods of forecasting and weighing wires. *News of higher educational institutions. Energy problems*. 2013;7-8:68-78.

6. Kostikov I. monitoring System "SAT-1" - effective protection of overhead lines from ice. *Electric Power. Transmission and distribution*. 2011;1-4:32-35

7. Makarov VG, Fedotov AI, Basyrov RSh, et al. Modeling of an overhead power transmission line in the Matlab/Simulink package. *Bulletin of the Kazan technological University*. 2017;20(13):93-96.

8. Yaroslavsky DA, Sadykov MF, Ivanov DA, et al. Methodology of ice coating monitoring on overhead transmission lines considering misalignment using wireless communication channel sensors. *ARNP Journal of Engineering and Applied Sciences*. –2017;12(22):6479-6482.

9. Fedotov A, Kurth S, Voigt S, et al. Concept for an ice detection system on overhead power lines, theory and practical results. Proceedings of the 9th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, *Elektroenergetika* 2017. pp. 297–300.

10. Otto T. Integrated Microsystems for Smart Applications. *Sensors and Materials*. 2018;30(4):767-778.

11. Zasyplin AS, Shchurov AN, Teterin AD. Application of icy load sensors and sensors of longitudinal tension of Overhead line wires for assessing the danger of icy conditions. *University news. North Caucasus region. Series: Technical Sciences*. 2018;2 (198).

12. Petrov VS, Dubrovskaya TI. Mechanical calculation of wires and cables of overhead lines as a basis for calculating the reliability of structures. *Online journal Naukovedenie*. 2015;7:6 (31):11-13.

13. Merkin DR. *Introduction to the mechanics of flexible thread*. Moscow: Nauka. Main edition of physical and mathematical literature, 1980. 240 p.

14. Giancoli D. *Physics*: In 2 vols. T. 1: Trans. from English-M.: Mir, 1989. 656 p.

15. Andreev VYa, Antonyuk EM, Dushin EM. *Fundamentals of Metrology and electrical measurements*. - 6th ed., reprint. and extra. L.: Energiimidt. Leningr. otd-nie, 1987. 480 p.

16. Overhead power transmission lines with a voltage higher than 1 Kv. M, JSC "VNIIE". PUE.

ed. 7-e. Chapter 2.5-2003.

17. Goryachev MP, Sadykov MF, Yaroslavskiy DA. Method for control the mechanical parameters of overhead power lines based on improved inclinometry. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2019;21(3):160-171.

18. Sadykov MF, Goryachev MP, Yaroslavsky DA, et al. *A device for operational monitoring of the technical condition of high-voltage power lines*. RF patent №185311, 11.29.2018. Russian Patent N. 2018120028. 2018. Bull. Number 34.

#### **Authors of the publication**

*Danil A. Yaroslavskiy* – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

*Marat F. Sadykov* – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia. E-mail: sadykov@kgeu.ru.

*Mikhail P. Goryachev* – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia. E-mail: goryachev91@mail.ru.

*Wu V. Nguyen* – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

*Anatoly A. Naumov* – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

*Поступила в редакцию*

*29 апреля 2020 г.*