

cy]. *Vestnik Bryanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta [Bulletin of Bryansk State Technical University]*, 2019. No. 5. Pp. 32–43.

15. Efremenkov E.A., Bonnard E. Power Parameters Automated Calculation for Transmission with Intermediate Rolling Bodies and Free Cage. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 2020. Vol. 795. 6 p.

16. Molyneux W.G. The internal bevel gear and its applications. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part G: Journal of Aerospace Engineering*, 1997. No. 211(1). Pp. 39–61.

17. Prudnikov A.P. Thermal analysis of transmission with intermediate rolling bodies. *AER-Advances in Engineering Research*, 2018. Vol. 158. Pp. 338–342.

18. Anur'ev V.I. *Spravochnik konstruktora mashinostroitel'ya [Mechanical Engineer Designer Handbook]*, Moscow, 2001. Vol. 3. Pp. 671.

#### Информация об авторах

*Лустенкова Екатерина Сергеевна* – старший преподаватель кафедры основ проектирования машин, Белорусско-Российский университет, г. Могилев, Республика Беларусь, e-mail: [fittsova@gmail.com](mailto:fittsova@gmail.com)

#### Information about the authors

*Ekaterina S. Lustenkova* – Senior Lecturer of the Subdepartment of Fundamentals of Machine Design, Belarusian-Russian University, Mogilev, the Republic of Belarus, e-mail: [fittsova@gmail.com](mailto:fittsova@gmail.com)

DOI 10.26731/1813-9108.2021.1(69).50-57

УДК 621.331

## Определение технического состояния трансформаторов собственных нужд при построении системы мониторинга цифровой тяговой подстанции

О. А. Сидоров✉, В. Л. Незевак, В. М. Филиппов

*Омский государственный университет путей сообщения, г. Омск, Российская Федерация*

✉ [egt@omgups.ru](mailto:egt@omgups.ru)

#### Резюме

В статье рассматриваются аспекты определения технического состояния трансформаторов собственных нужд при создании системы мониторинга технического состояния оборудования цифровой тяговой подстанции. На техническое состояние силового оборудования оказывают влияние климатические, эксплуатационные и технологические факторы. Современные системы мониторинга технического состояния силового оборудования на основании измерений на работающем оборудовании обеспечивают его устойчивую работу, сигнализируют о критических отклонениях показателей работы и оценивают прогнозный ресурс работы. При диагностических измерениях трансформаторов собственных нужд предложено проводить измерения следующих показателей работы и параметров: нагрузка и уровень напряжения (со стороны ВН); температура верхних слоев масла; уровень масла; шум и вибрации бака; влагосодержание масла; внешний вид основных узлов (проверка целостности). Анализ данных измерений при определении технического состояния трансформаторов собственных нужд включает в себя ретроспективный анализ изменения данных испытаний при техническом обслуживании, данных измерений в рабочем режиме, уровня и скорости изменения диагностических данных. Оценка и прогноз технического состояния трансформаторов осуществляются в рамках предлагаемой экспертной системы, учитывающей данные испытаний и измерений диагностических параметров и электрических величин. Рассмотренная система мониторинга технического состояния трансформаторов собственных нужд тяговых подстанций входит в единую систему мониторинга состояния оборудования, построение которой связано с проектом цифровой тяговой подстанции. Предлагаемые решения соответствуют концепции перехода к системе технического обслуживания по текущему состоянию, повышению надежности работы оборудования и предотвращению аварийных событий.

#### Ключевые слова

тяговая подстанция, трансформатор собственных нужд, техническое состояние трансформатора, прогнозный ресурс работы, диагностические параметры, нормативные требования, цифровая тяговая подстанция

#### Для цитирования

Сидоров О.А. Определение технического состояния трансформаторов собственных нужд при построении системы мониторинга цифровой тяговой подстанции / О. А. Сидоров, В. Л. Незевак, В. М. Филиппов // *Современные технологии. Системный анализ. Моделирование.* – 2021. – № 1 (69). – С. 50–57. – DOI: 10.26731/1813-9108.2021.1(69).50-57

#### Информация о статье

поступила в редакцию: 11.02.2021, поступила после рецензирования: 23.02.2021, принята к публикации: 26.02.2021

## Determination of the technical condition of auxiliary transformers when building a monitoring system for a digital traction substation

**O. A. Sidorov**✉, **V. L. Nezevak**, **V. M. Filippov**

Omsk State Transport University, Omsk, the Russian Federation

✉ egt@omgups.ru

**Abstract**

The article discusses aspects of determining the technical condition of auxiliary transformers when creating a system of monitoring the technical condition of digital traction substation equipment. The technical condition of power equipment is influenced by climatic, operational and technological factors. Modern systems for monitoring the technical condition of power equipment based on measurements on operating equipment ensure its stable operation, signal critical deviations in performance indicators, and evaluate the predicted service life. While making diagnostic measurements of auxiliary transformers, it is proposed to measure the following performance indicators and parameters: load and voltage level (on the HV side); temperature of the upper oil layers; oil level; tank noise and vibration; oil moisture content; the appearance of the main components (integrity check). Analysis of measurement data in determining the technical condition of auxiliary transformers includes a retrospective analysis of changes in test data during maintenance, measurement data in operating mode, analysis of the level and speed of changes of diagnostic data. Technical condition of transformers is assessed and forecasted within the framework of the proposed expert system, which takes into account the data of tests and measurements of diagnostic data and electrical quantities. The considered system of monitoring the technical condition of auxiliary transformers of traction substations is a part of a single equipment condition monitoring system, the construction of which is associated with the project of a digital traction substation. The proposed solutions correspond to the concept of switching to a maintenance system based on the current state, improving the reliability of equipment operation and preventing emergency events.

**Keywords**

Traction substation, auxiliary transformer, technical condition of the transformer, estimated operational life, diagnostic parameters, regulatory requirements, digital traction substation

**For citation**

Sidorov O. A., Nezevak V. L., Filippov V. M. Opredelenie tekhnicheskogo sostoyaniya transformatorov sobstvennykh nuzhd pri postroenii sistemy monitoringa tsifrovoy tyagovoi podstantsii [Determination of the technical condition of auxiliary transformers when building a monitoring system for a digital traction substation]. *Sovremennye tekhnologii. Sistemyi analiz. Modelirovanie* [Modern Technologies. System Analysis. Modeling], 2021, No. 1 (69), pp. 50–57. – DOI: 10.26731/1813-9108.2021.1(69).50-57

**Article Info**

Received: 11.02.2021, Revised: 23.02.2021, Accepted: 26.02.2021

**Введение**

Доля повреждений оборудования на тяговых и трансформаторных подстанциях, входящих в энергетическое хозяйство ОАО «РЖД», за 2010–2020 гг. находится в диапазоне 10–15 % от общего количества повреждений оборудования, подсчет которого ведется в соответствии с учетной политикой по отказам I и II категории. В указанной доле повреждений, связанных с нарушениями безопасности движения поездов, наблюдаются случаи, связанные с повреждениями силовых трансформаторов собственных нужд. В этой связи разработка мероприятий по своевременной диагностике указанного силового оборудования, направленная на повышение безопасности движения поездов, является актуальной.

Построение системы мониторинга силовых трансформаторов выполняется на основе обработки диагностических данных, в число которых входят данные измерений: частичных разрядов, анализа растворенных в масле газов, измерений влажности твердой изоляции, влагосодержания масла, расчета температуры наиболее нагретой точки активной части, вибрации и др. [1–6].

Современные технологии данных позволяют проводить анализ на удаленной основе с использо-

ванием GSM-каналов или так называемого интернета вещей [7–10].

Существующие системы мониторинга технического состояния силового оборудования измеряют диагностические параметры, которые обрабатываются в режиме реального времени: нагрузка, температура, концентрация газов, частичные разряды, вибрация и акустические сигналы и др. Развитие проекта цифровой подстанции обусловило интерес к обработке диагностических данных силового оборудования с помощью экспертных систем с искусственным интеллектом [11]. Одним из направлений получения прогноза состояния силового оборудования является разработка вероятностных моделей, основанных на измерениях нагрузки и температуры оборудования [12]. Общей тенденцией развития систем мониторинга состояния является все более широкое применение и анализ диагностических данных оборудования, которые можно получить в онлайн-режиме [13, 14]. Одними из перспективных методов являются акустический метод диагностики состояния, метод определения частичных разрядов [15–17]. Активная часть является не единственным узлом, состояние которого нужно диагностировать, поскольку силовое оборудование содержит вспомогательные системы, состояние которых тоже воз-

можно определять онлайн-режиме [18]. Различие систем мониторинга породило задачу выбора сложности систем, которые соответствуют стоимости силового оборудования, выбора методов диагностирования [19, 20].

### Постановка задачи

Трансформаторы собственных нужд (ТСН) тяговых и трансформаторных подстанций, распределительных пунктов в настоящее время подлежат техническому обслуживанию в соответствии с нормативной периодичностью. В энергетическом хозяйстве ОАО «РЖД» на тяговых и трансформаторных подстанциях нашли применение трансформаторы собственных нужд с номинальными мощностями до 630 кВ·А. Наибольшее распространение получили трансформаторы мощностью 250–400 кВ·А и классом напряжения 10–35 кВ.

При выполнении технического обслуживания ТСН выполняется контроль и измерение следующих параметров: режим работы и уровень нагрузки, уровень масла, состояние основных узлов, отсутствие повышенного шума и вибрации и др. (осмотр); сопротивление изоляции обмоток (текущий ремонт); проверка сопротивления обмоток постоянному току, анализ масла (межремонтные испытания).

Состояние силовых трансформаторов определяется с помощью системы диагностируемых параметров,

зависящих от влияющих факторов. Контроль над изменением последних позволяет прогнозировать состояние трансформаторов (рис. 1).

В зависимости от вариантов исполнения системы мониторинга позволяют измерять и анализировать данные с помощью следующих датчиков: вибрации, давления, тока, напряжения, влажности, температуры, газоанализатор и др.

Влияние факторов на диагностируемые параметры позволяет при организации систем мониторинга состояния силового оборудования с искусственным интеллектом рассматривать наборы параметров и скорости их изменения для определения и прогнозирования состояния.

Настройка алгоритма выявления развивающихся дефектов основана на контроле скорости изменения диагностируемых параметров и соответствия их влияющим факторам. В качестве примера можно привести изменение температуры, виброперемещения и концентрации газов при совместном рассмотрении с изменением нагрузки силового трансформатора.

Рассмотрение результатов измерений в координатах «нагрузка – концентрация – время» позволяет определить несоответствие роста концентрации падению уровня нагрузки, что может свидетельствовать о возникновении частичных разрядов, межвитковых замыканий и увеличению сопротивления контактных соединений (рис. 2, а).



Рис. 1. Факторы, оказывающие влияние на состояние силового трансформатора  
Fig. 1. Factors affecting the state of the power transformer

Аналогичное рассмотрение в координатах «ток – виброперемещение – время» позволяет выявить момент роста вибрации при спаде нагрузки (рис. 2, б). Увеличение температуры при падении нагрузки может свидетельствовать о возникновении неисправности в системе охлаждения, нагретой точки или появлении разрядов (рис. 2, в), а рост концентрации газов при увеличении температуры – о разрядах или перегреве (рис. 2, з).

Переход от ремонта с нормативной периодичностью к ремонту по техническому состоянию обуславливает необходимость подготовки перечня контролируемых параметров для построения систем мониторинга технического состояния силовых трансформаторов тяговых и трансформаторных подстанций, в том числе ТСН.

В данном случае оценивается уровень диагностических параметров в  $i$ -й момент времени  $P_{тек\ i}$ , превышение или снижение которого ниже порогового ( $P_{max}$  и  $P_{min}$  соответственно) свидетельствует о необходимости вывода трансформатора из эксплуатации:

$$P_{тек\ i} > P_{min} \text{ или } P_{тек\ i} < P_{max}, \quad (1)$$

где  $P_{тек\ i}$  – значения диагностического параметра, полученные в ходе измерений или испытаний в текущем периоде.

Скорость изменения диагностических параметров (%) определяется по формуле:

$$V_i = \frac{P_{тек\ i} - P_{пред\ i}}{P_{тек\ i} \cdot \Delta t} \cdot 100, \quad (2)$$

где  $P_{пред\ i}$  – значения диагностического параметра, полученные в ходе измерений или испытаний в предыдущем периоде;  $\Delta t$  – период времени, разделяющий текущий и предыдущий периоды.

Ограниченный объем различных силовых ТСН тяговых и трансформаторных подстанций позволяют на основе классификации определить допустимые диапазоны изменения диагностических параметров для каждой группы трансформаторов.

В качестве классификационных признаков предлагается использовать следующие:

- класс напряжения (6–35 кВ);
- номинальная мощность;

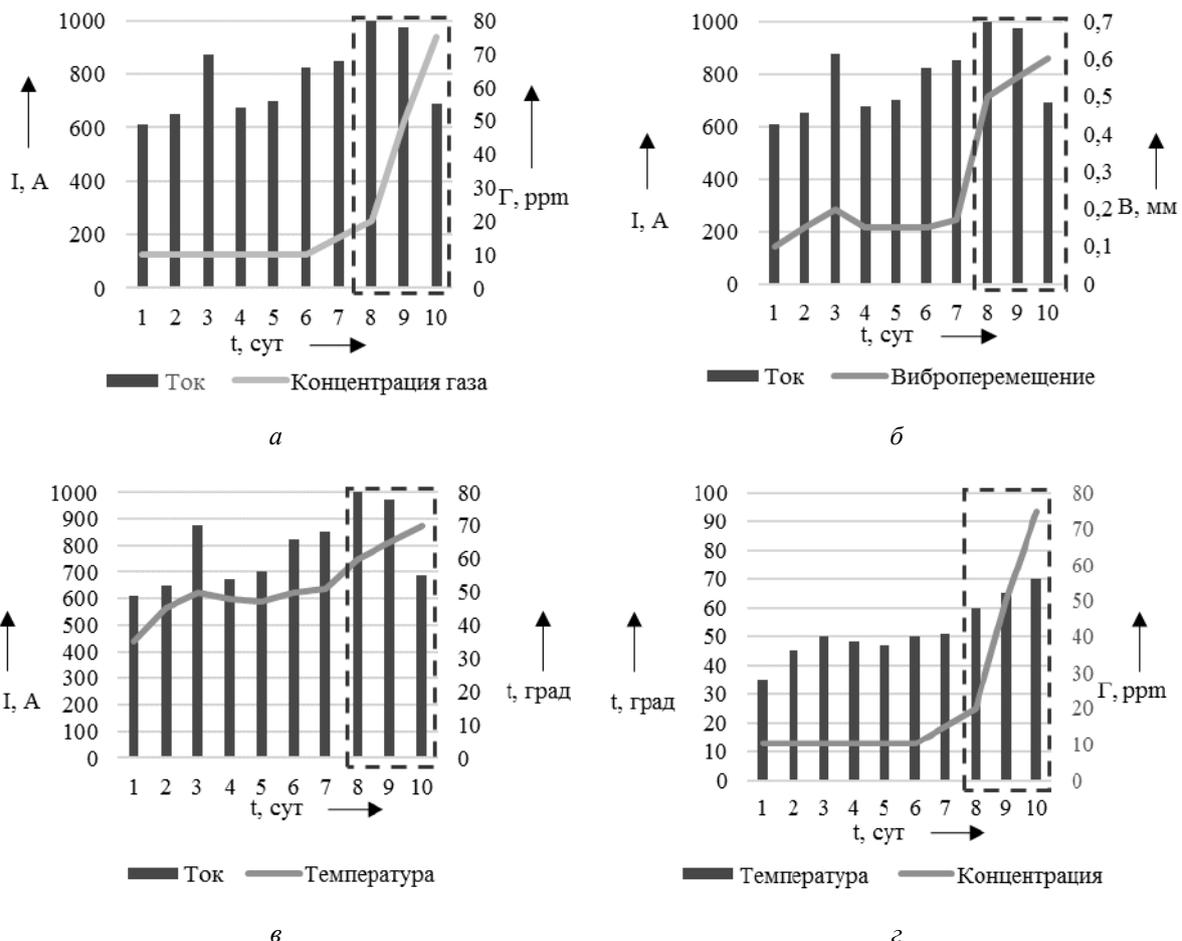


Рис. 2. Характерные изменения диагностируемых параметров  
Fig. 2. Typical changes in diagnosed parameters

- среда охлаждения (с масляным или воздушным охлаждением);
- марка масла (для трансформаторов с масляным охлаждением);
- тип высоковольтных вводов;
- наличие расширительного бака;
- срок эксплуатации;
- условия эксплуатации (на открытой или закрытой части подстанции).

Обработка данных диагностики по указанным группам позволяет провести анализ изменения параметров в зависимости от влияющих факторов и множеств допустимых значений.

На основе обработки больших данных с учетом подтвержденных дефектов перейти к построению системы мониторинга технического состояния ТСН.

При выборе факторов, влияющих на техническое состояние ТСН необходимо ориентироваться на следующие группы:

- климатические (температура окружающего воздуха, скорость ветра, осадки, влажность, давление и солнечная радиация);
- эксплуатационные (режим работы, уровень напряжения, качество ремонта, состояние элементов и узлов, масла и вспомогательных систем);
- технологические (качество сборки, эффективность системы охлаждения, устойчивость к динамическим воздействиям, перегрузкам и перенапряжениям, термическая стойкость).

Требуется выполнить обработку данных измерений, на основе разрабатываемых алгоритмов искусственного интеллекта и предиктивных математиче-

ских моделей, с целью определения технического состояния силовых трансформаторов ТСН и прогнозирования ресурса его на работы на заданную перспективу.

### Построение системы мониторинга

Функционал системы мониторинга технического состояния трансформаторов собственных нужд не должен уступать существующей системе диагностирования трансформаторов. Исходя из этого, формируется перечень диагностируемых в эксплуатации параметров:

- нагрузка и уровень напряжения (со стороны ВН);
- температура верхних слоев масла;
- уровень масла;
- шум и вибрация;
- влагосодержание масла;
- внешний вид основных узлов (проверка целостности).

Не охваченными системой мониторинга диагностическими параметрами являются: сопротивление изоляции обмоток, сопротивление обмоток постоянному току и анализ масла, измерение которых связано с выводом трансформаторов в ремонт и проведением сокращенного или хроматографического анализа масла.

Указанные данные дополняют базу данных измерений системы мониторинга технического состояния силового оборудования.

Структуру системы мониторинга ТСН можно представить в следующем виде (рис. 3).



Рис. 3. Структурная схема системы мониторинга технического состояния трансформатора собственных нужд

Fig. 3. Structural diagram of the technical condition of the auxiliary transformer monitoring system

Данные работы датчиков и средств измерений поступают в блок сбора и регистрации, который обеспечивает работу блока анализа данных на основе заданных алгоритмов обработки.

Результаты анализа полученной информации поступают в блок оценки и прогноза технического состояния, который на основе данных испытаний и измерений, выполненных в ходе технического обслуживания, и нормативных данных о предельно допустимых значениях диагностируемых параметров и динамике их изменения, позволяет оценить текущее и перспективное техническое состояние трансформатора ТСН.

Измерение текущих значений нагрузки и уровня напряжения реализуется на основе данных аналоговых или цифровых трансформаторов тока и напряжения, установленных на стороне высшего или низшего напряжения, с заданным интервалом усреднения (рис. 4).

Данные измерения токов пофазно передаются в цифровом или аналоговом виде от трансформаторов тока ТА1 – ТА3 к измерителям А1 – А3 и далее в модуль интеграции Mod A для передачи информации. Аналогично выполняется передача данных о фазных напряжениях от трансформаторов собственных нужд (со стороны высшего напряжения от измерительных трансформаторов TV) или измерителей напряжения (со стороны низшего напряжения от измерителей V1 – V3) с помощью блока Mod V к блоку сбора и регистрации данных измерений.

Измерения температуры и уровня масла, вибрации, влагосодержания масла и температуры окружающей среды выполняются с помощью соответствующих датчиков, устанавливаемых на ТСН и вблизи от него для последующей передачи на блок сбора и регистрации данных измерений.

Блок анализа данных позволяет выполнить обработку данных на предмет выявления ошибок и промахов, на первоначальном этапе выявить критические изменения диагностируемых параметров.

В блоке оценки и прогноза технического состояния ТСН на основе данных измерений и испытаний, выполняемых в ходе технического обслуживания, и нормативных данных на основе математической модели, описывающей работу ТСН, выполняется расчет текущего ресурса работы и прогнозируется техническое состояние ТСН на заданную перспективу.

### Заключение

Построение системы мониторинга технического состояния ТСН основано на измерении предложенных диагностических параметров, перечень которых в случае необходимости подлежит расширению, например, в части анализа растворенных в масле газов.

Предлагаемая система предусматривает измерение тока, напряжения, уровня и температуры масла, вибрации, влагосодержания масла и температуры окружающей среды. Набор указанных параметров охватывает большую часть из перечня определяемых в си-

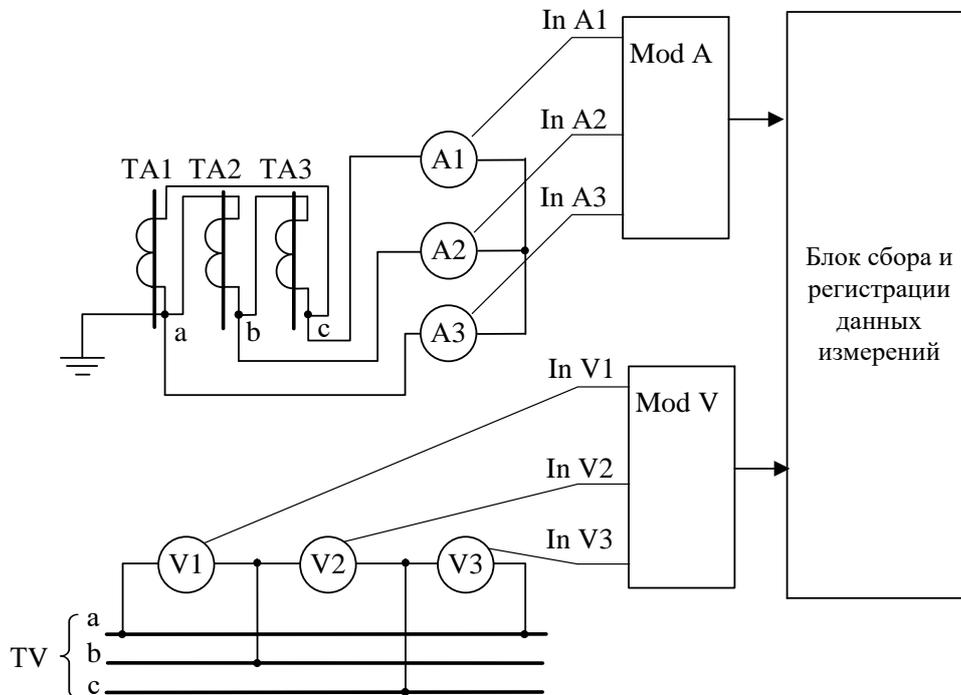


Рис. 4. Схема передачи данных измерений на трансформатор собственных нужд в систему мониторинга технического состояния

Fig. 4. Scheme of transferring measurement data to the auxiliary transformer into the technical condition monitoring system

стеме технического обслуживания.

Прогноз технического состояния осуществляется на основе предиктивных математических моделей, учитывающих ретроспективное изменение данных измерений, выполненных в рабочем режиме и в ходе технического обслуживания трансформатора.

Рассмотренная система мониторинга технического состояния ТСН является составной частью

системы мониторинга, охватывающей силовое, коммутационное и вспомогательное оборудование тяговой подстанции, планируемой к включению в проект цифровой тяговой подстанции с целью реализации перехода к техническому обслуживанию по текущему состоянию, повышению надежности работы оборудования и предотвращению аварийных событий.

### Список литературы

1. Коробко Г.И., Лебедев В.В. Автоматизированные электроприводы объектов водного транспорта. Нижний 1. Application of HFCT and UHF Sensors in On-Line Partial Discharge Measurements for Insulation Diagnosis of High Voltage Equipment / F. Álvarez, F. Garnacho, J. Ortego et al. // *Sensors*. 2015. 15(4), 7360–7387. DOI:10.3390/s150407360.
2. Bakar N., Abu-Siada A., Islam S. A review of dissolved gas analysis measurement and interpretation techniques // *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2014. 30(3). P. 39–49. DOI:10.1109/mei.2014.6804740.
3. Experience with capacitive on-line sensors for moisture evaluation in transformer insulation / I. Atanasova-Höhlein, M. Končan-Gradnik, T. Gradnik et al. // *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2019. 35(2). P. 18–26. DOI:10.1109/mei.2019.8636102.
4. Fundamental concepts of using water activity probes to assess transformer insulation water content / D. Martin, T. Saha, C. Perkasa // *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2016. 32(3). P. 9–16. DOI: 10.1109/mei.2016.7527120.
5. Modeling of the Winding Hot-Spot Temperature in Power Transformers / M. Kunicki, S. Borucki, A. Cichoń et al. // *Case Study of the Low-Loaded Fleet. Energies*. 2019. 12(18). 3561. DOI: 10.3390/en12183561.
6. Vibration characteristic investigation on distribution transformer influenced by DC magnetic bias based on motion transmission model / X. Liu, Y. Yang, Y. Huang et al. // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2018. № 98. 389–398. DOI:10.1016/j.ijepes.2017.12.032.
7. Design and implementation of the monitoring and control systems for distribution transformer by using GSM network / M. Jalilian, H. Sariri, F. Parandin et al. // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2016. № 74. 36–41. DOI:10.1016/j.ijepes.2015.07.022.
8. Transformer fault diagnosis method using IoT based monitoring system and ensemble machine learning / C. Zhang, Y. He, B. Du et al. // *Future Generation Computer Systems*. 2020. DOI:10.1016/j.future.2020.03.008.
9. A Primer on 3GPP Narrowband Internet of Things / Y.-P. Wang E., X. Lin, A. Adhikary et al. // *IEEE Communications Magazine*. 2017. 55(3). 117–123. DOI:10.1109/mcom.2017.1600510cm.
10. A Smart IoT Based System for Monitoring and Controlling the Sub-Station Equipment / M.S. Hossain, M. Rahman, M.T. Sarker et al. // *Internet of Things*. 2019. 100085. DOI:10.1016/j.iot.2019.100085.
11. Al Mhdawi A.K., Al-Raweshidy H.S. A Smart Optimization of Fault Diagnosis in Electrical Grid Using Distributed Software-Defined IoT System // *IEEE Systems Journal*. 2019. 1–11. DOI:10.1109/jsyst.2019.2921867.
12. A Probabilistic Approach for Forecasting the Allowable Current of Oil-Immersed Transformers / A. Bracale, G. Carpinelli, M. Pagano et al. // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2018. 33(4). 1825–1834. DOI:10.1109/tpwr.2018.2791181.
13. Sun C., Ohodnicki P.R., Stewart E.M. Chemical Sensing Strategies for Real-Time Monitoring of Transformer Oil : a Review // *IEEE Sensors Journal*. 2017. 17(18). 5786–5806. DOI:10.1109/jsen.2017.2735193.
14. Stating Diagnosis of Current State of Electric Furnace Transformer on the Basis of Analysis of Partial Discharges / O.I. Karandaeva, I.A. Yakimov, A.A. Filimonova et al. // *Machines*. 2019. 7(4). 77. DOI:10.3390/machines7040077.
15. Hekmati A., Hekmati R. Optimum acoustic sensor placement for partial discharge allocation in transformers // *IET Science, Measurement & Technology*. 2017. 11(5). 581–589. DOI:10.1049/iet-smt.2016.0417.
16. Diagnostic Measurements for Power Transformers / S. Tenbohlen, S. Coenen, M. Djamali // *Energies*. 2016. 9(5). 347. DOI:10.3390/en9050347.
17. Rahman M. S. A., Lewin P.L., Rapisarda P. Autonomous localization of partial discharge sources within large transformer windings // *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2016. 23(2), 1088–1098. DOI:10.1109/tdel.2015.005070.
18. Djamali M., Tenbohlen S. A validated online algorithm for detection of fan failures in oil-immersed power transformers. *International Journal of Thermal Sciences*. 2017. 116. 224–233. DOI:10.1016/j.ijthermalsci.2017.02.012.
19. Hernandez M.P.C., Labib A. Selecting a condition monitoring system for enhancing effectiveness of power transformer maintenance // *Journal of Quality in Maintenance Engineering*. 2017. 23(4). 400–414. DOI:10.1108/jqme-07-2015-0027.
20. Increased operation reliability of HV apparatus through PD monitoring / W. Koltunowicz, L.-V. Badicu, U. Broniecki et al. // *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2016. 23(3). 1347–1354. DOI:10.1109/tdel.2015.005579.

### References

1. Álvarez F., Garnacho F., Ortego J., Sánchez-Urán M. Application of HFCT and UHF Sensors in On-Line Partial Discharge Measurements for Insulation Diagnosis of High Voltage Equipment. *Sensors*, 2015. Vol. 15(4), pp. 7360–7387. DOI:10.3390/s150407360.

2. Bakar N., Abu-Siada A., Islam S. A review of dissolved gas analysis measurement and interpretation techniques. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2014. Vol. 30(3), pp. 39–49. DOI:10.1109/mei.2014.6804740.
3. Atanasova-Höhlein I., Končan-Gradnik M., Gradnik T., Čuček B., Przybyłek P., Siodla K., Liu Q. Experience with capacitive on-line sensors for moisture evaluation in transformer insulation. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2019. Vol. 35(2), pp. 18–26. DOI:10.1109/mei.2019.8636102.
4. Martin D., Saha T., Perkasa C., Lelekakis N., Gradnik T. (2016). Fundamental concepts of using water activity probes to assess transformer insulation water content. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2016. Vol. 32(3), pp. 9–16. DOI:10.1109/mei.2016.7527120.
5. Kunicki, Borucki, Cichoń, Frymus. Modeling of the Winding Hot-Spot Temperature in Power Transformers: Case Study of the Low-Loaded Fleet. *Energies*, 2019. Vol. 12(18), 3561. DOI:10.3390/en12183561.
6. Liu X., Yang Y., Huang Y., Jadoon A. Vibration characteristic investigation on distribution transformer influenced by DC magnetic bias based on motion transmission model. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2018. 98, pp. 389–398. DOI:10.1016/j.ijepes.2017.12.032.
7. Jalilian M., Sariri H., Parandin F., Karkhanehchi M.M., Hookari M., Jirdehi M. A., Hemmati R. Design and implementation of the monitoring and control systems for distribution transformer by using GSM network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2016. Iss. 74, pp. 36–41. DOI:10.1016/j.ijepes.2015.07.022.
8. Zhang C., He Y., Du B., Yuan L., Li B., Jiang S. Transformer fault diagnosis method using IoT based monitoring system and ensemble machine learning. *Future Generation Computer Systems*, 2020. DOI:10.1016/j.future.2020.03.008.
9. Wang Y.-P. E., Lin X., Adhikary A., Grovlen A., Sui Y., Blankenship Y., Razaghi H.S. A Primer on 3GPP Narrowband Internet of Things. *IEEE Communications Magazine*, 2017. Vol. 55(3), pp. 117–123. DOI: 10.1109/mcom.2017.1600510cm.
10. Hossain M.S., Rahman M., Sarker M.T., Haque M.E., Jahid A. A Smart IoT Based System for Monitoring and Controlling the Sub-Station Equipment. *Internet of Things*, 2019, 100085. DOI:10.1016/j.iot.2019.100085.
11. Al Mhdawi A.K., Al-Raweshidy H.S. A Smart Optimization of Fault Diagnosis in Electrical Grid Using Distributed Software-Defined IoT System. *IEEE Systems Journal*, 2019, pp. 1–11. DOI:10.1109/jsyst.2019.2921867.
12. Bracale A., Carpinelli G., Pagano M., De Falco P. A Probabilistic Approach for Forecasting the Allowable Current of Oil-Immersed Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2018. Vol. 33(4), pp. 1825–1834. DOI:10.1109/tpwr.2018.2791181.
13. Sun C., Ohodnicki P.R., Stewart E.M. Chemical Sensing Strategies for Real-Time Monitoring of Transformer Oil: A Review. *IEEE Sensors Journal*, 2017. Vol. 17(18), pp. 5786–5806. DOI:10.1109/jsen.2017.2735193.
14. Karandaeva O.I., Yakimov I.A., Filimonova A.A., Gartlib E.A., Yachikov I.M. Stating Diagnosis of Current State of Electric Furnace Transformer on the Basis of Analysis of Partial Discharges. *Machines*, 2019. Vol. 7(4), p. 77. DOI:10.3390/machines7040077.
15. Hekmati A., Hekmati R. Optimum acoustic sensor placement for partial discharge allocation in transformers. *IET Science, Measurement & Technology*, 2017. Vol. 11(5), pp. 581–589. DOI:10.1049/iet-smt.2016.0417.
16. Tenbohlen S., Coenen S., Djamali M., Müller A., Samimi M., Siegel M. Diagnostic Measurements for Power Transformers. *Energies*, 2016. Vol. 9(5), p. 347. DOI:10.3390/en9050347.
17. Rahman M. S. A., Lewin P.L., Rapisarda P. Autonomous localization of partial discharge sources within large transformer windings. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2016. Vol. 23(2), pp. 1088–1098. DOI:10.1109/tdel.2015.005070.
18. Djamali M., Tenbohlen S. A validated online algorithm for detection of fan failures in oil-immersed power transformers. *International Journal of Thermal Sciences*, 2017. Iss. 116, pp. 224–233. DOI:10.1016/j.ijthermalsci.2017.02.012.
19. Hernandez M. D. P. C., Labib A. Selecting a condition monitoring system for enhancing effectiveness of power transformer maintenance. *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, 2017. Vol. 23(4), pp. 400–414. DOI:10.1108/jqme-07-2015-0027.
20. Koltunowicz W., Badicu L.-V., Broniecki U., Belkov A. Increased operation reliability of HV apparatus through PD monitoring. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2016. Vol. 23(3), pp. 1347–1354. DOI:10.1109/tdel.2015.005579.

### Информация об авторах

**Сидоров Олег Алексеевич** – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой электроснабжения железнодорожного транспорта, Омский государственный университет путей сообщения, г. Омск, e-mail: egt@omgups.ru

**Незевак Владислав Леонидович** – канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры электроснабжения железнодорожного транспорта, Омский государственный университет путей сообщения, г. Омск, e-mail: nezevakwl@mail.ru

**Филиппов Виктор Михайлович** – канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры электроснабжения железнодорожного транспорта, заместитель начальника УМУ, начальник отдела по НОЛАД, Омский государственный университет путей сообщения, г. Омск, e-mail: fvm-omgups@mail.ru

### Information about the authors

**Oleg A. Sidorov** – Doctor of Engineering Science, Professor, head of the Subdepartment of Railway Transport Power Supply, Omsk State University of Railway Transport, Omsk, e-mail: egt@omgups.ru

**Vladislav L. Nezevak** – Ph. D. in Engineering Science, Associate Professor, Associate Professor of the Subdepartment of Railway Transport Power Supply, Omsk State University of Railway Transport, Omsk, e-mail: nezevakwl@mail.ru

**Viktor M. Filippov** – Ph. D. in Engineering Science, Associate Professor, Associate Professor of the Subdepartment of Railway Transport Power Supply, Deputy head UМУ, head of NOLAD, Omsk State University of Railway Transport, Omsk, e-mail: fvm-omgups@mail.ru