



## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Виноградов<sup>1</sup> А.В., Лансберг<sup>1</sup> А.А., Волчков<sup>2</sup> Ю.Д., Виноградова<sup>1</sup> А.В.

<sup>1</sup>Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ

<sup>2</sup>Орловский государственный аграрный университет

winaleksandr@gmail.com

**Резюме:** *АКТУАЛЬНОСТЬ.* Надёжность электроснабжения потребителей зависит от надёжности всех элементов системы электроснабжения, в том числе устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). Знание современных значений показателей надёжности различных устройств, позволяет учитывать их при проектировании РЗА, выбирая более надёжные устройства, выявлять недостатки средств РЗА и выполнять работу по устранению. **ЦЕЛЬ.** В связи с недостаточностью открытых данных о современных значениях показателей надёжности устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) электрических сетей 10-110 кВ, актуальным является вопрос их определения на примере энергосистем различных регионов. **МЕТОДЫ.** Авторами приведены и проанализированы официальные статистические данные по количеству аварийных отказов, ложных и правильных срабатываний устройств релейной защиты и автоматики в электросетевой организации - филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» за 2013-2021 годы. **РЕЗУЛЬТАТЫ.** В ходе исследования были определены численные значения следующих показателей надёжности устройств релейной защиты и автоматики: поток отказов и частота излишних срабатываний. Устройства релейной защиты и автоматики, для которых были определены показатели надёжности, применяются для реализации дуговой защиты, максимальной токовой защиты, автоматического повторного включения, дифференциальной защиты шин и трансформатора, поперечной направленной дифференциальной защиты, газовой защиты трансформатора, дифференциально-фазной защиты. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.** Установлены значения потока отказов для разных типов реле и микропроцессорных устройств РЗА, например, для электромеханического реле типа ДЗТ-11, используемого для реализации дифференциальной защиты трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ поток отказов составляет  $0,2 \text{ год}^{-1}/100 \text{ шт.}$ , а частота излишних срабатываний -  $22,22 \text{ год}^{-1}/100 \text{ шт.}$  Сделаны выводы, о необходимости мероприятий по регулированию уставок и техническому обслуживанию устройств различных типов.

**Ключевые слова:** релейная защита и автоматика; реле; устройство; показатели надёжности; поток отказов; частота излишних срабатываний; максимальная токовая защита; дифференциальная защита.

**Для цитирования:** Виноградов А.В., Лансберг А.А., Волчков Ю.Д., Виноградова А.В. Определение современных показателей надёжности устройств релейной защиты и автоматики // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023. Т. 25. №2. С. 58-70. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-2-58-70.

## DETERMINATION OF MODERN RELIABILITY INDICATORS OF RELAY PROTECTION AND AUTOMATION DEVICES

Vinogradov<sup>1</sup> A.V., Lansberg<sup>1</sup> A.A., Volchkov<sup>2</sup> Yu.D., Vinogradova<sup>1</sup> AV.

<sup>1</sup>Federal Scientific Agroengineering Center VIM

<sup>2</sup>Orel State Agrarian University

winaleksandr@gmail.com

**Abstract:** *RELEVANCE.* The reliability of power supply to consumers depends on the reliability of all elements of the power supply system, including relay protection and automation devices

(RZiA). Knowing the current values of the reliability indicators of various devices makes it possible to take them into account when designing RPA, choosing more reliable devices, identifying shortcomings in RPA and performing work to eliminate them.

**THE PURPOSE.** Due to the lack of open data on the current values of reliability indicators of relay protection and automation devices (RPA) of electric networks of 10-110 kV, the question of their determination on the example of power systems of various regions is relevant. **METHODS.** The authors present and analyze official statistical data on the number of emergency failures, false and correct actuations of relay protection and automation devices in the electric grid organization - branch of PJSC «Rosseti Center»-«Orelenergo» for 2013-2021. **RESULTS.** In the course of the study, numerical values of the following reliability indicators of relay protection and automation devices were determined: the failure rate and the frequency of excessive triggering. Relay protection and automation devices, for which reliability indicators have been determined, are used to implement arc protection, maximum current protection, automatic re-activation, differential protection of buses and transformer, transverse directional differential protection, gas protection of transformer, differential-phase protection. **CONCLUSION.** The values of the failure flow for different types of relays and microprocessor devices of the RPA are established, for example, for an electromechanical relay of the DZT-11 type used to implement differential protection of transformers with a higher voltage of 110 kV, the failure flow is 0,2 year<sup>-1</sup>/100 pcs., and the frequency of excessive triggering is 22,22 year<sup>-1</sup>/100 pcs. Conclusions are drawn about the need for measures to regulate the settings and maintenance of devices of various types.

**Keywords:** relay protection and automation; relay; device; reliability indicators; failure rate; frequency of excessive triggering; maximum current protection; differential protection.

**For citation:** Vinogradov AV, Lansberg AA, Volchkov YuD, Vinogradova AV. Determination of modern reliability indicators of relay protection and automation devices. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2023; 25(2): 58-70. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-2-58-70.

#### **Введение (Introduction)**

В настоящее время работы многих ученых направлены на повышение эффективности работы устройств релейной защиты и автоматики с целью повышения надежности их функционирования и снижения вероятности ложного срабатывания. Например, в работах [1, 2] отмечено, что современные микропроцессорные (МП) терминалы релейной защиты и автоматики (РЗиА) характеризуются меньшей надежностью по сравнению с другими устройствами РЗиА, выполненными на электромеханической (ЭМ) и статической (СТ) элементных базах. Но, в свою очередь, цифровые терминалы РЗиА обладают рядом преимуществ, например, наличие функции мониторинга состояния энергообъекта и самодиагностика, многофункциональность в реализации нескольких видов защит, возможность передачи данных с энергообъекта.

В работах [3, 4, 5] отмечено, что необходимо проработать вопросы создания новых методик выбора уставок срабатывания устройств РЗиА в условиях активного развития интеллектуальных сетей с распределённой генерацией. Методики должны учитывать конфигурацию таких электрических сетей и особенности их работы. Отдельно авторами ставится вопрос о защите современных цифровых терминалов РЗиА от кибернетических атак.

В работе [6] предлагается использовать терминалы микропроцессорной защиты, работающие по адаптивному принципу, который предполагает изменение уставок терминалов при изменении режимов работы солнечных панелей, биогазовых установок, ветряных турбин, что будет сопровождаться изменением тока, протекающего по элементам микросети. Другим направлением защиты микросетей, предложенным в работе [7], является использование цифровых терминалов релейной защиты, реализующих функции ряда защит: максимальной токовой защиты (МТЗ), дистанционной защиты, дифференциальной защиты, защит от лавин частоты и напряжения.

В работе [8] с использованием программного обеспечения *Matlab Simulink* исследуется работоспособность реле максимальной токовой защиты при его использовании в радиальной, кольцевой и сложноразветвленной электрических сетях с целью минимизации его отказов и ложных срабатываний. Подобное исследование произведено путем физического моделирования в работе [9] на примере электромеханического реле серии РТ-80.

Вопросам повышения надежности работы устройств РЗиА также посвящено множество отечественных работ. Так, в [10] установлено, что пренебрежение ёмкостными

токами при выборе типов и параметров срабатывания логической защиты шин приводит к их ложной работе по причине несовершенных алгоритмов блокировки защит вводов секций шин, не учитывающих протекание ёмкостных токов через межсекционные связи при однофазном замыкании на землю.

В работе [11] для повышения надежности функционирования защиты от замыканий на землю в сети с комбинированным заземлением нейтрали, использованным на электростанции собственных нужд ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» (ГТУ-ТЭС-200, установленная мощность 200 МВт, заводская распределительная сеть 35 кВ протяженностью 90,33 км, с ёмкостным током замыкания 441,5 А), на отходящих присоединениях предложено использовать трансформаторы тока нулевой последовательности в связи с минимальными токами небаланса и их высокой чувствительностью, что позволит уменьшить количество ложных срабатываний.

В свою очередь, для защиты линий 110-220 кВ связи электростанций с энергосистемой предлагается использование в качестве основной - адаптивной релейной защиты [12, 13]. Данное решение позволит сохранить устойчивость работы синхронных генераторов электростанций и надежность функционирования токовой направленной защиты параллельных линий за счет простоты исполнения.

При этом в большинстве научных работ не представлены данные, характеризующие частоту отказов, случаи ложной работы и другие показатели надежности самих устройств РЗА.

Приведённые в литературных источниках показатели надежности характеризуют, как правило, устройства РЗА объектов электроэнергетики напряжением 35 кВ и выше. Например, приводятся сведения, что в электросетевой компании ПАО «Россети» устройства релейной защиты срабатывают правильно в 99,48-99,55% аварийных отключениях объектов электроэнергетики [14]. В работе [15] даны сведения о показателях надежности некоторых устройств релейной защиты и автоматики, представленные в таблице 1.

Недостатком данных о показателях надежности устройств РЗА, представленных в таблице 1, является то, что они характеризуют общие показатели без разбивки их по классам напряжения. Для показателей надежности газовой защиты трансформаторов и продольной дифференциальной защиты генераторов не указаны конкретные типы устройств релейной защиты и автоматики, с помощью которых организованы исполнительные органы данных защит.

Таблица 1  
Table 1

Показатели надежности устройств релейной защиты и автоматики  
*Reliability indicators of relay protection and automation devices*

Тип устройства	Поток отказов, $\omega_{отк}, \text{год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$	Вероятность излишних срабатываний на требования вне зоны $R_{изл.}$ , о.е.	Частота ложных срабатываний, $\omega_{лож}, \text{год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$	Вероятность отказа на требование $\rho$ , отказ/требование
Дифференциально-фазная высокочастотная защита типа ДФЗ-2	1	0,2	1,9	0,24
Фильтровая высокочастотная направленная защита типов ПЗ-162, ПЗ-164, ПЗ-164А	4	0,2	1,8	0,78
Дистанционные защиты типов ПЗ-156, ПЗ-157, ПЗ-158	0,68	0,3	2,7	0,59
Дистанционные защиты с высокочастотной блокировкой типов ПЗ-156, ПЗ-157, ПЗ-158	0,77	0,1	0,73	0,57
Дистанционные защиты без высокочастотной блокировки ПЗ-151, ПЗ-152, ПЗ-153	0,7	0,02	0,18	0,8

Продолжение таблицы 1

Дифференциальная защита шин 110 кВ и выше	0,42	0,1	1,1	2,9
Газовая защита трансформатора с действием на отключение	0,45	0	0,1	0,3
Продольная дифференциальная защита генераторов	0,05	0,1	0,07	0
Автоматы повторного включения линий 110...330 кВ	-	-	-	0,72
Автоматы подстанций	0,7	-	12	-
Автоматы частотной разгрузки	0,17	-	0,25	0,16
Автоматическое устройство разгрузки при отключении участков линий электропередачи	-	-	-	0,03

\*Источник: составлено автором. \*Source: compiled by the author.

Показатель потока отказов, представленный в таблице 1, согласно СТО 34.01-4.1-008-2018 «Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. Методические указания по расчёту надёжности. Стандарт организации ПАО «Россети». Дата введения: 28.04.2018», характеризует частоту отсутствия срабатывания устройства РЗА в соответствии с заложенной логикой действия при наличии требования срабатывания. При этом частота ложных срабатываний устройства РЗА согласно СТО 34.01-4.1-008-2018 характеризует частоту срабатываний устройства РЗА, исходя из заложенной в нём логики, при отсутствии требования срабатывания для данного устройства. Следует отметить, что ложные срабатывания устройства РЗА в основном обусловлены некорректно выставленными уставками.

Таким образом, в настоящее время является актуальным вопрос определения показателей надёжности устройств РЗА электрических сетей с разбивкой по классам напряжения и типам устройств.

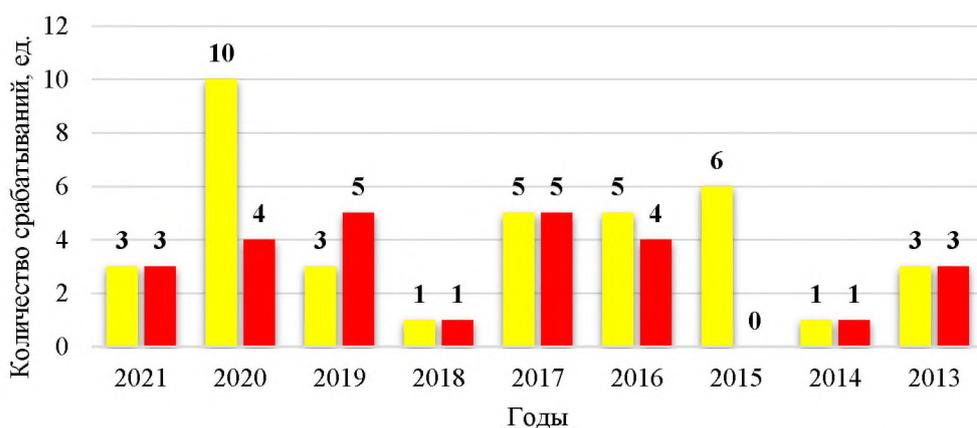
**Цель исследования** заключается в определении современных показателей надёжности устройств релейной защиты и автоматики 10-110 кВ.

#### **Материалы и методы (Materials and methods)**

Для определения современных показателей надёжности устройств релейной защиты и автоматики были использованы статистические данные срабатываний дуговой защиты, максимальной токовой защиты (МТЗ), автоматического повторного включения (АПВ), дифференциальной защиты шин (ДЗШ), поперечной направленной дифференциальной защиты (ПНДЗ), дифференциальной защиты трансформаторов (ДЗТ), газовой защиты трансформаторов, дифференциально-фазной защиты (ДФЗ), других устройств РЗА, которые предназначены для защиты силовых трансформаторов (СТ), линий электропередачи (ЛЭП) и секций шин (СШ) в энергосистеме Орловской области за 2013-2021 годы.

Устройства РЗА, используемые в филиале «Орелэнерго» выполнены на разных элементных базах: электромеханической (ЭМ), статической (СТ), микропроцессорной (МП). Для реализации газовой защиты трансформаторов используются струйные и поплавковые (ПП) реле.

В работе [16] отмечено, что с 2013 по 2021 годы ежегодно было зафиксировано от 1734 до 4186 срабатываний устройств релейной защиты, среди которых правильными были от 1720 до 4180 срабатываний, при этом число неправильных срабатываний с 2013 по 2021 годы было от 2 до 14. Таким образом, доля успешных срабатываний устройств релейной защиты в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» составляет 99,19%-99,93%, а неуспешных 0,07%-0,81%. Сведения о неправильных срабатываниях устройств релейной защиты и автоматики в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» за 2013-2021 годы представлены на рисунке 1. Всего за 2013-2021 годы было зафиксировано 37 ложных срабатываний и 26 аварийных отказов устройств РЗА.



- Количество неправильных ложных срабатываний устройств РЗ
- Количество неправильных срабатываний устройств РЗ ввиду их отказа

Рис. 1. Сведения о количестве неправильных срабатываний устройств релейной защиты в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» за 2013-2021 год

Fig. 1. Information on the number of incorrect operation of relay protection devices in the branch of PJSC «Rosseti Center»-«Orelenrgo» for 2013-2021

\*Источник: составлено автором. \*Source: compiled by the author.

Для примера, в таблице 2 представлены сведения о срабатываниях устройств дуговой защиты секций шин 10 кВ, выполненных на базе Орион-ДЗ. За анализируемый период времени произошло 8 срабатываний устройств дуговой защиты на базе микропроцессорного оптоволоконного устройства Орион-ДЗ с учетом того, что для защиты секций шин 10 кВ подстанций (ПС) с высшим напряжением 35-110 кВ в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» их используется 76 единиц. Из 8 срабатываний 25% были неуспешными, одно срабатывание (на ПС 110/35/10 кВ «Красная Заря» в 2013 году) было ложным. Также был зафиксирован один отказ (на ПС 110/35/10 кВ «Богородицкая») также в 2013 году.

Представленные в таблице 2 данные позволяют определить показатели надежности микропроцессорного оптоволоконного устройства Орион-ДЗ в условиях энергосистемы Орловской области.

Таблица 2  
Table 2

Сведения о срабатываниях дуговой защиты секций шин 10 кВ, выполненных на базе устройства Орион-ДЗ, в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» за 2013-2021 годы  
Information on the operation of arc protection sections of 10 kV tires, made on the basis of the device Orion-RS, in the branch of PJSC «Russian Grids Center»-«Orelenrgo» for 2013-2021

№	Объект электроэнергетики	Оценка работы устройства
2020 год		
1	ПС 110/35/10 кВ «Шаблыкино»	Правильно
2019 год		
2	ПС 110/35/10 кВ «Болхов»	Правильно
2016 год		
3	ПС 110/35/10 кВ «Шаблыкино»	Правильно
4	ПС 110/35/10 кВ «Знаменская»	Правильно
2013 год		
5	ПС 110/35/10 кВ «Красная Заря»	Неправильно, ложно
6	ПС 110/35/10 кВ «Богородицкая»	Неправильно, отказ
7	ПС 110/10/6 кВ «Центральная»	Правильно
8	ПС 110/35/10 кВ «Малоархангельская»	Правильно

\*Источник: составлено автором. \*Source: compiled by the author.

Показатель частоты отказов, согласно СТО 34.01-4.1-008-2018, определяется по формуле (1):

$$\omega_{отк} = \frac{n_{отк.ср} \cdot 100}{n_{ед}}, \text{ (год}^{-1}\text{/100 \cdot шт.)} \quad (1)$$

где  $n_{отк.ср}$  – среднее арифметическое значение количества отказов устройства РЗА за 2013-2021 годы в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», ед.;

$n_{ед}$  – количество устройств релейной защиты и автоматики данного типа, находящихся в эксплуатации в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», ед.

Показатель частоты ложных срабатываний, согласно СТО 34.01-4.1-008-2018, определяется по формуле (2):

$$\omega_{лож} = \frac{n_{лож.ср} \cdot 100}{n_{прав.сраб.ср}}, \text{ (год}^{-1}\text{/100 \cdot шт.)} \quad (2)$$

где  $n_{лож.ср}$  – среднее арифметическое значение количества ложных срабатываний устройства РЗА за 2013-2021 годы в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», ед.;

$n_{прав.сраб.ср}$  – среднее арифметическое количество правильных срабатываний устройства релейной защиты и автоматики за 2013-2021 годы в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», ед.

Для определения показателей надежности других устройств релейной защиты в таблице 3 представлены результаты анализа срабатываний устройств РЗА за 2013-2021 годы в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго». При этом сведения об общем количестве устройств РЗА разных типов в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» представлены в источнике [17].

Таким образом, исходя из формул (1), (2) для определения потока отказов устройств релейной защиты необходимо знать количество отказов определенного устройства за время эксплуатации и общее количество устройств, находящихся в эксплуатации в электросетевой компании. Для определения частоты ложных срабатываний необходимо знать количество ложных и правильных срабатываний устройства за время эксплуатации.

Таблица 3  
Table 3

Сведения о количестве устройств релейной в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» и их срабатываниях за 2013-2021 годы  
*Information on the number of relay devices in the branch of PJSC «Russian Grids Center»- «Orelenergo» and their works for 2013-2021*

Тип устройства	Элементная база	Защищаемое присоединение	Всего срабатываний	Всего отказов	Всего ложных срабатываний	Всего правильных срабатываний	Всего в эксплуатации в филиале
<b>Дуговая защита</b>							
Орион-ДЗ	МП	СШ 10 кВ	8	1	1	6	76
<b>Максимальная токовая защита</b>							
РС-80М2-20	СТ	СТ 110 кВ	6	0	4	2	3
РТ-40	ЭМ		11	2	1	8	63
РТ-85	ЭМ	ЛЭП 10 кВ	4286	1	0	4285	162
РС-80М2-31С	СТ		584	1	0	583	146
РС80М2-31	СТ		974	2	0	972	6
РТВ	ЭМ		2715	2	0	2713	115
РСТМ-80	СТ		10	1	0	9	1
Сириус-2МЛ	МП		913	1	0	912	162
РТ-40	ЭМ	СВ 10 кВ	1	1	0	0	146
Сириус-2С	МП		3	0	1	2	11
Seram В07	МП	СВ 110 кВ	2	0	1	1	1
<b>Автоматическое повторной включение</b>							
РПВ-258	ЭМ	ЛЭП 10 кВ	3283	1	0	3282	54
ШЭ 2607 011	МП	ЛЭП 110 кВ	23	2	1	20	6
РПВ-01	СТ		13	2	0	11	9

Продолжение таблицы 3

РПВ-258	ЭМ		36	3	0	33	9
РПВ-58	ЭМ		90	1	0	89	2
РПВ-258	ЭМ	СВ 110 кВ	14	0	1	13	3
<b>Дифференциальная защита шин</b>							
РНТ-567	ЭМ	СПШ 110 кВ	2	0	1	1	2
<b>Поперечная направленная дифференциальная защита</b>							
КЗ-7	ЭМ	ЛЭП 110 кВ	56	0	1	55	2
<b>Дифференциальная защита трансформатора</b>							
ДЗТ-11	ЭМ	СТ 110 кВ	23	1	4	18	55
<b>Газовая защита трансформатора</b>							
BF-80/Q	ПП	СТ 110 кВ	4	0	3	1	53
<b>Дифференциально-фазная защита</b>							
ДФЗ-201	ЭМ	ЛЭП 110 кВ	24	2	3	19	8
ШЭ 2607 087	МП		35	0	2	33	4

\*Источник: составлено автором. \*Source: compiled by the author.

Следует отметить, что в таблице 2 не представлены отказы и ложные срабатывания некоторых устройств РЗА, которые включены в общую статистику неправильной работы на рисунке 1, что обусловлено невозможностью определения их показателей надежности ввиду недостаточного количества статистических данных об их правильных срабатываниях.

В частности, не отмечено правильных срабатываний МТЗ СТ 110 кВ на базе реле РС80М2-31С, в то время как ложные срабатывания данной защиты наблюдались на подстанции 110/10 кВ «Восточная» в 2020 году. Это же относится и к терминалу Seram S03 на подстанции ПС 110/10 кВ «Северная», ложному срабатыванию токовой защиты нулевой последовательности на базе терминала Бреслер ТЛ 2606.101-1 на ВЛ 110 кВ «Нарышкинская – Богородицкая» в 2015 году. Кроме того, отмечены следующие ложные срабатывания:

- дифференциальной защиты трансформатора на базе терминала Бреслер ТЛ 2606.101-1 на подстанции 110/35/10 кВ «Нарышкинская» в 2017 году;
- терминалов Сириус-Т на подстанции ПС 35/6 кВ «Пушкарская» в 2016 году и на подстанции 110/6 кВ «ГМ» в 2015 году;
- газовых защит трансформатора на подстанции 35/10 кВ «Гостомль» на базе реле поплавкового реле BF-50/10 в 2020 году и на базе поплавкового реле ПГ-22 на подстанции 110/35/10 кВ «Болхов» в 2015 году;
- газовой защиты РПН СТ 110 кВ на подстанциях 110/10/6 кВ «Юго-Восточная» и 110/6 кВ «Заводская» на базе реле СТЗ Вколоров в 2017 и 2016 годах;
- УРОВ вводного выключателя РУ 6 кВ на подстанции 110/6 кВ «Пластмасс» в 2020 году на базе реле РТ-40/Р;
- направленной высокочастотной защиты ВЛ 110 кВ «Орловская Районная-Северная I цепь» на базе терминала ШЭ 2607 031 в 2019 году.

Следует отметить, что в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» эксплуатируется большая номенклатура устройств релейной защиты, сведения об аварийных отказах которых отсутствуют. Поэтому определить показатели их надежности невозможно, требуются дополнительные статистические данные.

#### **Результаты (Results)**

Согласно формуле (1) частота отказов микропроцессорного оптоволоконного устройства дуговой защиты Орион-ДЗ составляет:

$$\omega_{\text{отк.Орион-ДЗ}} = \frac{n_{\text{отк.ср.Орион-ДЗ}} \cdot 100}{n_{\text{ед.Орион-ДЗ}}} = 0,15 \text{ (год}^{-1}\text{/100\cdotшт)}$$

При этом частота ложных срабатываний микропроцессорного оптоволоконного устройства дуговой защиты Орион-ДЗ согласно формуле (2) равна:

$$\omega_{\text{лож.Орион-ДЗ}} = \frac{n_{\text{лож.ср.Орион-ДЗ}} \cdot 100}{n_{\text{прав.сраб.ср.Орион-ДЗ}}} = 16,57 \text{ (год}^{-1}\text{/100\cdotшт.)}$$

Результаты расчетов показателей надежности устройств РЗА по статистическим данным филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» представлены в таблице 4.

Показатели надежности устройств релейной защиты и автоматики на основе статистических данных филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго».  
Indicators of reliability of relay protection devices and automation on the basis of statistical data of the branch of PJSC «Russian Grids Center»-«Orelenergo».

Тип устройства	Элементная база	Защищаемое присоединение	Поток отказов, $\omega_{\text{отк.}}$ , год <sup>-1</sup> /100·шт.	Частота излишних (ложных) срабатываний, $\omega_{\text{изл.}}$ , год <sup>-1</sup> /100·шт.
<b>Дуговая защита</b>				
Орион-ДЗ	МП	Секция шин 10 кВ	0,15	16,57
<b>Максимальная токовая защита</b>				
РС-80М2-20	СТ	СТ 110 кВ	-	200
РТ-40	ЭМ		0,35	12,5
РТ-85	ЭМ	ЛЭП 10 кВ	0,07	-
РС-80М2-31С	СТ		0,08	-
РС80М2-31	СТ		3,7	-
РТВ	ЭМ		0,19	-
РСТМ-80	СТ		11,11	-
Сириус-2МЛ	МП		0,07	-
РТ-40	ЭМ		СВ 10 кВ	0,08
Сириус-2С	МП	-		50
Seram B07	МП	СВ 110 кВ	-	100
<b>Автоматическое повторное включение</b>				
РПВ-258	ЭМ	ЛЭП 10 кВ	0,21	-
ШЭ 2607 011	МП	ЛЭП 110 кВ	3,7	5
РПВ-01	СТ		2,47	-
РПВ-258	ЭМ		3,7	-
РПВ-58	ЭМ		5,56	-
РПВ-258	ЭМ		СВ 110 кВ	7,68
<b>Дифференциальная защита шин</b>				
РНТ-567	ЭМ	СШ 110 кВ	-	100
<b>Поперечная направленная дифференциальная защита</b>				
КЗ-7	ЭМ	ЛЭП 110 кВ	-	1,82
<b>Дифференциальная защита трансформатора</b>				
ДЗТ-11	ЭМ	СТ 110 кВ	0,2	22,22
<b>Газовая защита трансформатора</b>				
BF-80/Q	ПП	СТ 110 кВ	-	300
<b>Дифференциально-фазная защита</b>				
ДФЗ-201	ЭМ	ЛЭП 110 кВ	2,78	15,79
ШЭ 2607 087	МП		-	6,06

\*Источник: составлено автором. \*Source: compiled by the author.

#### Обсуждение (Discussions)

Результаты расчетов, приведённые в таблице 4 показывают следующее:

- поток отказов микропроцессорного оптоволоконного устройства дуговой защиты Орион-ДЗ (0,15 год<sup>-1</sup>/100·шт.) значительно ниже частоты ложных срабатываний (16,57 год<sup>-1</sup>/100·шт.) Высокий показатель частоты ложных срабатываний обусловлен тем, что за 9 лет наблюдений работоспособности терминалов было небольшим количество срабатываний (8 раз), при этом одно срабатывание было ложным;

- электромеханические реле серии РТ-40, используемые в максимальной токовой защите силовых трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ, показали более высокую эксплуатационную надежность, чем статические реле серии РС-80М2-20. Частота ложных срабатываний реле РТ-40 (12,5 год<sup>-1</sup>/100·шт.) в 16 раз меньше частоты ложных срабатываний реле РС-80М2-20. При этом реле РТ-40 характеризуется невысоким

показателем потока отказов со значением  $0,35 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ , что обуславливает целесообразность их дальнейшей эксплуатации для реализации МТЗ СТ 110 кВ;

- в реализации максимальной токовой защиты ЛЭП 10 кВ наибольшую эксплуатационную надежность показали электромеханические реле серии РТ-85 и микропроцессорные терминалы типа Сириус-2МЛ с одинаковыми значениями потока отказов ( $0,07 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ ), а также статические реле серии РС-80М2-31С со значением потока отказов  $0,08 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и электромеханические реле серии РТВ со значением потока отказов  $0,19 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  При этом за 9 лет в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» было зафиксировано 4286, 584 и 913 срабатываний реле РТ-85, РС-80М2-31С и терминалов Сириус-2МЛ соответственно, из которых для каждого устройства было зафиксировано только по одному отказу. Реле РТВ срабатывали 2715 раз, было зафиксировано 2 отказа. Следует отметить, что ложных срабатываний перечисленных устройств РЗА зафиксировано не было, что характеризует правильность выставленных на них персоналом электросетевой компании уставок. В филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» реле РТ-85, РС-80М2-31С, РТВ и терминалы Сириус-2МЛ представлены в количестве 162, 146, 115 и 162 единиц, соответственно. Наименьшую эксплуатационную надежность при реализации максимальной токовой защиты ЛЭП 10 кВ показали статические реле РС80М2-31 и РСТМ-80 со значениями потока отказов, соответственно,  $3,7 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и  $11,11 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ ;

- электромеханические реле серии РТ-40 также характеризуются высокой надежностью при их функционировании в качестве исполнительного органа максимальной токовой защиты секционных выключателей 10 кВ. Так, среди 146 реле в электросетевой компании за 9 лет эксплуатации отказ был зафиксирован один раз, что обуславливает значение потока отказов  $0,08 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  При этом микропроцессорные терминалы Сириус-2С и Seram B07, используемые для реализации максимальной токовой защиты секционных выключателей 10 кВ и 110 кВ, характеризуются высокой частотой ложных срабатываний со значениями  $50 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и  $100 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  Этот результат расчёта обусловлен недостаточностью статистических данных, (небольшое количество устройств, находящихся в эксплуатации, соответственно, 11 и 1 единица, а также малое количество срабатываний за 9 лет: 3 и 2 раза);

- электромеханические реле серии РПВ-258, используемые для реализации автоматического повторного включения ЛЭП 10 кВ, характеризуются высокой эксплуатационной надежностью со значением потока отказов  $0,21 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  Среди 3283 срабатываний был зафиксирован 1 отказ при общем количестве устройств в эксплуатации – 54 единицы;

- среди рассчитанных показателей надежности устройств РЗА, используемых для реализации автоматического повторного включения ЛЭП 110 кВ наибольшей эксплуатационную надежность характеризуются статические реле однократного включения серии РПВ-01 со значением потока отказов  $2,47 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ , а наименьшей – электромеханические реле серии РПВ-58 со значением  $5,56 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  Микропроцессорные терминалы ШЭ 2607 011 характеризуется значениями потока отказов и частотой излишних срабатываний  $3,7 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и  $5 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ , соответственно. При этом электромеханические реле РПВ-258, используемые для АПВ секционных выключателей 10 кВ, характеризуются значением потока отказов  $7,68 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ ;

- электромеханические реле РНТ-567, используемые для реализации дифференциальной защиты шин 110 кВ характеризуются частотой ложных срабатываний  $100 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ , что, в первую очередь, может быть обусловлено небольшим объемом статистических данных об их срабатываниях. За 9 анализируемых лет эксплуатации в электросетевой компании было зафиксировано всего 2 срабатывания защиты с использованием данных устройств;

- устройства КЗ-7, используемые для поперечной направленной дифференциальной защиты ЛЭП 110 кВ, характеризуются частотой ложных срабатываний  $1,82 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и высокой надежностью. Они находятся в эксплуатации в филиале в количестве 2 единиц, при этом из 56 их срабатываний за 9 лет правильными были 55;

- электромеханические дифференциальные реле с торможением серии ДЗТ-11, представленные в филиале в количестве 55 единиц, характеризуются высокой надежностью и значением потока отказов  $0,2 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  При этом частота ложных срабатываний реле ДЗТ-11 –  $22,22 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ , что обуславливает необходимость проведения организационных мероприятий со стороны специалистов электросетевой компании по корректировке их уставок. Так, за 9 лет 4 из 23 срабатываний реле ДЗТ-11 были ложными. Также необходимо усилить контроль технического состояния поплавковых газовых реле

BF-80/Q, используемых для реализации газовой защиты трансформаторов 110 кВ, частота ложных срабатываний которых составляет  $300 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ . Они представлены в количестве 53 единиц, при этом за 9 лет эксплуатации было зафиксировано 4 срабатывания, среди которых 3 являлись ложными;

- электромеханические панели дифференциально-фазной защиты типа ДФЗ-201, используемые для защиты ЛЭП 110 кВ, характеризуются потоком отказов  $2,78 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и частотой ложных срабатываний  $15,79 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ , а микропроцессорные терминалы ШЭ 2607 087 – частотой ложных срабатываний  $6,06 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ . Электромеханические панели ДФЗ-201 и терминалы ШЭ 2607 087 представлены в количестве 8 и 4 единиц, при этом за рассматриваемый промежуток в 9 лет было зафиксировано 24 и 35 их срабатываний, соответственно.

#### **Заключение (Conclusions)**

В работе был произведен расчет современных показателей надежности устройств релейной защиты и автоматики на основе статистических данных СРЗАиМ о срабатываниях устройств РЗА в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» за 2013-2021. Исходя из результатов исследования можно сделать следующие выводы:

1) Наилучшие показатели надёжности показывают электромеханические реле РТ-40, используемые в максимальной токовой защите силовых трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ и секционных выключателей 10 кВ, поток их отказов не превысил, соответственно,  $0,35 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и  $0,08 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ . Также высокими показателями надёжности характеризуются реле РТ-85, РС-80М2-31С, РТВ и Сириус-2МЛ со значением потока отказов  $0,07, \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ ,  $0,08 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и  $0,19 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ . Невысокое значение потока отказа имеют электромеханические реле РПВ-258 и статические реле РПВ-01, используемые для реализации автоматического повторного включения ЛЭП 10 кВ и ЛЭП 110 кВ, со значениями потока отказов  $0,21 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и  $2,47 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ . Устройство Орион-ДЗ, используемое в реализации дуговой защиты шин 10 кВ, имеет поток отказов  $0,15 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ , а электромеханическое реле ДЗТ-11, применяющееся в дифференциальной защите силовых трансформаторов 110 кВ, -  $0,2 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$

2) Наименее надёжными являются электромеханические реле РС-80М2-20, используемые в МТЗ СТ 110 кВ со значением частоты излишних срабатываний  $200 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ , а также статические реле РС80М2-31 и РСТМ-80, используемые в максимальной токовой защите ЛЭП 10 кВ со значениями потока отказов  $3,7 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и  $11,11 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ . Микропроцессорные терминалы Сириус-2С и Sepam В07, применяющиеся в максимальной токовой защите секционных выключателей 10 и 110 кВ, характеризуются высокой частотой излишних срабатываний со значениями  $50 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и  $100 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ . Высокие значения частоты излишних срабатываний имеют, используемые в дифференциальной защите шин реле РНТ-567 и газовой защите трансформатора реле BF-80/Q, со значениями потока отказов  $100 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и  $300 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$ . Устройства ДФЗ-201 и ШЭ 2607 087, используемые в дифференциально-фазной защите ЛЭП 110 кВ, характеризуются высокой частотой излишних срабатываний со значениями  $15,79 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$  и  $6,06 \text{ год}^{-1}/100 \cdot \text{шт.}$

3) Ввиду небольших объёмов выборки при оценке надёжности некоторых типов устройств, полученные результаты по оценке их надёжности требуют подтверждения в ходе дальнейших исследований.

4) Результаты данного исследования могут использоваться персоналом электросетевых компаний для планирования проведения мероприятий по техпервооружению и реконструкции подстанций, а также персоналом проектных организаций при разработке проектной документации по автоматизации подстанций с высшим напряжением 35-110 кВ, а также научно-педагогическими работниками и студентами при выполнении научных, учебных работ.

#### **Литература**

1. Abdelmoumene Abdelkader, Bentarzi Hamid. A review on protective relays' developments and trends // Journal of Energy in Southern Africa. 25. 2014. 10.17159/2413-3051/2014/v25i2a2674.
2. Balakrishna P., Kanabar Mital, Muthukrishnan, Vijaysarathi. Power system asset management using advanced protection relays // Conference: 2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS). 2017. pp. 836-841. 10.1109/ICPES.2017.8387405.

3. Sahebkar Farkhani Jalal, Zareein Mohammad, Najafi Arsalan, Melicio Rui, Rodrigues Eduardo. The Power System and Microgrid Protection-A Review // Applied Sciences. 10. 1-30. 2020. 10.3390/app10228271.
4. Rajalwal Nilesh, Ghosh Debomita. Recent trends in integrity protection of power system: A literature review // International Transactions on Electrical Energy Systems. 2020. 10.1002/2050-7038.12523.
5. Bentarzi Hamid. Fault Tree-Based Root Cause Analysis Used to Study Mal-Operation of a Protective Relay in a Smart Grid // In book: Research Anthology on Smart Grid and Microgrid Development. 2022. pp. 348-367. 10.4018/978-1-6684-3666-0.ch016.
6. Alimkhan Aisultan, Abukhan Aishabibi. Overview of Relay Coordination using Adaptive Protection Scheme for the interconnected distribution system. 2019. 10.13140/RG.2.2.16072.98562.
7. Zhang Zhaoyun, Chen Wei, Zhang Zhutian. Research on the relay protection system of micro-grid // Tehnicki Vjesnik. 22. (2015). 51-59. 10.17559/TV-20150210221236.
8. Idris Rasyidah, Mohamed Siti. Coordination of Overcurrent Relay In Distribution System // ElektriKA - Journal of Electrical Engineering. 21. 50-53. 2022. 10.11113/elektriKA.v21n2.354.
9. Волчков Ю.Д., Лансберг А.А. Изготовление лабораторного стенда для исследования комбинированных токовых реле типа РТ-80 // В сборнике: Молодежная наука - развитию агропромышленного комплекса. Материалы Всероссийской (национальной) научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. 2020. С. 195-199.
10. Григорьев Д.А., Гусев Ю.П., Колесникова К.В., Смотров Н.Н., Чо Г.Ч. Анализ причин ложной работы логических защит в сетях 20 кВ при росте емкостных токов // Релейная защита и автоматизация. Сентябрь, 2021. №03(44). С. 8-15.
11. Рычков А.В., Валов В.Н. Разработка защиты участков межсекционных связей КРУЭ 35 кВ ГТУ-ТЭС-200 от замыканий на землю и повышение надежности работы защиты при перемежающихся дуговых замыканиях // Релейная защита и автоматизация. Сентябрь, 2021. №03(44). С. 76-81.
12. Маруда И.Ф. Релейная защита линий 110-220 кВ для сохранения устойчивости электростанций. Линии с двухсторонним питанием // Электроэнергия. Передача и распределение. 2022. №3(72). С. 130-135.
13. Маруда И.Ф. Об упрощении релейной защиты линий 110-220 кВ в зоне динамической устойчивости генераторов электростанции // Электроэнергия. Передача и распределение. 2022. №2 (71). С. 74-81.
14. Лундалин А.А., Пузина Е.Ю., Худоногов И.А. Направления развития релейной защиты и автоматики в российских электрических сетях // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2019. №2(62). С. 77-85. DOI: 10.26731/1813-9108.2019.2(62).
15. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ. 2003. 256 с. ISBN 5-7782-0309-8.
16. Волчков Ю.Д., Лансберг А.А., Виноградов А.В., Голиков И.О. Анализ элементной базы устройств, используемых в релейной защите и автоматике силовых трансформаторов с высшим напряжением 35-110 кВ филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» // Вести высших учебных заведений Черноземья. 2022. № 2 (68). С. 26-42.
17. Виноградова, Алина Васильевна. Энергосистема Орловской области: обзор статистической информации / А.В. Виноградова, А.А. Лансберг, А.В. Виноградов. Под ред. д.т.н. Виноградова А.В. // Монография. – Орёл: изд-во «Картуш», 2023. – 360 с.

#### **Авторы публикации**

*Виноградов Александр Владимирович* – д-р тех. наук., доцент, заведующий лабораторией электроснабжения и теплообеспечения Федерального научного агроинженерного центра ВИМ. E-mail: [winaleksandr@gmail.com](mailto:winaleksandr@gmail.com)

*Лансберг Александр Александрович* - специалист лаборатории электроснабжения и теплообеспечения Федерального научного агроинженерного центра ВИМ. E-mail: [lansbergaa@vk.com](mailto:lansbergaa@vk.com)

*Волчков Юрий Дмитриевич* - канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение» Орловского государственного аграрного университета. E-mail: [volchkov.iurij@yandex.ru](mailto:volchkov.iurij@yandex.ru)

**Виноградова Алина Васильевна** - канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории электроснабжения и теплообеспечения Федерального научного агроинженерного центра ВИМ. E-mail: alinawin@rambler.ru.

### References

1. Abdelmoumene Abdelkader, Bentarzi Hamid. A review on protective relays' developments and trends. *Journal of Energy in Southern Africa*. 25. 2014. 10.17159/2413-3051/2014/v25i2a2674.
2. Balakrishna P., Kanabar Mital, Muthukrishnan, Vijaysarathi. *Power system asset management using advanced protection relays*. Conference: 2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS). 2017. pp. 836-841. 10.1109/ICPES.2017.8387405.
3. Sahebkar Farkhani Jalal, Zarecin Mohammad, Najafi Arsalan, Melicio Rui, Rodrigues Eduardo. The Power System and Microgrid Protection-A Review. *Applied Sciences*. 10. 1-30. 2020. 10.3390/app10228271.
4. Rajalwal Nilesh, Ghosh Debomita. *Recent trends in integrity protection of power system: A literature review*. International Transactions on Electrical Energy Systems. 2020. 10.1002/2050-7038.12523.
5. Bentarzi Hamid. *Fault Tree-Based Root Cause Analysis Used to Study Mal-Operation of a Protective Relay in a Smart Grid*. In book: Research Anthology on Smart Grid and Microgrid Development. 2022. pp. 348-367. 10.4018/978-1-6684-3666-0.ch016.
6. Alimkhan Aisultan, Abukhan Aishabibi. *Overview of Relay Coordination using Adaptive Protection Scheme for the interconnected distribution system*. 2019. 10.13140/RG.2.2.16072.98562.
7. Zhang Zhaoyun, Chen Wei, Zhang Zhutian. Research on the relay protection system of micro-grid. *Tehnicki Vjesnik*. 22. (2015). 51-59. 10.17559/TV-20150210221236.
8. Idris Rasyidah, Mohamed Siti. Coordination of Overcurrent Relay In Distribution System. *Elektrika - Journal of Electrical Engineering*. 21. 50-53. 2022. 10.11113/elektrika.v21n2.354.
9. Volchkov YuD, Lansberg AA. Manufacture of a laboratory stand for the study of combined current relays of the RT-80 type. *In the collection: Youth science - development of the agro-industrial complex. Materials of the All-Russian (national) scientific and practical conference of students, postgraduates and young scientists*. 2020:195-199.
10. Grigoriev DA., Gusev YuP, Kolesnikova KV, et al. Analysis of the causes of false operation of logic protections in 20 kV networks with an increase in capacitive currents. *Relay protection and automation*. 2021;03(44):8-15.
11. Rychkov AV, Valov VN. Development of protection of sections of intersectional connections of the 35 kV GTU-TPP-200 from earth faults and increasing the reliability of protection during intermittent arc circuits. *Relay protection and automation*. 2021;03(44):76-81.
12. Maruda IF. Relay protection of 110-220 kV lines to preserve the stability of power plants. Lines with two-way power supply. *Electric power. Transmission and distribution*. 2022;3(72):130-135.
13. Maruda IF. About simplification of relay protection of 110-220 kV lines in the zone of dynamic stability of power plant generators. *Electric power. Transmission and distribution*. 2022;2(71):74-81.
14. Lundalin AA, Puzina EYu, Khudonogov IA. Directions of development of relay protection and automation in Russian electric networks. *Modern technologies. System analysis. Modeling*. 2019;2(62):77-85. doi: 10.26731/1813-9108.2019.2(62).
15. Kidushin VG. Reliability of energy systems. Pt 1. *Theoretical foundations: A textbook*. Novosibirsk: Publishing house of NSTU. 2003. 256 p. ISBN 5-7782-0309-8.
16. Volchkov YuD, Lansberg AA, Vinogradov AV, Golikov I.O. Analysis of the element base of devices used in relay protection and automation of power transformers with a higher voltage of 35-110 kV of the branch of PJSC «Rosseti Center»-«Orelenergo». *Vesti of higher educational institutions of the Chernozem region*. 2022;2(68):26-42.
17. Vinogradova Alina Vasilyevna. The power system of the Orel region: a review of statistical information / AV. Vinogradova, AA. Lansberg, AV. Vinogradov. Edited by Doctor of Technical Sciences Vinogradov A.V. Monograph. Orel: publishing house «Cartouche», 2023. 360 p.

**Authors of the publication**

*Alexander V. Vinogradov* – Federal Scientific Agroengineering Center VIM. E-mail: [winaleksandr@gmail.com](mailto:winaleksandr@gmail.com)

*Alexandr A. Lansberg* – Federal Scientific Agroengineering Center VIM. E-mail: [lansbergaa@vk.com](mailto:lansbergaa@vk.com)

*Yuri D. Volchkov* - Orel State Agrarian University Email: [volchkov.iurij@vandex.ru](mailto:volchkov.iurij@vandex.ru)

*Alina V. Vinogradova* – Federal Scientific Agroengineering Center VIM. E-mail: [alinawin@rambler.ru](mailto:alinawin@rambler.ru)

*Шифр научной специальности:*

*2.4.2 Электротехнические комплексы и системы (технические науки)*

*Смежные специальности в рамках группы научной специальности:*

*2.4.5 Энергетические системы и комплексы (технические науки)*

***Получено*** ***21.03.2023г.***

***Отредактировано*** ***06.04.2023г.***

***Принято*** ***12.04.2023г.***