

**ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИИ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ /
ELECTRICAL TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT**<https://doi.org/10.15507/2658-4123.035.202504.808-824>EDN: <https://elibrary.ru/zwcsoo>

УДК / UDK 53:519.7

*Оригинальная статья / Original article***Удельные показатели последствий отключений
в электрических сетях 110 кВ****А. В. Виноградова^{1,2,3}✉, А. В. Виноградов^{2,3}, А. К. Букреева¹**¹ *Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ,**г. Москва, Российская Федерация*² *Орловский государственный аграрный университет**имени Н. В. Парахина,**г. Орел, Российская Федерация*³ *Российский государственный аграрный университет –**МСХА имени К. А. Тимирязева,**г. Москва, Российская Федерация*✉ alinawin@rambler.ru*Аннотация*

Введение. Сравнение последствий отключений в электрических сетях разных классов напряжения актуально для выработки стратегий в их проектировании и строительстве. Основная научная проблема выбора таких стратегий заключается в противоречии между необходимостью повышения надежности оборудования и минимизацией капитальных вложений и эксплуатационных издержек. Наиболее наглядное сравнение с возможностью масштабирования результатов проводится по удельным показателям последствий отключений, поэтому актуальной задачей является их оценка в электрических сетях 110 кВ для последующего сравнительного анализа.

Цель исследования. Провести сравнительный анализ удельных показателей надежности, характеризующих последствия отключений электрических сетей с напряжением 110 кВ и 0,4 кВ.

Материалы и методы. Проанализированы статистические данные аварийных и плановых отключений в электрических сетях 110 кВ за период с 2018 по 2023 гг. на территории Орловской области. Источником данных послужили журналы учета отключений, «Орелэнерго» (филиал ПАО «Россети Центр»). Суммарная протяженность рассматриваемых сетей составила более 1,7 тыс. км. Определены удельные показатели надежности, характеризующие последствия отключений в сетях 110 кВ, и выполнено их сравнение с аналогичными показателями для сетей 0,4 кВ.

Результаты исследования. Последствия аварийных отключений в сети 110 кВ по показателю удельной отключенной мощности на одно отключение в сетях 110 кВ в среднем в 50 раз превосходят последствия отключений в сети 0,4 кВ; с учетом всех причин отключений – в 17,5 раз. Среднее удельное время аварийных перерывов на одно отключение в сетях 0,4 кВ более чем в 5 раз превышает данный показатель

© Виноградова А. В., Виноградов А. В., Букреева А. К., 2025

Контент доступен по лицензии Creative Commons Attribution 4.0 License.
This work is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 License.

в сетях 110 кВ. Удельный недоотпуск электроэнергии на одного потребителя в сетях 0,4 кВ выше, чем в сетях 110 кВ более чем в 2 160 раз с учетом всех причин отключений, а удельный недоотпуск электроэнергии на одно отключение в сетях 0,4 кВ выше в 18 раз. Средний суммарный недоотпуск по всем причинам в сетях 0,4 кВ более чем в 7 500 раз больше аналогичного показателя для сетей 110 кВ.

Обсуждение и заключение. Суммарные годовые последствия аварийности в электрических сетях 0,4 кВ превышают последствия аварийности в сетях 110 кВ. Следует пересмотреть нормы проектирования сетей 0,4 кВ в сторону повышения требований к надежности их конструкции и создания возможностей управления конфигурацией с целью автоматического резервирования питания потребителей. Это позволит значительно сократить ущерб для сельских потребителей и электросетевых организаций.

Ключевые слова: электрические сети, удельные показатели надежности, сети 110 кВ, сети 0,4 кВ, статические данные, количество отключений, недоотпуск электроэнергии, электроснабжение, надежность электроснабжения, последствия отключений

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Виноградова А.В., Виноградов А.В., Букреева А.К. Удельные показатели последствий отключений в электрических сетях 110 кВ. *Инженерные технологии и системы*. 2025;35(4):808–824. <https://doi.org/10.15507/2658-4123.035.202504.808-824>

Specific Indicators of the Consequences of Outages in 110 kV Electrical Networks

A. V. Vinogradova^{a,b,c}✉, A. V. Vinogradov^{b,c}, A. K. Bukreeva^a

^a *Federal Scientific Agroengineering Center VIM,
Moscow, Russian Federation*

^b *Orel State Agrarian University named after N. V. Parakhin,
Oryol, Russian Federation*

^c *Russian State Agrarian University –
Moscow Timiryazev Agricultural Academy,
Moscow, Russian Federation*

✉ alinawin@rambler.ru

Abstract

Introduction. Comparing the effects of outages in electrical networks of different voltage classes is important for developing strategies for their design and construction. The main scientific problem when choosing such strategies arises from the contradiction between the need to increase the reliability of equipment and structures of electrical networks of all voltage classes and to minimize capital investments and operating costs. A comparison based on specific indicators is more visual and makes it possible to scale the results obtained. Thus, it is an urgent task to assess the specific indicators of the consequences of outages in 110 kV electrical networks for their subsequent comparison with similar indicators for networks of other voltage classes.

Aim of the Study. The study is aimed at conducting a comparative analysis of specific reliability indexes characterizing the consequences of outages in 110 kV and 0.4 kV electrical networks.

Materials and Methods. There were analyzed the statistical data of emergency and planned outages in 110 kV electrical networks in the Oryol region for the period from 2018 to 2023. The initial data were taken from the outage log books for the branch of PJSC

Rosseti Centre – Oryolenergo. The total length of the electrical networks considered was more than 1.7 thousand kilometers. Specific reliability indexes characterizing the consequences of outages in 110 kV electrical networks were determined and compared with similar indexes for 0.4 kV electrical networks.

Results. The study revealed that the consequences of emergency outages in the 110 kV electrical networks in terms of specific disconnected electrical power indicator per one outage in 110 kV electrical networks are on average about 50 times greater than the consequences of outages in the 0.4 kV electrical networks and taking into account all causes of outages – 17.5 times. The average specific time of emergency interruptions per one outage in 0.4 kV electrical networks is more than 5 times greater than in 110 kV electrical networks. Specific undersupply of electrical power per one consumer in 0.4 kV electrical networks is greater than in 110 kV electrical networks by more than 2,160 times taking into account all causes of disconnections while specific electrical power undersupply per outage disconnection in 0.4 kV electrical networks is 18 times greater. The average total undersupply of electrical power for all reasons in 0.4 kV electrical networks is more than 7,500 times greater than the same indicator for 110 kV electrical networks.

Discussion and Conclusion. The total annual consequences of accidents in 0.4 kV electrical networks are greater than the consequences of accidents in 110 kV electrical networks. It is necessary to revise the design standards for 0.4 kV electrical networks increasing the requirements for the reliability of their design and creating opportunities for configuration management, primarily for the purpose of automatic standby electrical power supply to consumers. This will significantly reduce damage to both rural consumers and power grid operators.

Keywords: power grids, specific reliability indexes, 110 kV electrical networks, 0.4 kV electrical networks, statistical data, number of outages, electrical power undersupply, electrical power supply, reliability of electrical power supply, consequences of outages

Conflict of interest: The authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Vinogradova A.V., Vinogradov A.V., Bukreeva A.K. Specific Indicators of the Consequences of Outages in 110 kV Electrical Networks. *Engineering Technologies and Systems*. 2025;35(4):808–824. <https://doi.org/10.15507/2658-4123.035.202504.808-824>

ВВЕДЕНИЕ

Проблемы технологических отключений в электрических сетях 110 кВ особенно актуальны для Российской Федерации, где эти сети являются районными и имеют большую протяженность. Надежность данных сетей непосредственно влияет на надежность электроснабжения сельских потребителей, так как основная доля сетей 110 кВ приходится на сельскую местность. При этом их износ составляет по некоторым источникам до 92 % [1].

Сравнение последствий отключений в электрических сетях 110 кВ и 0,4 кВ позволит рационально выстраивать стратегии их проектирования и строительства. Это возможно за счет решения противоречий между необходимостью, с одной стороны, повышать надежность оборудования, конструкций электрических сетей обоих классов напряжения, другой – потребностью в сокращении удельных капитальных вложений и эксплуатационных издержек на километр строящихся и обслуживаемых сетей. Оценку целесообразно проводить по удельным показателям последствий отключений, что дает возможность масштабировать получаемые результаты. Ранее получены удельные показатели по сетям 0,4 кВ, поэтому актуальной является задача оценки удельных показателей последствий отключений

в электрических сетях 110 кВ для их последующего сравнения с аналогичными показателями по сетям других классов напряжения, в частности 0,4 кВ.

Цель исследования – провести сравнительный анализ удельных показателей надежности, характеризующих последствия отключений электрических сетей с напряжением 110 кВ и 0,4 кВ.

Задачи исследования сводятся к следующему:

- провести статистический анализ аварийных и плановых отключений воздушных линий 110 кВ Орловской области за период с 2018 по 2023 г. и вызванных ими последствий;
- рассчитать удельные показатели надежности, характеризующие последствия отключений в электрических сетях 110 кВ: количество отключенных потребителей, суммарный недоотпуск электроэнергии и др.;
- выполнить анализ рассчитанных удельных показателей по сетям 110 кВ и их сравнение с аналогичными по электрическим сетям 0,4 кВ.

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В научной литературе широко освещен вопрос причин возникновения технологических отключений в сетях 110 кВ и разработке мероприятий по их устранению и снижению. В частности, в работе С. В. Смоловика, Ф. Х. Халилова исследованы причины утренних отключений воздушных линий (ВЛ) 110 кВ. Проведенный авторами анализ позволил выявить влияние сезонности метеорологических факторов на сезонность числа отключений по годам и времени суток [2]. Кроме того, рассмотрены причины и виды повреждений сетей 110 кВ [3; 4], проанализированы показатели аварийности данных сетей, предложены рекомендации по их устранению [5–7].

А. В. Виноградовым анализируется состояние оборудования сетей 110 кВ как фактор, непосредственно влияющий на показатели их надежности [8].

Требования по обеспечению нормативного уровня надежности электроснабжения потребителей как в нормальных, так и в послеаварийных режимах работы сети все больше ужесточаются. При этом методики расчетов надежности электроснабжения на нормативном уровне не корректируются. В то же время ряд ученых актуализирует информацию по современным показателям надежности электроснабжения [9; 10]. Проводится сравнительный анализ зарубежного и отечественного опыта нормирования надежности распределительных сетей [11].

Помимо анализа причин технологических отключений предлагаются решения по оптимизации расчетов надежности ВЛ 110 кВ. Предложен метод расчета показателей надежности ВЛ на основе данных по их протяженности с учетом сезонной нестационарности потока отказов линий¹.

Ряд исследований посвящен применению методов искусственного интеллекта для прогнозирования отказов [12; 13], точной классификации неисправностей [14]. Зарубежные ученые рассмотрели метод искусственного интеллекта

¹ Базан Т.В., Галабурда Я.В., Иселенок Е.Б. Анализ отключений воздушных линий 35–750 кВ. Актуальные проблемы энергетики. Электроэнергетические системы. Минск: БНТУ; 2020. С. 114–116. <https://rep.bntu.by/handle/data/73524/recent-submissions?offset=20>

для прогнозирования отключений в распределительных электрических сетях во время неблагоприятных погодных условий [15; 16].

Статистические данные об отключениях для нескольких районов Северо-Кавказского региона были исследованы А. М. Исуповой [17]. Автор акцентировала внимание на необходимости учета региональных особенностей исследуемого района. Так, для горной местности характерно функционирование сельских электрических сетей в условиях повышенной гололедной и ветровой нагрузки, особенно в весенние месяцы, что приводит к повышенному выходу из строя проводов, изменению положения опор и возможной их поломке. Кроме того, рассмотрен вопрос о нерациональном применении показателей надежности оказываемых услуг с помощью показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd) и показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi) для рассмотрения эксплуатационных задач энергосистемы, так как они более показательны для энергосбытовой деятельности.

В рассмотренных работах, а также в других исследованиях не представлены данные об удельных показателях, характеризующих последствия отключений, таких как отключенная мощность на одного потребителя, отключенная мощность на одно отключение, время перерыва в электроснабжении на одно отключение, которые могли бы охарактеризовать последствия отключений в электрических сетях 110 кВ. Исследование данных показателей проводится в настоящей работе на примере электрических сетей Орловской области. Подобные показатели, также на примере Орловской области, оценены для сетей 0,4 кВ [18]. Это позволяет сравнить последствия отключений в сетях 110 и 0,4 кВ для одного региона.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Объект исследования

Объектом исследования являются электрические сети 110 кВ Орловской области, предметом – удельные показатели их надежности, характеризующие последствия отключений в них.

Материалы исследования

Проведен статистический анализ аварийных и плановых отключений ВЛ 110 кВ Орловской области за период с 2018 по 2023 г. и вызванных ими последствий. Исходные данные взяты из журналов отключений по «Орелэнерго» (филиал ПАО «Россети Центр»). В журналах для каждого класса напряжения приводятся данные по времени начала и окончания отключения (аварийного или планового), указывается конкретная линия, на которой произошло отключение. Также приводятся сведения о количестве отключенных конечных потребителей (точек подключения), ущербе от отключения, отключенной мощности и др. Общее количество отключенных точек подключения при отключениях на линиях электропередачи (ЛЭП) 110 кВ указывается с учетом точек, запитанных на более низких напряжениях. Это связано с тем, что отключение ЛЭП 110 кВ может привести к отключениям и в сетях 35, 10, 6 и 0,4 кВ в случае, если не было обеспечено сетевое резервирование ЛЭП 110 кВ. Полученные из журналов данные были использованы для расчета удельных показателей надежности, характеризующих последствия отключений.

Общая протяженность анализируемых сетей составила более 1 700 км (изменяясь от 1 737,8 км в 2018 г. до 1 733,8 км в 2023 г.) [8]. В рассматриваемых электрических сетях Орловской области, по оценке на январь 2022 г., в очень хорошем состоянии со степенью физического износа менее 15 % находились 34 ВЛ 110 кВ (52 % от общего их количества в регионе); в хорошем состоянии со степенью физического износа в диапазоне от 15 до 30 % – 25 ВЛ 110 кВ (38 %); в удовлетворительном состоянии со степенью износа 30–50 % – 6 ВЛ 110 кВ (9 %). Линий, находящихся в неудовлетворительном и критическом состоянии на конец января 2022 г., не выявлено [8].

Методы и процедура исследования

Количество отключенных потребителей принималось по количеству точек присоединения (жилые дома, производственные объекты и т. п.). Суммарно отключенная мощность определялась на основе фактических замеров мощности в режимные дни на отходящих от подстанций линиях. При отключении конкретной линии замеренная в режимный день мощность принималась в качестве отключенной. Суммарный недоотпуск электроэнергии определялся с учетом отключенной мощности и продолжительности перерыва в электроснабжении. Кроме того, определен поток отключений по аварийным и плановым отключениям, а также общий на 100 км, год⁻¹.

Поток отключений $\omega(t)$, год⁻¹ на 100 км протяженности линий или 100 единиц оборудования определялся как отношение числа отказов (или плановых отключений) восстанавливаемого объекта (ЛЭП или другое оборудование) за рассматриваемый год $n_{ac/pli}$, откл. к общему числу наблюдаемых объектов, ед.:

$$\omega(t) = \frac{n_{ac/pli}}{L} \cdot 100, \quad (1)$$

где L – протяженность ЛЭП, км, или число оборудования, шт.; $n_{ac/pli}$ – количество аварийных или плановых отключений за заданный период времени, ед.

Удельное количество отключенных потребителей на одно отключение для каждого года N_{sg} , ед./откл. определялось как отношение числа отключенных (аварийно или планоно) потребителей $N_{ac/pli}$, ед. соответственно к числу аварийных или плановых отключений $n_{ac/pli}$ откл. в течение каждого рассматриваемого года:

$$N_{sg} = \frac{N_{ac/pli}}{n_{ac/pli}}. \quad (2)$$

Удельная отключенная мощность на одно отключение P_{sd} , МВт/откл., определялась как отношение суммарно отключенной мощности, $P_{ac/pli}$, МВт на количество отключений $n_{ac/pli}$, откл.:

$$P_{sd} = \frac{P_{ac/pli}}{n_{ac/pli}}. \quad (3)$$

Удельная отключенная мощность на одного потребителя P_{sc} , МВт/потр. определялась как отношение суммарно отключенной мощности $P_{ac/pli}$, МВт на количество отключенных потребителей $m_{ac/pli}$, ед.:

$$P_{sc} = \frac{P_{ac/pli}}{m_{ac/pli}}. \quad (4)$$

Удельное время перерыва в электроснабжении на одно отключение T_{sd} , ч/откл. рассчитывалось как отношение суммарного времени перерыва в электроснабжении за рассматриваемый год $T_{ac/pli}$ к количеству отключений $n_{ac/pli}$, откл.:

$$T_{sd} = \frac{T_{ac/pli}}{n_{ac/pli}}. \quad (5)$$

Удельный недоотпуск электроэнергии на одно отключение W_{sd} , МВт · ч/откл. и на одного потребителя W_{sc} , МВт ч/потр. рассчитывались соответственно, как отношение суммарного недоотпуска электроэнергии $W_{ac/pli}$ к количеству отключений, или к количеству отключенных потребителей:

$$W_{sd} = \frac{W_{ac/pli}}{n_{ac/pli}}; \quad W_{sc} = \frac{W_{ac/pli}}{m_{ac/pli}}. \quad (6)$$

Полученные значения удельных показателей сравнивались с аналогичными значениями по сетям 0,4 кВ [18].

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В таблице 1 приведены общие показатели надежности рассматриваемых сетей ВЛ 110 кВ за период с 2018 по 2023 г. Определено количество отключений в год, суммарная длительность перерывов в электроснабжении, суммарно отключенная мощность за год, количество отключенных потребителей и суммарный недоотпуск электроэнергии.

Т а б л и ц а 1

Table 1

Общие показатели надежности воздушных линий 110 кВ за период с 2018 по 2023 г.

Overall reliability indicators of 110 kV overhead electrical power lines
for the period from 2018 to 2023

Причина отключений / Reason for outages	2018 г. / year	2019 г. / year	2020 г. / year	2021 г. / year	2022 г. / year	2023 г. / year	Среднее за 2018–2023 гг. / Average for 2018–2023
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Количество отключений в год/ Number of outages per year</i>							
Аварийные отключения, ед. / Emergency outages, units	57,0	51,0	49,0	44,0	1,0	43,0	40,8
Процент аварийных отклю- чений к общему числу / Percent of emergency outages to the to- tal number	59,4	55,4	65,3	54,3	50,0	39,4	54,0
Плановые отключения, ед. / Scheduled outages, units	39,0	41,0	26,0	37,0	1,0	66,0	35,0
Процент плановых отклю- чений к общему числу / Per- cent of planned outages to total number	40,6	44,6	34,7	45,7	50,0	60,6	46,0
Всего, ч / Total, h	96,0	92,0	75,0	81,0	2,0	109,0	75,8

Окончание табл. 1 / End of table 1

1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Суммарная длительность перерывов в электроснабжении / Total duration of electrical power supply interruptions</i>							
По причине аварийных отключений, ч / Due to emergency outages, h	4,6	5,1	4,2	2,4	1,7	0,4	3,07
Процент по причине аварийных отключений к общему времени / Percent due to emergency outages to total time	100,0	100,0	100,0	0,2	14,2	5,6	53,32
По причине плановых отключений, ч / Due to scheduled outages, h	0	0	0	1112,6	10,3	6,8	188,30/3,42*
Процент по причине плановых отключений к общему времени / Percent due to planned outages to total time	0	0	0	99,8	85,8	94,4	46,68/36,04*
Всего, ч / Total, h	4,6	5,1	4,2	1115,0	12,0	7,2	191,35/6,60*
<i>Суммарно отключенная мощность за год / Total cut-off power for the year</i>							
По причине аварийных отключений, МВт / Due to emergency shutdowns, MW	17,128	22,9	12,4	15,9	4,80	4,5	12,9
По причине плановых отключений, МВт / Due to planned outages, MW	0	0	0	36,5	1,07	3,6	6,9/0,934*
Всего, МВт / Total, MW	17,128	22,9	12,4	52,4	5,87	8,1	19,8/13,3*
<i>Количество отключенных потребителей, ед. / Number of disconnected consumers, units</i>							
По причине аварийных отключений / Due to emergency outages	45 954	17 724	11 335	16 031	913,9	846	15 467,3
По причине плановых отключений / Due to planned outages	0	0	0	154 234	1 891,1	13 945	28 345,0/ 3 167,2*
Всего / Total	45 954	17 724	11 335	170 265	2 805,0	14 791	43 812,3/ 18 521,8*
<i>Суммарный недоотпуск электроэнергии / Total electrical power undersupply</i>							
По причине аварийных отключений, МВт·ч / Due to emergency outages, MW·h	78,7888	116,79	52,08	38,16	8,160	1,80	49,3
По причине плановых отключений, МВт·ч / Due to planned outages, MW·h	0	0	0	40 609,90	11,021	24,48	6774,2/7,1*
Всего, МВт·ч / Total, MW·h	78,7888	116,79	52,08	40 648,06	19,181	26,28	6823,5/58,6*

Примечание: * – показатель рассчитан без учета значений «аномального» 2021 г.

Note: * – the indicator is calculated without taking into account the values of the “abnormal” 2021.

Источник: Таблицы 1,2 составлены авторами статьи на основании материалов анализа журналов отключений за 2018–2023 годы

Source: Tables 1,2 were compiled by the authors of the article based on the analysis of outage log books for 2018–2023

В таблице 1 ряд показателей определялся дополнительно без учета значений 2021 г. Это связано с тем, что в 2021 г. аномально высокими являлись значения суммарной длительности перерывов в электроснабжении по причине плановых отключений, которая составила 1 112,6 ч, в то время как в другие годы она не превышала 11 ч. Поэтому при использовании средних значений учитывать этот год не рационально. Аномалия была вызвана необходимостью планового отключения подстанций и линий 110 кВ без возможности резервирования питания потребителей при близком количестве отключений по сравнению с другими годами (37 отключений в год при среднем значении 35 отключений в год). Такие ситуации являются исключительными. Вместе с тем наличие в проанализированных данных подобной аномалии имеет практическую пользу, заключающуюся в оценке возможных последствий подобных сценариев плановых отключений. Так, суммарный недоотпуск электроэнергии вследствие плановых отключений при данном сценарии вырос до 40 609,9 МВт в год при среднем значении, не учитывающем «аномальный» год, – 7,1* МВт в год. Значение суммарного недоотпуска электроэнергии из-за плановых отключений 7,1* МВт в год более показательно, так как логично, что при плановых отключениях стремятся избежать неоправданного недоотпуска, запитывая потребителей по резервным схемам. Средний аварийный недоотпуск в среднем составляет 49,3 МВт, что в семь раз больше среднего планового.

Наблюдается неравномерность распределения всех показателей по годам. Длительные отключения в 2021 г., связанные с проведением реконструкции сетей 110 кВ, повлияли на то, что состояние сетей 110 кВ в регионе на 2022 г. можно было охарактеризовать в среднем как хорошее [8]. Реконструкция сетей стала причиной того, что аварийных и плановых отключений в 2022 г. почти не было. В 2023 г. наблюдался рост плановых отключений до 66 раз в год. На рост количества плановых отключений в 2021 г. сильно повлияла пандемия COVID-19 в 2020 г. и связанная с ней самоизоляция, так как возникла сложность планирования и проведения плановых ремонтов сетей 110 кВ.

Результаты расчета удельных показателей надежности, характеризующих последствия отключений, представлены в таблице 2.

Таблица 2

Table 2

Расчетные удельные показатели надежности

Estimated specific reliability indexes

Причина отключений / Reason for outages	2018 г. / year	2019 г. / year	2020 г. / year	2021 г. / year	2022 г. / year	2023 г. / year	Среднее за 2018–2023 гг. / Average for 2018–2023
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Поток отключений на 100 км, год⁻¹ / Outage flow per 100 km, year⁻¹</i>							
По причине аварийного отключения / Due to emergen- cy outages	3,28	2,94	2,82	2,53	0,06	2,48	2,4
По причине преднамерен- ного отключения / Due to intentional outages	2,25	2,36	1,50	2,13	0,06	3,80	2,0

Окончание табл. 2 / End of table 2

1	2	3	4	5	6	7	8
По всем причинам / For all reasons	5,53	5,30	4,32	4,67	0,12	6,28	4,4
<i>Удельное количество отключенных потребителей на одно отключение, ед./откл. / Specific number of disconnected consumers per one outage, unit/outages</i>							
По причине аварийного отключения / Due to emergency outages	806	347	231	364	914	20	447
По причине преднамеренного отключения / Due to intentional outages	0	0	0	4 168	1 891	211	1 045
По всем причинам / For all reasons	806	347	231	4 532	2 805	231	1 492
<i>Удельная отключенная мощность на одно отключение, МВт/откл. / Specific disconnected capacity per one outage, MW/disabling</i>							
На одно аварийное отключение / Per one emergency outage	0,30	0,45	0,25	0,36	4,80	0,10	1,0
На одно плановое отключение / Per one planned outage	0,00	0,00	0,00	0,99	1,07	0,05	0,4
По всем причинам / For all the reasons	0,18	0,25	0,17	0,65	2,94	0,07	0,7
<i>Удельная отключенная мощность на одного потребителя, МВт/потр. / Specific disconnected capacity per consumer, MW/consumer</i>							
При аварийном отключении / In case of emergency outage	0,0004	0,0013	0,0011	0,00100	0,00530	0,00530	0,0024
При плановом отключении / In case of planned outage	0	0	0	0,00024	0,00057	0,00026	0,0002
По всем причинам / For all the reasons	0,0004	0,0013	0,0011	0,00124	0,00587	0,00556	0,0026
<i>Удельное время перерыва в электроснабжении на одно отключение, ч/откл. / Specific time of electrical power supply interruption per one outage, h/disabling</i>							
По причине аварийных отключений / Due to emergency outages	0,08	0,10	0,09	0,05	1,70	0,01	0,30
По причине плановых отключений / Due to planned outages	0	0	0	30,07	10,30	0,10	6,70/2,08*
По всем причинам / For all reasons	0,08	0,10	0,09	13,77	6,00	0,07	3,30/1,30*
<i>Удельный недоотпуск электроэнергии на одно отключение, МВт·ч/откл. / Specific undersupply of electrical power per one outage, MW h/disabling</i>							
При аварийных отключениях / During emergency shutdowns	1,38	2,29	1,06	0,87	8,16	0,04	2,30
При плановых отключениях / During planned shutdowns	0	0	0	1097,56	11,02	0,37	184,83/2,28*
По всем причинам / For all reasons	0,82	1,27	0,69	501,83	9,59	0,24	85,74/2,52*
<i>Удельный недоотпуск электроэнергии на одного потребителя, МВт·ч/потр. / Specific underproduction of electricity per consumer, MW h/consumer</i>							
При аварийных отключениях / During emergency outages	0,002	0,007	0,005	0,002	0,009	0,002	0,0045
При плановых отключениях / During planned outages	0	0	0	0,263	0,006	0,002	0,05/0,0016*
По всем причинам / For all reasons	0,002	0,007	0,005	0,239	0,007	0,002	0,04/0,002*

Примечание: * – показатель рассчитан без учета значений «аномального» 2021 г.

Note: * – the indicator is calculated without taking into account the values of the “abnormal” 2021.

В приведенных показателях (табл. 2) также дополнительно определены значения, не учитывающие «аномальный» 2021 г., что позволяет получить более достоверные средние значения показателей.

Следует отметить довольно равномерные значения потоков как аварийных (среднее значение $2,4 \text{ год}^{-1}$ на 100 км), так и плановых (среднее значение $2,4 \text{ год}^{-1}$ на 100 км) отключений при среднем потоке отключений по всем причинам $4,4 \text{ год}^{-1}$ на 100 км.

Удельная аварийная отключенная мощность на одно отключение характеризует мощность, которая была отключена в результате одного инцидента. Ее значения варьируются от наивысших значений в 2022 г. – 4,80 МВт, до минимальных в 2023 г. – 0,10 МВт, а среднее значение за шесть лет составило 1 МВт. Если сравнить эти значения со средней удельной аварийной отключенной мощностью по сети 0,4 кВ (0,02 МВт) [15], то можно сделать вывод, что последствия аварийных отключений в сети 110 кВ по этому показателю в среднем примерно в 50 раз превосходят последствия отключений в сети 0,4 кВ. Последствия плановых отключений (0,4 и 0,05 МВт соответственно) отличаются примерно в восемь раз. По всем причинам отключений (0,7 и 0,04 МВт соответственно) рассматриваемый показатель выше в 17,5 раз для сетей 110 кВ. Это связано с тем, что при отключении в сети 110 кВ одновременно отключается большее количество потребителей.

Интерес представляет сравнение показателя удельного времени перерывов в электроснабжении на одно отключение, среднее значение которого для сети 110 кВ составляет $1,3^* \text{ ч}$ при средних аварийных $0,3 \text{ ч}$ и средних плановых $2,08^* \text{ ч}$. Для сетей 0,4 кВ значения аналогичных показателей составляют 2,4, 1,6 и 3 ч соответственно [18]. Следовательно, среднее время аварийных перерывов на одно отключение в сетях 0,4 кВ более чем в пять раз превышает время перерыва в сетях 110 кВ. По плановым перерывам отношение составляет более 1,4 раза, а по всем причинам – более 2 раз. Это связано прежде всего с различной конфигурацией сетей 110 и 0,4 кВ. В сетях 110 кВ имеются возможности резервирования при большей части плановых отключений, в то время как в сетях 0,4 кВ таких возможностей, как правило, нет [19].

Таким образом, удельный недоотпуск электроэнергии на одного потребителя при аварийных отключениях колеблется в небольших пределах с наибольшим значением $0,009 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ в 2022 г. При плановых отключениях наблюдается более значительное изменение. Например, в 2021 г. значение составило $0,263 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$, затем резко упало в 2023 г., а в 2022 г. снова увеличилось до $0,05 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$, что указывает на изменения в планировании и управлении отключениями, а также на различия в потреблении электроэнергии в зависимости от года. Среднее значение показателя без учета 2021 г. составило по всем причинам $0,002^* \text{ МВт} \cdot \text{ч}$, по аварийным отключениям – $0,0045 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$, а по плановым отключениям – $0,0016^* \text{ МВт} \cdot \text{ч}$. Для сети 0,4 кВ аналогичные показатели составляют 6,5, 2,4 и $4,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ [19], т. е. они выше более чем в 3 250, 530 и 2 937 раз соответственно. Это связано со значительно большим удельным количеством отключенных потребителей на одно отключение, которое в сетях 110 кВ для аварийных отключений составляет 379,1 отключенного потребителя на одно отключение, а в сетях 0,4 кВ – 14,8 отключенных

потребителей на одно отключение. Также это связано с отсутствием возможности резервирования питания потребителей в сетях 0,4 кВ, то есть недостатками их конфигурации.

Удельный недоотпуск электроэнергии на одно отключение в сетях 110 кВ составляет в среднем по всем видам отключений $2,52^*$ МВт·ч, по аварийным – $2,30$ МВт·ч, по плановым – $2,28^*$ МВт·ч. По сетям 0,4 кВ это соответственно 41,1, 239,1 и 252 МВт·ч для нагрузки, содержащей как коммунально-бытовую, так и производственную части [18], т. е. в 18, 104 и 100 раз больше соответственно. Причина такой разницы также в недостатках конфигурации сетей 0,4 кВ.

Полученные в ходе анализа данные позволяют провести сравнительную характеристику последствий отключений в сетях 110 и 0,4 кВ, которая может использоваться при обосновании решений при создании проектов строительства новых сетей или их реконструкции. Сравнение показывает, что, несмотря на большие значения удельной суммарной отключенной мощности в сетях 110 кВ, удельные значения по таким показателям как удельное время перерывов в электроснабжении, удельный недоотпуск электроэнергии на одного потребителя и на одно отключение гораздо выше в сетях 0,4 кВ, что связано с недостатками конфигурации данных сетей, отсутствием возможности автоматического резервирования в них. Эти недостатки и заложенные в конструкции сетей невысокие показатели надежности приводят к тому, что средний суммарный недоотпуск по всем причинам в сетях 0,4 кВ составляет 441 402,24 МВт·ч в год, а в сетях 110 кВ – $58,6^*$ МВт·ч в год, т. е. в сетях 0,4 кВ он более чем в 7 500 раз больше. Данное явление естественно, так как число отключений в сетях 0,4 кВ составляет в среднем $3\,904\text{ год}^{-1}$, в то время как в сетях 110 кВ среднее количество отключений меньше более чем в 51 раз и составляет $75,8\text{ год}^{-1}$.

Таким образом, суммарные последствия от аварийности в электрических сетях 0,4 кВ превышают последствия от аварийности в сетях 110 кВ. Если учесть, что эксплуатация сетей 0,4 кВ требуеткратно больших затрат в связи с более высокой их протяженностью и аварийностью, то можно сделать вывод, что необходимо пересмотреть нормы проектирования сетей 0,4 кВ в сторону повышения требований к надежности их конструкции, что позволит в разы сократить ущерб как для сельских потребителей, так и для электросетевых организаций.

ОБСУЖДЕНИЕ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сравнение таких показателей, как удельное количество отключенных потребителей и значение отключенной мощности на одно отключение, удельный недоотпуск электроэнергии на одно отключение и на одного потребителя, удельное время перерывов на одно отключение и других по электрическим сетям разных классов напряжения, позволяют оценить последствия отключений в данных сетях и сравнить их между собой.

Анализ статистических данных с 2018 по 2023 г. по аварийным и плановым отключениям в электрических сетях 110 кВ на примере Орловской области позволил определить удельные показатели надежности и сравнить их с аналогичными показателями для сетей 0,4 кВ. Сравнение показало, что удельная отключенная

мощность на одно отключение в среднем примерно в 17,5 раз выше в сетях 110 кВ с учетом как аварийных, так и плановых отключений. В сетях 0,4 кВ среднее удельное время перерывов в электроснабжении на одно отключение более чем в 2 раза превышает данный показатель для сетей 110 кВ. Удельный недоотпуск электроэнергии на одного потребителя в сетях 0,4 кВ выше, чем в сетях 110 кВ, более чем в 3 250 раз по всем причинам отключений, а удельный недоотпуск электроэнергии на одно отключение в сетях 0,4 кВ выше в 18 раз. Средний суммарный недоотпуск электроэнергии в год с учетом плановых и аварийных отключений в сетях 0,4 кВ превышает аналогичный показатель сетей 110 кВ более чем в 7 500 раз.

Исследование показало, что суммарные годовые последствия от аварийности в электрических сетях 0,4 кВ превышают последствия от аварийности в сетях 110 кВ. Это связано с тем, что при проектировании конструктивных элементов сетей 0,4 кВ закладываются более низкие показатели надежности, а также с недостатками конфигурации сетей 0,4 кВ. Эти недостатки заключаются в отсутствии решений по применению средств секционирования и резервирования сетей, других средств управления их конфигурацией. Если учесть, что эксплуатация сетей 0,4 кВ требуеткратно больших затрат в связи с более высокой их протяженностью и аварийностью, то рациональным будет пересмотр норм проектирования сетей 0,4 кВ в сторону повышения требований к надежности их конструкции и создания возможностей управления конфигурацией, в первую очередь с целью автоматического резервирования питания потребителей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Наумов И.В. Особенности электропередачи в распределительных электрических сетях (на примере филиала ПАО «Россети Волги» – «Ульяновские распределительные сети»). *Грозненский естественнонаучный бюллетень*. 2024;9(1):118–126. <https://doi.org/10.25744/genb.2024.55.33.017>
2. Боровицкий В.Г., Овсянников А.Г. Анализ причин утренних отключений ВЛ 110 кВ. *Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность*. 2014;(2):38–41. <https://elibrary.ru/sltxzx>
3. Yang L., Teh J. Review on Vulnerability Analysis of Power Distribution Network. *Electric Power Systems Research*. 2023;224:109741. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109741>
4. Наумов И.В. Прогностическая оценка функционального состояния электрических сетей на примере филиала ПАО «Россети Волги» – «Самарские распределительные сети». *Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии*. 2024;17(1):92–106. URL: <http://journal.sfu-kras.ru/number/152577> (дата обращения: 15.02.2025).
5. Наумов И.В. Причины аварийности в распределительных электрических сетях (на примере филиала ПАО «Россети Волги» – «Саратовские распределительные сети»). *Надежность и безопасность энергетики*. 2024;17(2):88–97. <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2024-17-2-88-97>
6. Михалкова Е.Г., Турсумбекова А.Б. Применение актуальных технических решений для повышения эффективности работы распределительных электрических сетей. *Актуальные научные исследования в современном мире*. 2019;(11):163–172. <https://www.elibrary.ru/sosnit>
7. Дайментов А.Э. Анализ современного состояния методов и моделей прогнозирования в электроснабжении. *Вестник науки*. 2025;4(4):1134–1139. URL: <https://www.xn----8sbempclcwd3bmt.xn--p1ai/article/22649> (дата обращения: 20.02.2025).
8. Виноградов А.В., Лансберг А.А., Виноградова А.В. Анализ технического состояния и срока нахождения в эксплуатации воздушных линий электропередачи 35–110 кВ Орловской области.

- Вестник МГТУ*. 2022;25(4):324–333. URL: <https://vestnik.mauniver.ru/show.shtml?art=2151> (дата обращения: 22.02.2025).
9. Виноградов А.В., Лансберг А.А., Виноградова А.В. Определение современных показателей надежности воздушных линий электропередачи 0,4–110 кВ. *Агроинженерия*. 2023;25(1):77–85. <https://doi.org/10.26897/2687-1149-2023-1-77-85>
 10. Виноградов А.В., Васильев А.Н., Семенов А.Е. Синяков А.Н., Большев В.Е. Анализ времени перерывов в электроснабжении сельских потребителей и методы его сокращения за счет мониторинга технического состояния линий электропередачи. *Вестник ВИЭСХ*. 2017(2):3–11. URL: <https://vestnik.vieshvim.ru/journal/vypusk-2-27-2017/> (дата обращения: 22.02.2025).
 11. Гвоздев Д.Б., Габдушев Д.М., Гоенко Р.Ю., Климкина Д.И., Буянков Д.А., Ванин А.С. Анализ отечественного и зарубежного опыта нормирования надежности распределительных сетей. *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2023;(5):26–33. URL: <https://eepir.ru/article/analiz-otchestvennogo-i-nbsp-zarubezhnogo-opyta-normirovaniya-nadezhnosti-raspredelitelnyh-setej/> (дата обращения: 14.03.2025).
 12. Sood S. Power Outage Prediction Using Machine Learning Technique. In: International Conference on Power Energy, Environment & Intelligent Control (PEEIC). Greater Noida. 2023;78–80. <https://doi.org/10.1109/PEEIC59336.2023.10451753>
 13. Eskandarpour R., Khodaei A. Leveraging Accuracy-Uncertainty Tradeoff in SVM to Achieve Highly Accurate Outage Predictions. *IEEE Transactions on Power Systems* 2018;33(1):1139–1141. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2759061>
 14. Warlyani P., Jain A., Thoke A.S., Patel R.N. Fault Classification and Faulty Section Identification in Teed Transmission Circuits Using ANN. *International Journal of Computer and Electrical Engineering* 2011;(3):807–811. URL: https://www.researchgate.net/publication/272912920_Fault_Classification_and_Faulty_Section_Identification_in_Teed_Transmission_Circuits_Using_ANN (дата обращения: 20.03.2025).
 15. Hou H., Zhang Z., Yu S., Huang Y., Zhang Y., Dong Z. Damage Prediction of Transmission Lines under Typhoon Disasters Considering Multi-Effect. *Journal of Smart Environments and Green Computing* 2021;(2):90–102. <https://doi.org/10.20517/jsegc.2020.04>
 16. Alqudah M., Obradovic Z. Enhancing Weather-Related Outage Prediction and Precursor Discovery Through Attention-Based Multi-Level Modeling. *IEEE Access* 2023;11:94840–94851. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3303110>
 17. Исупова А.М. Хорольский В.Я., Мастепаненко М.А., Епифанов А.П. Оценка эксплуатационной надежности сельских электрических сетей по статистическим данным об отключениях. *Известия Санкт-Петербургского государственного аграрного университета*. 2023;(5):121–139. URL: <https://spbgau.ru/life/newspaper/zhurnal-izvestiya/#> (дата обращения: 15.02.2025).
 18. Виноградова А.В., Виноградов А.В., Букреев А.В. Удельные показатели надежности электрических сетей 0,4 кВ. *Агроинженерия*. 2024;26(6):77–85. <https://doi.org/10.26897/2687-1149-2024-6-77-85>
 19. Виноградов А.В., Крамской С.В., Лансберг А.А., Виноградова А.В. Обоснование мощности генераторов для резервирования в секционированных линиях электропередачи. *Электротехнологии и электрооборудование в АПК*. 2024;71(3):27–34. <https://doi.org/10.22314/2658-4859-2024-71-3-27-34>

REFERENCES

1. Naumov I.V. Features of Power Transmission in Distribution Electric Networks (On the Example of the Branch of Pjsc Rossetti Volga – Ulyanovsk Distribution Networks). *Grozny Natural Science Bulletin*. 2024; 9(1):118–126. (In Russ., abstract in Eng.) <https://doi.org/10.25744/genb.2024.55.33.017>
2. Borovitsky V.G., Ovsyannikov A.G. [Analysis of the Causes of Morning Outages in the 110 kV Electrical Networks]. *Elektro. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektrotekhnicheskaya promyshlennost'*. 2014;(2):38–41. (In Russ.) <https://elibrary.ru/sltzxz>

3. Yang L., Teh J. Review on Vulnerability Analysis of Power Distribution Network. *Electric Power Systems Research*. 2023;224:109741. <https://doi.org/10.1016/j.eprsr.2023.109741>
4. Naumov I.V. Prognostic Assessment of the Electric Networks Functional State Using the Example of the PJSC Rosseti Volga – Samara Distribution Networks Branch. *Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies*. 2024;17(1):92–106. (In Russ., abstract in Eng.) Available at: <http://journal.sfu-kras.ru/number/152577> (accessed 15.02.2025).
5. Naumov I.V. Causes of Accidents in Electrical Distribution Networks (Using the Example of the Branch of PJSC Rosseti Volga – Saratov Distribution Networks). *Safety and Reliability of Power Industry*. 2024;17(2):88–97. (In Russ., abstract in Eng.) <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2024-17-2-88-97>
6. Mihalkova E.G., Ursumbekova A.B. Applying Up-To-Date Technical Solutions for Improving the Efficiency of Electrical Networks. *Aktual'nye Nauchnye Issledovaniya v Sovremennom Mire*. 2019;(11):163–172. (In Russ., abstract in Eng.) <https://www.elibrary.ru/sosnit>
7. Daimentov A.E. Analysis of the Current State of Forecasting Methods and Models in Power Supply. *Vestnik Nauki*. 2025;4(4):1134–1139. (In Russ., abstract in Eng.) Available at: <https://www.xn---8sbempclcw3bmt.xn--p1ai/article/22649> (accessed 20.02.2025).
8. Vinogradov A.V., Lansberg A.A., Vinogradova A.V. Analysis of the Technical Condition and Service Life of 35–110 kV Overhead Power Lines in the Oryol Region. *Vestnik of MSTU*. 2022;25(4):324–333. (In Russ., abstract in Eng.) Available at: <https://vestnik.mauniver.ru/show.shtml?art=2151> (accessed 22.02.2025).
9. Vinogradov A.V., Lansberg A.A., Vinogradova A.V. Determination of Modern Reliability Indicators of 0.4–110 kV Overhead Power Transmission Lines. *Agricultural Engineering*. 2023;25(1):77–85. (In Russ., abstract in Eng.) <https://doi.org/10.26897/2687-1149-2023-1-77-85>
10. Vinogradov A.V., Vasilev A.N., Semenov A. E., Sinyakov A.N., Bolshev V.E. Analysis of Power Interruption Time for Rural Consumers and Methods of its Reduction by Means of Technical Condition Monitoring of Power Lines. *Vestnik VIESH*. 2017;(2):3–11. (In Russ., abstract in Eng.) Available at: <https://vestnik.vieshim.ru/journal/vypusk-2-27-2017/> (accessed 22.02.2025).
11. Gvozdev D.B., Gabdushev D.M., Goyenko R.Yu., Klimkina D.I., Buyankov D.A., Vanin A.S. Analysis of Domestic and Foreign Practices of Distribution Network Reliability Specification. *Electric Power. Transmission and Distribution*. 2023;(5):26–33. (In Russ., abstract in Eng.) Available at: <https://eepir.ru/article/analiz-otechestvennogo-i-nbsp-zarubezhnogo-opyta-normirovaniya-nadezhnosti-raspredelitelnyh-setej/> (accessed 14.03.2025).
12. Sood S. Power Outage Prediction Using Machine Learning Technique. In: International Conference on Power Energy, Environment & Intelligent Control (PEEIC). Greater Noida. 2023;78–80. <https://doi.org/10.1109/PEEIC59336.2023.10451753>
13. Eskandarpour R., Khodaei A. Leveraging Accuracy-Uncertainty Tradeoff in SVM to Achieve Highly Accurate Outage Predictions. *IEEE Transactions on Power Systems* 2018;33(1):1139–1141. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2759061>
14. Warlyani P., Jain A., Thoke A.S., Patel R.N. Fault Classification and Faulty Section Identification in Teed Transmission Circuits Using ANN. *International Journal of Computer and Electrical Engineering* 2011;(3):807–811. Available at: https://www.researchgate.net/publication/272912920_Fault_Classification_and_Faulty_Section_Identification_in_Teed_Transmission_Circuits_Using_ANN (accessed 20.03.2025).
15. Hou H., Zhang Z., Yu S., Huang Y., Zhang Y., Dong Z. Damage Prediction of Transmission Lines under Typhoon Disasters Considering Multi-Effect. *Journal of Smart Environments and Green Computing* 2021;(2):90–102. <https://doi.org/10.20517/jsegc.2020.04>
16. Alqudah M., Obradovic Z. Enhancing Weather-Related Outage Prediction and Precursor Discovery Through Attention-Based Multi-Level Modeling. *IEEE Access* 2023;11:94840–94851. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3303110>
17. Isupova A.M., Khorolskiy V.Ya., Mastepanenko M.A., Epifanov A.P. Assessment of Operational Reliability of Rural Electric Networks by Statistical Data on Outages. *Izvestiya Saint-Petersburg State*

- Agrarian University*. 2023;(5):121–139. (In Russ., abstract in Eng.) Available at: <https://spbgau.ru/life/newspaper/zhurnal-izvestiya/#> (accessed 15.02.2025).
18. Vinogradova A.V., Vinogradov A.V., Bukreev A.V. Specific Reliability Indicators of 0.4 Kv Electrical Networks. *Agricultural Engineering*. 2024;26(6):77–85. (In Russ., abstract in Eng.) <https://doi.org/10.26897/2687-1149-2024-6-77-85>
 19. Vinogradov A.V., Kramskoy S.V., Lansberg A.A., Vinogradova A.V. Justification of Generator Power for Redundancy in Partitioned Power Grids. *Electrical Engineering and Electrical Equipment in Agriculture*. 2024;71(3):27–34. (In Russ., abstract in Eng.) <https://doi.org/10.22314/2658-4859-2024-71-3-27-34>

Об авторах:

Виноградова Алина Васильевна, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории электроснабжения, электрооборудования и возобновляемой энергетики Федерального научного агроинженерного центра ВИМ (109428, Российская Федерация, г. Москва, 1-й Институтский проезд, д. 5); доцент кафедры электроснабжения Орловского государственного аграрного университета (302019, Российская Федерация, г. Орел, ул. Генерала Родина, д. 69); доцент кафедры электроснабжения и теплоэнергетики Российского государственного аграрного университета – МСХА имени К. А. Тимирязева (127434, г. Москва, ул. Тимирязевская, д. 49) ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8935-7086>, Scopus ID: 57204152403, SPIN-код: 8836-8684, alinawin@rambler.ru

Виноградов Александр Владимирович, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры Электроснабжения Орловского государственного аграрного университета (302019, Российская Федерация, г. Орел, ул. Генерала Родина, д. 69); профессор кафедры электроснабжения и теплоэнергетики Российского государственного аграрного университета – МСХА имени К. А. Тимирязева (127434, г. Москва, ул. Тимирязевская, д. 49). ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8845-9718>, SPIN-код: 6652-9426, winaleksandr@gmail.com

Букреева Анжела Канвековна, кандидат технических наук, научный сотрудник лаборатории электроснабжения, электрооборудования и возобновляемой энергетики Федерального научного агроинженерного центра ВИМ (109428, Российская Федерация, г. Москва, 1-й Институтский проезд, д. 5), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8582-1080>, SPIN-код: 4079-4380, anzhelabukreeva@mail.ru

Вклад авторов:

А. В. Виноградова – формулирование идеи исследования, целей и задач; осуществление научно-исследовательского процесса, включая выполнение экспериментов и сбор данных; создание и подготовка рукописи: написание черновика рукописи.

А. В. Виноградов – контроль, лидерство и наставничество в процессе планирования и проведения исследования; формулирование идеи исследования, целей и задач; осуществление научно-исследовательского процесса, включая выполнение экспериментов и сбор данных; создание и подготовка рукописи: критический анализ черновика рукописи, внесение замечаний и исправлений членами исследовательской группы, в том числе на этапах до и после публикации.

А. К. Букреева – осуществление научно-исследовательского процесса, включая выполнение экспериментов и сбор данных; создание и подготовка рукописи: написание черновика рукописи.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

*Поступила в редакцию 14.03.2025; поступила после рецензирования 19.09.2025;
принята к публикации 24.09.2025*

About the authors:

Alina V. Vinogradova, Cand.Sci. (Eng.), Leading Researcher at the Laboratory of Power Supply, Electrical Equipment and Renewable Energy, Federal Scientific Agroengineering Center VIM
Electrical technologies and equipment

(5 Institutsky Passage 1st, Moscow 109428, Russian Federation); Associate Professor of the Department of Power Supply, Orel State Agrarian University (69 Generala Rodina St., Orel 302019, Russian Federation); associate Professor of the Department of Power Supply and Thermal Power Engineering, Russian State Agrarian University – Moscow Timiryazev Agricultural Academy (49 Timiryazevskaya St., Moscow 127434, Russian Federation), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8935-7086>, Scopus ID: 57204152403, SPIN-code: 8836-8684, alinawin@rambler.ru

Alexander V. Vinogradov, Dr.Sci. (Eng.), Associate Professor, Professor of the Department of Power Supply, Orel State Agrarian University (69 Generala Rodina St., Orel 302019, Russian Federation); Professor of the Department of Power Supply and Thermal Power Engineering, Russian State Agrarian University – Moscow Timiryazev Agricultural Academy (49 Timiryazevskaya St., Moscow 127434, Russian Federation), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8845-9718>, SPIN-code: 6652-9426, winalleksandr@gmail.com

Angela K. Bukreeva, Cand.Sci. (Eng.), Research Associate, Laboratory of Power Supply, Electrical Equipment and Renewable Energy, Federal Scientific Agroengineering Center of VIM (5 Institute Proezd 1st, Moscow 109428, Russian Federation), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8582-1080>, SPIN-code: 4079-4380, anzhelabukreeva@mail.ru

Authors contribution:

A. V. Vinogradova – formulating the study idea, goals and objectives; conducting the study, including conducting experiments and collecting data; preparing the manuscript: writing a draft of the manuscript.

A. V. Vinogradov – supervision, leadership and mentoring in the process of planning and conducting research; formulating the study ideas, goals and objectives; conducting the study, including conducting experiments and collecting data; creation preparing the manuscript: critical analysis of the draft manuscript, comments and corrections by members of the research team, including at the stages before and after publication.

A. K. Bukreeva – conducting the study, including conducting experiments and collecting data; preparing the manuscript: writing a draft of the manuscript.

All authors have read and approved the final manuscript.

Submitted 14.03.2025; revised 19.09.2025; accepted 24.09.2025