

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 621.316.13:621.315.1: 621.3.027.2: 621.3.027.3: 621.3.019

DOI: 10.26897/2687-1149-2023-1-77-85



Определение современных показателей надежности воздушных линий электропередачи 0,4-110 кВ

Александр Владимирович Виноградов[✉], *д-р техн. наук, доцент*^{1,2}
winaleksandr@gmail.com[✉]

Александр Александрович Лансберг, *магистрант*¹
lansbergaa@vk.com

Алина Васильевна Виноградова, *канд. техн. наук, доцент*¹
alinawim@gmail.com

¹ Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ; 109428, Российская Федерация, г. Москва, 1-й Институтский проезд, 5

² Российский государственный аграрный университет – МСХА имени К.А. Тимирязева; 127550, Российская Федерация, г. Москва, ул. Тимирязевская, 49

Аннотация. Показатели надежности воздушных линий электропередачи 0,4-110 кВ необходимо корректировать в связи с отсутствием данных о современных значениях показателей надежности электрооборудования энергосистем. Проведенный авторами анализ официальных статистических данных по количеству аварийных и плановых отключений в филиалах ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» выявил отклонения показателей надежности электрооборудования энергосистем и электрических сетей от представленных в РД 34.20.574 и отсутствие в стандарте значений среднего времени простоя при преднамеренных отключениях воздушных линий электропередачи 0,4 кВ и 6-10 кВ. Определены значения показателей надежности воздушных линий электропередачи 0,4-110 кВ. Поток отказов ВЛ 0,4 кВ составил 6,2...7,04 год⁻¹/100·км, ВЛ 6-10 кВ – 5,27...8 год⁻¹/100·км. Полученный для филиала «Орелэнерго» поток отказов ВЛ 35 кВ составил 0,57 год⁻¹/100·км, а ВЛ 110 кВ – 2,83 год⁻¹/100·км. Расчетное значение среднего времени восстановления для сетей 0,4 кВ составило 1,88 ч; для сетей 6-10 кВ – 3,1 ч; 35 кВ – 6,8 ч; 110 кВ – 9,5 ч. Расчетное значение среднего числа преднамеренных отключений для сетей 0,4 кВ составило 0,1 год⁻¹; для сетей 6-10 кВ – 0,72 год⁻¹; 35 кВ – 0,4 год⁻¹; 110 кВ – 0,51 год⁻¹. Среднее время простоя при преднамеренных отключениях ВЛ 0,4 кВ составило 13,6 ч, а ВЛ 6-10 кВ – 10 ч, расчетное среднее время простоя при преднамеренных отключениях ВЛ 35 кВ – 24,7 ч, ВЛ 110 кВ – 37,6 ч. Полученные данные позволяют уточнить современные значения надежности электрических сетей 0,4-110 кВ и использовать их при планировании мероприятий по развитию сетей и их реконструкции.

Ключевые слова: показатели надежности воздушных линий электропередачи 0,4-110 кВ, поток отказов, время восстановления, количество аварийных отключений, количество плановых отключений, время простоя при преднамеренных отключениях

Формат цитирования: Виноградов А.В., Лансберг А.А., Виноградова А.В. Определение современных показателей надежности воздушных линий электропередачи 0,4-110 кВ // Агроинженерия. 2023. Т. 25, № 1. С. 77-85. DOI: 10.26897/2687-1149-2023-1-77-85.

© Виноградов А.В., Лансберг А.А., Виноградова А.В., 2023

ORIGINAL PAPER

Determination of modern reliability indicators of overhead power transmission lines of voltage classes 0.4-110 kV

Aleksandr V. Vinogradov[✉], *DSc (Eng), Associate Professor, Head of the Laboratory of Power Supply and Heat Supply*^{1,2}

winaleksandr@gmail.com[✉]

Aleksandr A. Lansberg, *MSc student*¹

lansbergaa@vk.com

Alina V. Vinogradova, CSc (Eng), Associate Professor¹

alinawim@gmail.com

¹Federal Scientific Agroengineering Center VIM; Bld 5, 1st Institutskiy Proezd Str., Moscow, 109428, Russian Federation

²Russian State Agrarian University – Moscow Timiryazev Agricultural Academy; 49 Timiryazevskaya Str., Moscow, 127550, Russian Federation

Abstract. Reliability indicators for 0.4-110 kV overhead transmission lines need to be adjusted due to the lack of data on current values of reliability indicators for power system equipment. The authors' analysis of official statistical data on the number of emergency and scheduled outages in the branches of PJSC "Rosseti Tsentr" and "Rosseti Tsentr i Privolzhye" revealed deviations of the reliability indicators of electrical equipment of power systems and power grids from those presented in RD34.20.574. Also, the analysis showed that the standard presented no values of average downtime for planned outages of 0.4 kV and 6-10 kV overhead power lines. Reliability values of 0.4-110 kV overhead power lines were determined. Failure rate of 0.4 kV overhead lines made 6.2 to 7.04 year⁻¹/100·km, of 6-10 kV overhead lines – 5.27 to 8 year⁻¹/100·km. The "Orelergo" branch, a failure flow of 35 kV overhead lines was 0.57 year⁻¹/100·km, and 110 kV overhead lines – 2.83 year⁻¹/100·km. The calculated value of the average restoration time for 0.4 kV networks was 1.88 h; for 6-10 kV networks – 3.1 h; 35 kV – 6.8 h; 110 kV – 9.5 h. The estimated average number of intentional outages for 0.4 kV networks was 0.1 year⁻¹; for 6-10 kV networks 0.72 year⁻¹; for 35 kV networks 0.4 year⁻¹; for 110 kV networks 0.51 year⁻¹. The average idle time of 0.4 kV overhead lines and 6-10 kV overhead lines amounted to 13.6 hours and 10 hours, respectively. The calculated average downtime of 35 kV overhead lines and 110 kV overhead lines amounted to 24.7 hours and 37.6 hours, respectively. The received data specify modern reliability values of electric 0.4-110 kV networks that can be used when planning measures on developing networks and reconstructing them.

Keywords: reliability indicators of 0.4-110 kV overhead power lines, failure rate, recovery time, number of emergency outages, number of planned outages, downtime for planned outages

For citation: Vinogradov A.V., Lansberg A.A., Vinogradova A.V. Determination of modern reliability indicators of overhead power transmission lines of voltage classes 0.4-110 kV. *Agricultural Engineering (Moscow)*, 2023;25(1):77-85. (In Rus.). <https://doi.org/10.26897/2687-1149-2023-1-77-85>.

Введение. Повышению надежности электроснабжения посредством снижения аварийности уделяется особое внимание, о чём свидетельствует множество отечественных и зарубежных работ. В энергосистеме Кузбасса в электрических сетях 6-110 кВ порядка 85% аварийных отключений происходит в сетях 6-10 кВ, и не более 15% – в сетях 35-110 кВ [1]. В 2019 г. в энергосистеме Нижегородской области 72% аварийных отключений произошло в сетях 0,4 кВ, 27% – в сетях 6-10 кВ, и только 1% – в сетях 35-110 кВ [2]. Приводятся сведения о количестве и причинах отключений оборудования электрических сетей, подстанций в филиале ПАО «Россети Юг»-«Астраханьэнерго», в Левобережном и Правобережном районах электрических сетей г. Иркутска [3-6].

Количество аварийных отключений воздушных линий электропередачи 6-10 кВ в «Гомельэнерго» за 1997-2004 гг. выявило значение потока отказов в зависимости от годового количества отключений в диапазоне 6,71...9,23 год⁻¹/100·км со среднеарифметическим значением 7,87 год⁻¹/100·км; продолжительность отключений – 2,7-3,6 ч при среднем значении 3,07 ч [7].

По данным «Энергосетьпроекта», по состоянию на 1992 г. поток отказов одноцепных и двухцепных воздушных линий (ВЛ) для класса напряжения 35 кВ составил 2 и 1,6 год⁻¹/100·км; для ВЛ 110 кВ – одинаковые значения (3,9 год⁻¹/100·км); для ВЛ 220 кВ – 1,7 и 2 год⁻¹/100·км; для ВЛ 330 кВ – 1,3 и 3,8 год⁻¹/100·км [8]. Для одноцепных ВЛ 500 кВ и ВЛ 750 кВ данное значение составляет 0,6 год⁻¹/100·км. Для ВЛ 220 кВ Пензенской

энергосистемы поток отказов находится в диапазоне от 0,12 до 0,86 год⁻¹/100 км [9].

Сравнение показателей надежности электрооборудования городских распределительных сетей г. Орла и данных нормативных стандартов показало, поток отказов кабельных линий (КЛ) 0,4 кВ, полученный расчетным путем, составил 10,9 год⁻¹/100·км (в устаревших нормативных стандартах – 5 год⁻¹/100·км), расчетное время восстановления при аварийном отказе – 2,2 ч (нормативное устаревшее значение – 15 ч). Для КЛ 6-10 кВ расчетный поток отказов составил 19,3 год⁻¹/100·км (нормативное значение – 4,5...7 год⁻¹/100·км). При этом расчетное время восстановления составило 1,5-6 ч (нормативное – 25 ч) [10].

Выявлено расхождение статистических данных аварийности воздушных линий и значений показателей их надёжности со справочными данными по регионам и в зависимости от анализируемого периода.

Цель исследований: определение современных значений показателей надежности воздушных линий электропередачи классов напряжения 0,4-110 кВ для филиалов ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье».

Материалы и методы. Основные показатели надежности электрооборудования энергосистем и электрических сетей представлены в РД 34.20.574 «Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками», выпущенном в 1985 г. С тех пор начали активно применяться новые материалы проводов и способы монтажа воздушных линий электропередачи,

в том числе самонесущие изолированные провода (СИП) на линиях 0,4-10 кВ и птицевоздушные устройства на линиях 35-110 кВ, приводящие к значительному снижению аварийности электрических сетей. В связи с этим требуется определить современные значения показателей надежности воздушных линий электропередачи.

В РД 34.20.574 указывается несколько показателей надежности.

Поток отказов ВЛ, ω_0 , год⁻¹/100 · км, рассматриваемого класса напряжения^{1,2}, –

$$\omega_0 = \frac{n_{ав} \cdot 100}{l_{\Sigma}}, \quad (1)$$

где $n_{ав}$ – среднеарифметическое значение количества аварийных отключений ВЛ рассматриваемого класса напряжения, ед.; l_{Σ} – суммарная протяженность ВЛ рассматриваемого класса напряжения, обслуживаемых электросетевой компанией, км.

Среднее время восстановления i -го участка линии электропередачи, $T_{в.уч.i}$, ч, характеризует время обнаружения и устранения отказа. Данный показатель определен как среднеарифметическое значение времени восстановления всех аварийных отключений ВЛ электросетевой компании на их количество в рассматриваемом классе напряжения^{1,2}:

$$T_{в.уч.i} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ав}} \tau_i}{N_{ав}}, \quad (2)$$

где $N_{ав}$ – число аварийных отказов системы за определенный период, ед.; τ_i – время восстановления ВЛ после i -го отказа.

Среднее число преднамеренных (плановых) отключений на одну ВЛ, m_i , год⁻¹, определено исходя из статистики количества плановых отключений ВЛ рассматриваемого класса напряжения^{1,2}:

$$m_i = \frac{n_{пл}}{N_{вл}}, \quad (3)$$

где $n_{пл}$ – среднеарифметическое значение количества плановых отключений ВЛ рассматриваемого класса напряжения за 2018-2021 гг., ед.; $N_{вл}$ – общее количество ВЛ в электросетевой организации, ед.

Среднее время простоя ВЛ при преднамеренных отключениях, $T_{пл.i}$, ч, определяется как среднеарифметическое значение суммарного времени плановых отключений ВЛ на их количество в рассматриваемом классе напряжения^{1,2}:

$$T_{пл.i} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{пл}} t_i}{N_{пл}}, \quad (4)$$

где $N_{пл}$ – число плановых отключений ВЛ за определенный период, ед.; t_i – время восстановления ВЛ после i -го преднамеренного отключения.

¹ Папков Б.В., Осокин В.Л. Вероятностные и статистические методы оценки надежности элементов и систем электроэнергетики: теория, примеры, задачи: Учебное пособие. Старый Оскол: ТНТ, 2017. 424 с.

² Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие для вузов. Изд. 7-е, стер. М.: Высшая школа, 1999. 479 с.

С целью определения значений данных показателей анализировались сведения из программного комплекса (ПК) «Аварийность» ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» по статистике аварийных и плановых отключений за 2018-2021 гг. (табл. 1). Данные по протяженности и количеству ВЛ приняты по данным центра управления производственными активами филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» на начало 2022 г.

Для сравнения расчетных значений потока отказов ВЛ 0,4 и 6-10 кВ филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» и значений потока отказов по другим филиалам ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» использовались данные по количеству аварийных отключений, протяженности и количеству ВЛ 0,4 и 6-10 кВ (табл. 2, 3)³.

Наибольшее количество отключений ВЛ 0,4 кВ в 2020-2021 гг. зафиксировано в филиале «Ярэнерго», наименьшее (без учета дочерних зависимых обществ) – в 2020 г. в филиале «Мариэнерго» (218), в 2021 г. – в филиале «Курскэнерго» (161). Наименьшая протяженность ВЛ 0,4 кВ – в филиале «Мариэнерго» (4536 км), наибольшая – в филиале «Нижновэнерго» (26719,4 км). Наименьшее количество ВЛ 0,4 кВ – в филиале «Мариэнерго» (6077 ед.), а наибольшее – в филиале «Нижновэнерго» (28504 ед.) (табл. 2).

Наибольшее количество отключений ВЛ 6-10 кВ в 2020 г. зафиксировано в филиале «Нижновэнерго», в 2021 г. – в филиале «Кировэнерго» (табл. 3), наименьшее (без учета дочерних зависимых обществ) в 2020-2021 гг. зафиксировано в филиале «Мариэнерго». Наименьшая протяженность (5834,54 км) и наименьшее количество ВЛ 6-10 кВ (347 ед.) – у филиала «Мариэнерго». Наибольшая протяженность (22756,2 км) и наибольшее количество ВЛ 6-10 кВ (1601 ед.) – в филиале «Нижновэнерго».

В филиалах ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» эксплуатируются воздушные линии электропередачи 0,4 кВ, а в ДЗО – кабельные линии 0,4 кВ, проложенные в городах областей. Кабельные электрические сети 0,4 кВ не учтены в расчетах показателей надежности, так как сведения по их количеству и протяженности отсутствуют. Приведенные значения количества аварийных отключений указаны для статистических данных и расчета среднего количества отключений для электроустановок разных классов напряжения.

Результаты и их обсуждение. Исходя из статистических данных об отключениях ВЛ 0,4 кВ филиала

³ Данные представлены на Годовой коллегии – стратегической сессии электросетевой организации ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье», состоявшейся в марте в г. Орле, 2022 г. Данные по количеству отключений ВЛ 35-110 кВ не использовались ввиду отсутствия сведений по количеству и протяженности ВЛ в электросетевых компаниях, что не позволило определить значения потока отказов (примеч. авт.).

«Орелэнерго» за 4-летний период, выявили, что поток отказов, рассчитанный по формуле (1), составил 7,04 год⁻¹/100 · км.

На рисунке представлены значения потока отказов, полученные с использованием формулы (1) и данных таблиц 1-3, по регионам Центрального Федерального и Приволжских округов РФ, в которых электрические сети 0,4 кВ и 6-10 кВ обслуживаются филиалами ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье».

Согласно официальным статистическим данным, в 2018-2021 гг. значение потока отказов электрических сетей 0,4 кВ филиалов ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» находилось в диапазоне 6,2...7,04, год⁻¹/100 · км, что в 3,5...4 раза меньше значения 25 год⁻¹/100 · км, приведенного в РД 34.20.574. Расхождения обусловлены применением на ВЛ 0,4 кВ СИП, доля которых на примере Орелэнерго составляет 32% от общей протяженности [11].

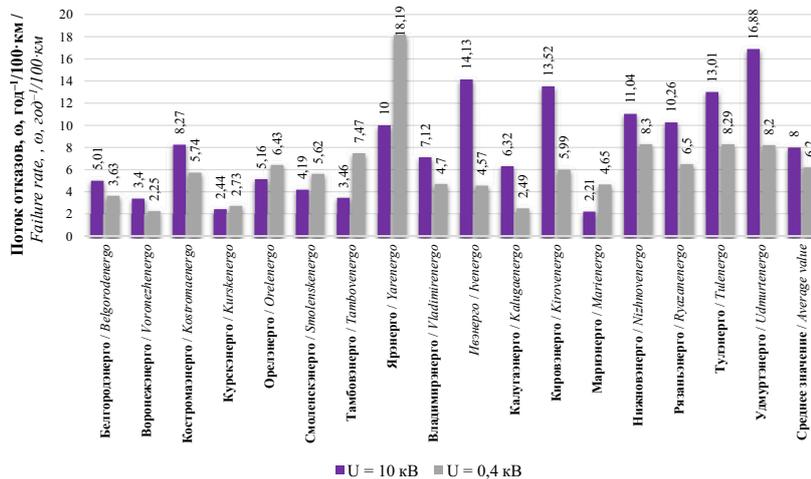


Рис. Значения потока отказов электрических сетей 0,4 и 6-10 кВ по филиалам электросетевых организаций ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье»

Fig. Values of the failure rate of 0.4 kV and 6-10 kV electric networks for branches of the PJSC “Rosseti Tsentri i Privolzhye”

Таблица 1. Количество аварийных отключений, протяженность и общая численность электрических сетей 0,4-110 кВ филиала «Орелэнерго» за 2018-2021 гг.

Table 1. Information on the number of emergency shutdowns of 0.4-110 kV electrical networks for 2018-2021, the length and total number of the «Orelenergo» branch

Номинальное напряжение, Uном, кВ Rated voltage, Uном, kV	Количество отключений, год ⁻¹ / Number of shutdowns, year ⁻¹					Среднее значение, nав.0,4 Average value, nав.0,4	Суммарная протяженность воздушных линий электропередачи, lΣ Total length of overhead transmission lines, lΣ	Численность воздушных линий электропередачи, n, ед. Number of overhead transmission lines, n, units
	2018	2019	2020	2021				
0,4 кВ	аварийные отключения / emergency shutdowns					762,8	10829,2	11031
	902	757	682	710				
	плановые отключения / scheduled outages							
6-10 кВ	1499	1349	833	567	1062	12353,3	720	
	аварийные отключения / emergency shutdowns							
	726	601	518	757	650,5			
35 кВ	плановые отключения / scheduled outages					10,8	1872	118
	15	13	5	10				
	аварийные отключения / emergency shutdowns							
110 кВ	57	58	50	23	47	1734,5	66	
	плановые отключения / scheduled outages							
	57	51	49	39	49			
	аварийные отключения / emergency shutdowns					33,5		
39	41	26	28					
плановые отключения / scheduled outages								

Таблица 2. Количество аварийных отключений, протяженность и общая численность электрических сетей 0,4 кВ по филиалам ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье»

Table 2. Information on emergency shutdowns, the length and total number of 0.4 kV electrical networks by branches of the PJSC "Rosseti Tsentri i Privolzhye"

Филиал Branch	Количество аварийных отключений, год ⁻¹ Number of emergency outages, year ⁻¹			Протяженность воздушных линий электропередачи, l _Σ Length of overhead transmission lines, l _Σ	Количество воздушных линий электропередачи, n, ед. Number of overhead transmission lines, n, units
	2020 г.	2021 г.	Среднее значение, n _{ав.0,4.ЦиП} Average value, n _{ав.0,4.ЦиП}		
Белгородэнерго	711	690	700,5	19300	24339
Брянскэнерго	811	806	808,5	*	*
Воронежэнерго	567	495	531	23617,53	25347
Костромаэнерго	575	362	468,5	8157,5	10882
Курскэнерго	595	161	378	13853,3	16029
Липецкэнерго	989	477	733	*	*
Орелэнерго	682	710	696	10829,2	11031
Смоленскэнерго	1070	908	989	14758,43	17606
Тамбовэнерго	969	568	768,5	10294,03	12418
Тверьэнерго	1637	444	1040,5	*	*
Ярэнерго	2694	2155	2424,5	13328,55	17606
Владимирэнерго	702	237	469,5	9980	*
Ивэнерго	325	300	312,5	6834,05	8259
Калугаэнерго	384	261	322,5	12964,72	13569
Кировэнерго	617	832	724,5	12088,4	16409
Мариэнерго	218	204	211	4536	6077
Нижновэнерго	2488	1946	2217	26719,4	28504
Рязаньэнерго	933	439	686	10555,55	12715
Тулэнерго	870	1399	1134,5	13679,6	16852
Удмуртэнерго	813	904	858,5	10474	13318
АО ТГЭС	209	151	180	*	*
АО ВГЭС	758	182	470	*	*
АО БрянскЭлектро	1569	1497	1533	*	*
АО Ивгорэлектросеть	758	182	470	*	*
ЯрЭСК	1	8	4,5	*	*
Среднее количество отключений по ЦиП и ДЗО Average number of outages for the Center and Volga Region and subsidiaries and affiliated companies				765,3	

*Данные о количестве и протяженности отсутствуют.

*Data on the number and extent are not available.

Среднее время восстановления после отказа ВЛ 0,4 кВ для филиала «Орелэнерго» составило 1,88 ч, что незначительно отличается от значения 1,7 ч, указанного в РД. Среднее число преднамеренных отключений 0,1 год⁻¹ на 59% ниже значения 0,17 год⁻¹, указанного в РД. Это может быть обусловлено сокращением финансовых средств на техническое обслуживание и ремонт, выделяемых ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье».

Анализ 4248 плановых отключений сетей 0,4 кВ в филиале «Орелэнерго» позволил выявить среднее время простоя при преднамеренных отключениях для сети

данного класса напряжения – 13,6 ч. В РД 34.20.574 сведения о значении данного показателя отсутствуют.

Показатели надежности воздушных линий электропередачи 0,4-110 кВ, полученные расчетным путем по формулам (1-4) на основе статистических данных (табл. 1-3), в сравнении со значениями, приведёнными в РД 34.20.574, представлены в таблице 4.

Результаты расчетов показывают, что значения потока отказов для сетей класса напряжения 6-10 кВ находятся в диапазоне 5,27...8 год⁻¹/100 · км, причём указанное в РД 34.20.574 значение 7,64 год⁻¹/100 · км входит в этот диапазон. ВЛ 6-10 кВ характеризуются высокой аварийностью в связи

Таблица 3. Количество аварийных отключений, протяженность и общая численность электрических сетей 6-10 кВ ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье»

Table 3. Information on emergency shutdowns, the length and total number of 6-10 kV electric networks by branches of the PJSC "Rosseti"

Филиал Branch	Количество аварийных отключений, год ⁻¹ Number of emergency outages, year ⁻¹			Протяженность воздушных линий электропередачи, l _Σ Length of overhead transmission lines, l _Σ	Количество воздушных линий электропередачи, n, ед. Number of overhead transmission lines, n, units
	2020 г.	2021 г.	Среднее значение, n _{ав.6-10.ЦиП} Average value, n _{ав.6-10.ЦиП}		
Белгородэнерго	935	917	926	18467	1432
Брянскэнерго	721	838	779,5	*	*
Воронежэнерго	566	850	708	20800,5	1471
Костромаэнерго	711	968	839,5	10149,7	846
Курскэнерго	443	319	381	15620,1	1568
Липецкэнерго	739	543	641	*	*
Орелэнерго	518	757	637,5	12353,3	720
Смоленскэнерго	821	748	784,5	18736,57	1363
Тамбовэнерго	436	399	417,5	12065,63	1069
Тверьэнерго	1027	3875	2451	*	*
Ярэнерго	1358	1279	1318,5	13179,13	767
Владимирэнерго	668	787	727,5	10220	*
Ивэнерго	907	963	935	6618,97	689
Калугаэнерго	1019	703	861	13614,21	963
Кировэнерго	2244	3044	2644	19558,27	1158
Мариэнерго	127	131	129	5834,54	347
Нижегородэнерго	2427	2598	2512,5	22756,2	1601
Рязаньэнерго	1635	1240	1437,5	14015,4	1091
Тулэнерго	1160	2487	1823,5	14016,6	1168
Удмуртэнерго	2214	2160	2187	12957	1164
АО ТГЭС	273	413	343	*	*
АО ВГЭС	527	604	565	*	*
АО БрянскЭлектро	860	810	835	*	*
АО Ивгорэлектросеть	527	603	565	*	*
ЯрЭСК	24	12	18	*	*
Среднее количество отключений по ЦиП и ДЗО Average number of outages for the Center and Volga Region and subsidiaries and affiliated companies				1018,7	

*Данные о количестве и протяженности отсутствуют.

*Data on the number and extent are not available.

с моральным и физическим износом, а также сокращением затрат на реконструкцию. Кроме того, процент выполнения ВЛ 6-10 кВ с самонесущими изолированными проводами невелик. Так, в Орловской энергосистеме проводом СИП-3 выполнен 951 км ВЛ 6-10 кВ, то есть 7,7% от общей протяженности, но и это позволило снизить значение потока отказов на 31% по сравнению со значением РД 34.20.574 [12].

Среднее время восстановления ВЛ 6-10 кВ составляет 3,1 ч, что значительно меньше указанных 5 ч в РД 34.20.574. Это обусловлено внутренней политикой электросетевой компании, направленной на приоритет сокращения времени перерывов в электроснабжении

подключенных производственных сельскохозяйственных потребителей к сетям данного класса напряжения, а также ростом использования устройств распределенной автоматизации, оснащенных функциями телеуправления, телеизмерения и позволяющих передавать данные о работе защит в центр управления сетями электросетевой организации.

Расчетное значение среднего числа преднамеренных отключений ВЛ 6-10 кВ составило 0,72 год⁻¹, что в 4,2 раза превышает значения 0,17 год⁻¹, указанного в РД. Это обусловлено значительным физическим износом ВЛ 6-10 кВ и необходимостью проведения

Таблица 4. Показатели надежности воздушных линий электропередачи 0,4-110 кВ

Table 4. Reliability indicators of overhead lines 0,4-110 kV

Номинальное напряжение, $U_{ном}$, кВ Rated voltage, $U_{ном}$, kV	Материал опор Support material	Число цепей Number chains	Поток отказов, ω , год ⁻¹ /100·км Failure flow, ω , year ⁻¹ /100·km	Среднее время восстановления линии электропередачи, T_B , ч Average recovery time of the power line, T_B , h	Среднее число плановых отключений на одну ВЛ, m , год ⁻¹ Average number of scheduled outages per one overhead line, m , year ⁻¹	Время простоя ВЛ, T_p , ч Downtime of overhead lines, T_p , h	Показатель Index
0,4	*	1	25	1,7	0,17	**	РД
			7,04	1,88	0,1	13,6	ОрЭ
			6,2	**	**	**	ЦиП
6-10	*	1	7,64	5	0,17	**	РД
			5,27	3,1	0,72	10	ОрЭ
			8	**	**	**	ЦиП
35	Металлические Metal	1	0,9	9	2,1	16	РД
		2 1 откл.	1,06	6	4	13	
		2 2 откл.	0,22	8	0,3	9	
	Железобетонные Reinforced concrete	1	0,72	10	1,2	15	
		2 1 откл.	0,81	9,5	1,3	14	
		2 2 откл.	0,05	12,4	0,15	13	
	Деревянные Wooden	**	1,46	13	2,5	15	
*	**	0,57	6,8	0,4	24,7	ОрЭ	
110	Металлические Metal	1	1,28	8,8	2,1	14,5	РД
		2 1 откл.	1,68	6,9	3,8	14,8	
		2 2 откл.	0,17	10,3	0,4	19	
	Железобетонные Reinforced concrete	1	0,66	11	1,6	15,5	
		2 1 откл.	1,01	8,4	2,4	12	
		2 2 откл.	0,13	14,8	0,4	13	
	Деревянные Wooden	**	1,44	10,2	3,6	14	
*	**	2,83	9,5	0,51	37,6	ОрЭ	

*Сведения получены без разбивки по видам опор и количества цепей ввиду отсутствия соответствующей статистики.

*The information was obtained without a breakdown by type of supports and the number of chains due to the lack of relevant statistics.

**Данные отсутствуют.

**Data not available.

мероприятий по техническому ремонту и обслуживанию для поддержания требуемого уровня надежности.

Анализ плановых отключений ВЛ 6-10 кВ по филиалу «Орэлэнерго» показал среднее время простоя при преднамеренных отключениях, равное 10 ч.

Поток отказов ВЛ 35 кВ, выявленный по всем типам линий электропередачи Орэлэнерго, независимо от типа опор и числа цепей (ввиду отсутствия необходимых статистических данных для более подробного анализа), составляет 0,57 год⁻¹/100·км. Данный показатель входит в диапазон 0,05...1,46 год⁻¹/100·км, указанный в РД, и наиболее близок к значению потока отказов для одноцепных ВЛ 35 кВ на железобетонных опорах 0,72 год⁻¹/100·км (именно такое исполнение ВЛ 35 кВ характерно для Орэлэнерго). Полученное значение среднего времени восстановления 6,8 ч также входит в диапазон 6-13 ч, указанный в РД.

Расчетное значение среднего числа преднамеренных отключений ВЛ 35 кВ для Орэлэнерго составляет 0,4 год⁻¹ и входит в диапазон значений 0,15...2,1 год⁻¹, указанных в РД. Расчетное среднее время простоя при преднамеренных отключениях ВЛ 35 кВ, равное 24,7 ч, в 1,5...2,7 раза превышает значения 9-16 ч, указанные в РД, что может быть обусловлено значительным физическим износом линий данного класса напряжения и необходимостью больших трудозатрат на их обслуживание и ремонт.

Поток отказов ВЛ 110 кВ (по филиалу «Орэлэнерго») составляет 2,83 год⁻¹/100·км, что в 1,7...16,6 раз превышает значения 0,17...1,68 год⁻¹/100·км, указанные в РД. Это обусловлено значительным физическим износом ВЛ 110 кВ в Орловской энергосистеме, так как среди 58 высоковольтных линий только 2 линии (двухцепная ВЛ 110 кВ «Змиевка-Новополево» и одноцепная ВЛ 110 кВ

«Богородицкая-Аксинино») имеют срок службы соответственно 22 и 23 года [13]. При этом в стандарте СТО 56947007-29.240.01.271-2019⁴ поток отказов для ВЛ 110 кВ составляет 0,81 год⁻¹/100 · км, что значительно ниже расчетного показателя по Орёлэнерго.

Расчетное среднее время восстановления ВЛ 110 кВ составило по Орёлэнерго 9,5 ч (входит в указанный в РД диапазон 6,8-14,8 ч). В стандарте⁴ среднее время восстановления ВЛ 110 кВ составляет 9,4 ч, что практически соответствует расчетному показателю для ВЛ 110 кВ филиала «Орёлэнерго».

Расчетное среднее число преднамеренных отключений по ВЛ 110 кВ Орёлэнерго, равное 0,51 год⁻¹, также входит в диапазон значений 0,4-3,8 год⁻¹, указанных в РД. В стандарте⁴ значение среднего числа преднамеренных отключений составляет 2,3 год⁻¹, что больше расчетного показателя по Орёлэнерго в 4,5 раза.

Расчетное значение среднего времени простоя при преднамеренных отключениях ВЛ 110 кВ, равное 37,6 ч, в 1,9...3,1 раза превышает указанные в РД 34.20.574 12-19 ч. Значение данного показателя может быть обусловлено значительным физическим износом ВЛ 110 кВ и завышенным сроком эксплуатации. Согласно стандарту⁴ значение среднего времени простоя при преднамеренных отключениях ВЛ 110 кВ составляет 85 ч, что в 2,3 раза превышает расчетный показатель по статистическим данным филиала «Орёлэнерго» и в 4,5...7 раз превышает показатели, указанные в РД 34.20.574.

С учетом значений, полученных по 17 филиалам ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье», можно составить рейтинг по аварийности сетей 0,4 и 6-10 кВ с учетом значений потоков отказов, представленных на рисунке. На первом месте с наименьшим значением потока отказов 2,25 год⁻¹/100 · км в сетях 0,4 кВ находится филиал «Воронежэнерго», второе место со значением потока отказов 2,49 год⁻¹/100 · км занимает филиал «Калугаэнерго», а третье место – филиал «Курскэнерго»

⁴ СТО 56947007-29.240.01.271-2019 «Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Дата введения: 24.07.2019».

Список использованных источников

1. Zakharov S., Kudryashov D., Brodt V., Pascari I., Voronin V. Analysis of accidents in 6-110 kV electric networks of Kuzbass power system. *E3S Web of Conferences*. 2018;41:03015. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184103015>
2. Кононов А.А. Анализ аварийности в электрических сетях 0,4 кВ Нижегородской области // Актуальные научные исследования в современном мире. 2020. № 5-1 (61). С. 127-130. EDN: VLTBDM.
3. Khlebtsov A.P., Zaynutdinova L.Kh., Shilin A.N. Research into the current state of accident rate of electric networks in agriculture using the example of Astrakhan region. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2021;723:052015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/723/5/052015>
4. Polkovskaya M., Yakupova M. Analysis of the causes of emergency shutdowns on electric networks. *Journal of Physics:*

со значением 2,73 год⁻¹/100 · км. При этом среднее значение потока отказов по ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» составляет 6,2 год⁻¹/100 · км. Наивысшая аварийность ВЛ 0,4 кВ со значением потока отказов 18,92 год⁻¹/100 · км характерна для филиала «Ярэнерго» (17 место); на 16 месте – филиал «Нижевоэнерго» со значением потока отказов 8,3 год⁻¹/100 · км; на 15 месте – филиал «Тулэнерго» со значением 8,29 год⁻¹/100 · км.

Наименьший показатель потока отказов в сетях 6-10 кВ со значением 2,21 год⁻¹/100 · км имеет филиал «Мариэнерго», на втором месте – филиал «Курскэнерго» (2,44 год⁻¹/100 · км), на третьем месте – филиал «Курскэнерго» (3,4 год⁻¹/100 · км). Среднее значение потока отказов по филиалам составляет 8 год⁻¹/100 · км. Наихудший показатель потока отказов со значением 16,88 год⁻¹/100 · км имеет филиал «Удмуртэнерго» (17 место); на 16 месте – филиал «ИВэнерго» (14,13 год⁻¹/100 · км); на 15 месте – филиал «Кировэнерго» (13,52 год⁻¹/100 · км).

Выводы

Анализ статистических данных по количеству аварийных и плановых отключений в филиалах ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» позволил определить современные значения показателей надежности ВЛ 0,4-110 кВ:

– Среднее значение потока отказов по филиалам ПАО «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» для сетей 0,4 кВ составляет 6,2 год⁻¹/100 · км, для 6-10 кВ – 8 год⁻¹/100 · км. Полученный для филиала «Орёлэнерго» поток отказов ВЛ 35 кВ составил 0,57 год⁻¹/100 · км, а ВЛ 110 кВ – 2,83 год⁻¹/100 · км.

– Среднее время восстановления при аварийном отказе ВЛ для сетей 0,4 кВ – 1,88 ч; для сетей 6-10 кВ – 3,1 ч; 35 кВ – 6,8 ч; 110 кВ – 9,5 ч.

– Среднее число преднамеренных отключений для сетей 0,4 кВ – 0,1 год⁻¹; для сетей 6-10 кВ – 0,72 год⁻¹; 35 кВ – 0,4 год⁻¹; 110 кВ – 0,51 год⁻¹.

– Среднее время простоя при преднамеренных отключениях ВЛ 0,4 кВ – 13,6 ч; ВЛ 6-10 кВ – 10 ч; ВЛ 35 кВ – 24,7 ч; для ВЛ 110 кВ – 37,6 ч.

References

1. Zakharov S., Kudryashov D., Brodt V., Pascari I., Voronin V. Analysis of accidents in 6-110 kV electric networks of Kuzbass power system. *E3S Web of Conferences*. 2018;41:03015. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184103015>
2. Konnov A.A. An analysis of the accident rate in 0.4 kV electrical networks of Nizhny Novgorod. *Aktualnye nauchnye issledovaniya v sovremennoy mire*. 2020: 127-130. (In Rus.)
3. Khlebtsov A.P., Zaynutdinova L.Kh., Shilin A.N. Research into the current state of accident rate of electric networks in agriculture using the example of Astrakhan region. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2021;723:052015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/723/5/052015>
4. Polkovskaya M., Yakupova M. Analysis of the causes of emergency shutdowns on electric networks. *Journal of Physics:*

Conference Series. 2021;2096:012130. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2096/1/012130>

5. Polkovskaya M., Buzina T., Fedurina N. Utilizing factor models to simulate emergency shutdowns of power grids. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020;939:012059. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/939/1/012059>

6. Naumov I.V., Karpova E.V., Karamov D.N. Reliability level research in distribution electrical networks of Irkutsk. *E3S Web of Conferences*. 2019;114:03005. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911403005>

7. Куценко Г.Ф., Пухальская О.Ю. Основные показатели надежности ЛЭП 6-10 кВ // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2006. № 6. С. 20-23. EDN: SAGJSN.

8. Доронина О.И., Шевченко Н.Ю., Бахтиаров К.Н. Оценка надежности воздушных линий электропередачи с учетом климатических факторов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2015. № 9(2). С. 226-230. EDN: UGLSDV.

9. Шатова Ю.А., Кривошапов А.А., Алешина Н.Н. Показатели надежности ЛЭП-220 кВ Пензенской энергосистемы // Современные проблемы науки и образования. 2012. № 6. URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=7864> (дата обращения: 18.06.2022).

10. Виноградов А.В., Пьерков Р.А. Анализ повреждаемости электрооборудования электрических сетей и обоснование мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей // Вестник НГИЭИ. 2015. № 12(55). С. 12-21. EDN: VNJBXH.

11. Лансберг А.А., Виноградов А.В. Анализ протяженности и типов используемых проводов в распределительных электрических сетях 0,4-10 кВ ПАО «Россети Центр и Приволжье» // Молодежная наука – развитию агропромышленного комплекса: Сборник материалов II Всероссийской (национальной) научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Курск, 2021. С. 351-355. EDN: YNKSPN.

12. Виноградов А.В., Лансберг А.А., Сорокин Н.С., Фомин И.Н. Анализ технического состояния и срока нахождения в эксплуатации сельских электрических сетей 6-10 кВ Орловской области // Профессия инженер: Сборник статей X Всероссийской молодежной научно-практической конференции «Профессия инженер», посвященной 40-летию факультета агротехники и энергообеспечения. Орел: Орловский государственный аграрный университет имени Н.В. Парахина, 2022. С. 482-486. EDN: DZLHWB.

13. Бородин М.В., Беликов Р.П., Лансберг А.А. Анализ технического состояния и пропускной способности воздушной линии 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» Орелэнерго // Вести высших учебных заведений Черноземья. 2021. № 1(63). С. 40-50. EDN: VNIMGP.

Вклад авторов

А.В. Виноградов осуществлял научное руководство, участвовал в формулировании концепции исследования, принимал участие в анализе полученных данных и разработке рекомендаций, осуществлял критический анализ и доработку текста.

А.А. Лансберг выполнил поиск аналитических материалов в отечественных и зарубежных источниках, участвовал в обсуждении материалов статьи, выполнил первичный анализ полученных результатов, участвовал в подготовке текста статьи, расчете показателей надежности. А.В. Виноградова участвовала в формулировании концепции исследования, в анализе полученных данных и доработке текста.

А.В. Виноградов, А.А. Лансберг и А.В. Виноградова имеют на статью авторские права и несут ответственность за плагиат.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 29.08.2022; поступила после рецензирования и доработки 10.01.2023; принята к публикации 11.01.2023

Conference Series. 2021;2096:012130. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2096/1/012130>

5. Polkovskaya M., Buzina T., Fedurina N. Utilizing factor models to simulate emergency shutdowns of power grids. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020;939:012059. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/939/1/012059>

6. Naumov I.V., Karpova E.V., Karamov D.N. Reliability level research in distribution electrical networks of Irkutsk. *E3S Web of Conferences*. 2019;114:03005. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911403005>

7. Kutsenko G.F., Puhalskaya O.Yu. Main reliability indicators of 6-10 kV transmission lines. *Energetika. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy i energeticheskikh obedineniy SNG*. 2006; 6: 20-23. (In Rus.)

8. Doronina O.I., Shevchenko N.Yu., Bakhtiarov K.N. Assessment of reliability of overhead power transmission lines taking into account climatic factors. *Mezhdunarodniy zhurnal prikladnykh i fundamentalnykh issledovaniy*. 2015;9(2):226-230. (In Rus.)

9. Shatova Yu.A., Krivolapov A.A., Aleshina N.N. Reliability indicators of the power transmission line-220 kV of the Penza power system. *Modern Problems of Science and Education*. 2012; 6. URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=7864> (access date: 18.06.2022). (In Rus.)

10. Vinogradov A.V., Perkov R.A. Analysis of damage to electrical equipment of electrical networks and justification of measures to improve the reliability of power supply to consumers. *Vestnik NGIEI*. 2015;12(55):12-21. (In Rus.)

11. Lansberg A.A., Vinogradov A.V. Analysis of the length and types of wires used in 0.4-10 kV electric distribution networks of PJSC “Rosseti Tsentral and Privolzhye”. In: *Molodezhnaya nauka – razvitiyu agropromyshlennogo kompleksa. Materialy II Vserossiyskoy (natsionalnoy) nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh*, Kursk. 2021; 351-355. (In Rus.)

12. Vinogradov A.V., Lansberg A.A., Sorokin N.S., Fomin I.N. Analysis of the technical condition and service life of rural electric networks of 6-10 kV in the Orel region. In: *Professiya inzhener. Sbornik statey X Vserossiyskoy molodezhnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii “Professiya inzhener”, posvyashchyonnoy 40-letiyu fakulteta agrotekhniki i energoobespecheniya*. A.L. Sevostyanov, E.V. Mishchenko, T.G. Pavlenko, I.V. Sidorova; ed. by A.L. Sevostyanov; Orel State Agrarian University named after N.V. Parakhin. 2022;482-486. (In Rus.)

13. Borodin M.V., Belikov R.P., Lansberg A.A. Analysis of the technical condition and capacity of the 110 kV overhead line of the branch of PJSC “MRSK Tsentral” Orelenergo. *Vesti vysshikh uchebnykh zavedeniy Chernozemya*. 2021;1(63):40-50. (In Rus.)

Contribution of the authors

A.V. Vinogradov – research supervision, conceptualization, obtained data analysis, development of recommendations, critical analysis and revision of the manuscript.

A.A. Lansberg – analytical review of domestic and foreign sources, discussion, primary data analysis, writing – original draft preparation, calculation of reliability indicators.

A.V. Vinogradova – conceptualization, obtained data analysis, writing – review and editing.

A.V. Vinogradov, A.A. Lansberg and A.V. Vinogradova have copyright on the article and are responsible for plagiarism.

Conflict of interest

The authors declare no conflict of interest.

Received 29.08.2022; revised 10.01.2023; accepted 11.01.2023