

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-92-99>

УДК 621.311

К вопросу о повреждаемости воздушных линий электропередачи в системах электроснабжения

Наумов И. В.^{1,2*}, Карамов Д. Н.^{1,3}

¹ ФГБОУ «Иркутский национальный исследовательский технический университет», ул. Лермонтова 83, 664074, г. Иркутск, Россия

² ФГБОУ «Иркутский государственный аграрный университет им. А. А. Ежевского» пос. Молодежный 1/1, 664038, г. Иркутск, Россия

³ ФГБ «Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН» ул. Лермонтова 130, 664058, г. Иркутск, Россия

Поступила / Received 25.12.2020

Принята к печати / Accepted for publication 08.06.2021

Выполнен анализ повреждаемости воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) в электрических распределительных сетях среднего напряжения Иркутской области. Рассмотрены установленные Международные индексы, определяющие уровень надежности функционирования электрических сетей, проанализирована информация о соответствии состояния электрических сетей России этим индексам. Представлена аналитическая информация по повреждаемости элементов этих сетей и их причинам в России, а также странах Европы и Америки. Сделан акцент на то, что наиболее часто встречающиеся повреждения свойственны именно ВЛЭП, в особенности, линиям 6–10 кВ. В качестве объекта исследования приняты два филиала Иркутской электросетевой компании (ИСК), одна из которых осуществляет электроснабжение сельских потребителей, другая — преимущественно потребителей, находящихся на территории г. Иркутска. Представлена характеристика этих электрических сетей, их территориальное расположение и основные технические данные. Для проведения аналитического мониторинга уровня надежности ВЛЭП использовались журналы отключения Восточных и Южных электрических сетей ИСК, на основе которых составлены таблицы отказов и их последствий в исследуемых электрических сетях для среднемесячных данных за исследуемый период по различным причинам повреждений. Для построения временных диаграмм исследуемых величин составлены компьютерные программы в системе Matlab, использование которых позволило получить визуализацию изменения отказов по различным причинам для рассмотренных электрических сетей. Проанализирована информация по времени перерывов электроснабжения в этих сетях, а также о величинах недоотпущенной за эти перерывы электрической энергии потребителям и ее стоимость. Показано, что в рассмотренных электрических сетях большая часть отказов электроснабжения связана с их территориальной рассредоточенностью, а также низким уровнем оснащенности средствами управления и недостаточной квалификацией оперативного персонала. Это подтверждается значительным количеством отказов по неустановленным причинам. Также значительная часть отказов приходится на повреждение проводов ВЛЭП, коммутационной аппаратуры в результате действия ветровой нагрузки. Изложены рекомендации по улучшению состояния линий электропередачи и ряд мероприятий, направленных на повышение уровня надежности электроснабжения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: отказ электроснабжения, уровень надежности, элементы электрических сетей, аварийность, коммутационное оборудование

Адрес для переписки:

Наумов И. В.
ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», кафедра Электроснабжения
и электротехники
ул. Лермонтова 83, 664074, г. Иркутск, Россия
e-mail: professornaumov@list.ru

Address for correspondence:

Naumov I. V.
Irkutsk scientific research technical University, Department of
power Supply and electrical engineering
83 Lermontov str., 664074, Irkutsk, Russia
e-mail: professornaumov@list.ru

Для цитирования:

Наумов И. В., Карамов Д. А. К вопросу о возникновении пожароопасных ситуаций при несимметричном электропотреблении. Надежность и безопасность энергетики. 2021. Т. 14, №2. – С. 92–99.
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-92-99>

For citation:

Naumov I. V., Karamov D. A. [On damage rate of overhead power transmission lines in power supply systems]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2021. vol. 14, no. 2, pp. 92–99 (in Russian).
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-92-99>

On damage rate of overhead power transmission lines in power supply systems

Naumov I. V.^{1,2*}, Karamov D. N.^{1,3}

¹ Federal State Budgetary Educational Institution "Irkutsk National Research Technical University"
83 Lermontov str., 664074, Irkutsk, Russia

² Federal State Budgetary Educational Institution Irkutsk State Agrarian University named after A. A. Yezhevsky
village Youth 1/1, 664038, Irkutsk, Russia

³ Federal State Budgetary Institution of Science "L. A. Melentyev Institute of Energy Systems SB RAS"
130 Lermontov str., 664058, Irkutsk, Russia

The purpose of the article is to analyze the damage rate of overhead power transmission lines (OPL) in medium-voltage electrical distribution networks of the Irkutsk region. The established International Indices that determine the level of reliability of the functioning of electric networks are considered, and information on the compliance of the condition of electric networks in Russia with these indices is analyzed. Analytical information on the damage rate of elements of these networks and their causes in Europe, America, and Russia is presented. The emphasis is placed on the fact that the most common damage is characteristic of overhead power lines, especially 6–10 kV lines. As an object of research, two branches of the Irkutsk electric grid company (IEC) were taken, one of which provides electricity to rural consumers, the other — mainly to consumers residing in the territory of the city Irkutsk. The characteristics of these electric networks, their territorial location and basic technical data are presented. To conduct analytical monitoring of the level of reliability of overhead power transmission lines, logs of disconnection of the Eastern and Southern electric networks of the IEC over a long-term period were used. On the basis of this information, tables of failures and their consequences in the studied electrical networks were compiled for monthly average data over the period under examination for various causes of damage. To plot time diagrams of the parameters under examination, computer programs were compiled in the Matlab system, the use of which made it possible to obtain visualization of changes in failures for various reasons for the electrical networks under consideration. The information on the time of power supply interruptions in these networks, as well as the amount of electricity underutilized by consumers during these interruptions and its cost are analyzed. It is shown that in the electric networks under consideration, most of the power failures are related to the territorial dispersion of these networks, and the low level of equipment controls and insufficient qualification of operating personnel, as evidenced by the significant number of failures for unknown reasons. Besides, a significant part of the failures is due to damage to the overhead line wires, switching equipment and the effect of wind load. Recommendations for improving the condition of power transmission lines and a number of measures aimed at improving the level of reliability of power supply are presented.

KEYWORDS: power supply failure, reliability level, electrical networks elements, accident rate, switching equipment

Введение. Развитие электроэнергетики и совершенствование ее структуры связано с непрерывным анализом происходящих процессов производства, преобразования, распределения, передачи и потребления электрической энергии. Представленная статья посвящена рассмотрению надежного функционирования одной из важнейших составляющих электроэнергетических систем — транспорту электрической энергии (ЭЭ).

Перерывы в снабжении потребителей ЭЭ являются достаточно частым событием, имеющим широкий спектр социально-экономических последствий. В то же время отказы электроснабжения, вызванные различными причинами, в том числе случайными событиями, имеющими внутренний и внешний характер, приводят не только к недоотпуску самой энергии, но к значительному материальному ущербу.

ВЛЭП являются наименее надежными элементами электросетей. По опубликованным данным около 85–90% всех нарушений в сетях приходится на эти линии. При этом самыми повреждаемыми признаны сельские ВЛЭП 10 кВ, на долю которых приходится до 70% всех повреждений.

Воздушные и кабельные линии среднего класса на-

пряжения 6–35 кВ образуют основу распределительных сетей Российской Федерации. Общая протяженность линий данного класса напряжения, по данным ОАО «ФСК ЕЭС», составляет более 1,3 млн км [1]. Протяженность электрических сетей с номинальным напряжением 6–10 кВ на территории РФ составляет не более 40% от длины линий электропередачи с напряжением 110 кВ, но в них происходит до 80% аварий и коротких замыканий (КЗ). При этом более 70% основных фондов (сети и оборудование распределения и управления) морально и физически изношены (средний срок эксплуатации 25–30 лет), что приводит к потерям электроэнергии около 12–15% и низкому качеству поставок электричества потребителю, который, в свою очередь, несет убытки от повреждений на линиях электропередачи [2]. При этом общая протяженность ЛЭП по электрическим сетям под управлением «Россети ФСК ЕЭС» на конец 2019 г. составила 148,3 тыс. км., а за период 2020–2024 гг. планируется ввести в эксплуатацию еще 8,71 тыс. км [3]. Состояние существующих в настоящее время электрических сетей оставляет желать лучшего. Средний возраст оборудования электрических сетей составляет 34 года, а возраст 30% этого оборудования

достигает 45 лет. И даже несмотря на то, что аварийные отказы удалось за последние 5 лет снизить на 20% за счет обновления сетевой инфраструктуры, а по итогам 2019 г. удельная аварийность электрических сетей снизилась еще на 12% [4], проблема старения оборудования по-прежнему стоит очень остро.

В части регионов Российской Федерации и некоторых странах СНГ (например, Белорусии), многих странах Европейского союза и Соединенных Штатов, для оценки уровня надежности электроснабжения Международным институтом инженеров по электротехнике и электронике (IEEE) устанавливаются специальные индексы, характеризующие связь между количеством (продолжительностью) возникших отказов и количеством потребителей, подключенных к шинам центров питания¹.

По опубликованным данным [5–8] системный показатель средней длительности перерывов электроснабжения потребителей (аналог SAIDI) ЛЭП 6–10 кВ составил: ОАО «МРСК Юга» — 3,3; ОАО «МРСК Урала» — 2,7; ОАО «МРСК Сибири» — 2,6; ОАО «МРСК Волги» — 2,4; ОАО «МРСК Центра и Приволжья» — 2,3; ОАО «МРСК Центра» — 2,2; ОАО «МРСК РЭС» — 1,42; ОАО «Тюмень-энерго» — 1,2; ОАО «ИЭСК» — 1,08; ОАО «МОЭСК» — 0,8. Кроме того, согласно Постановлению Правительства РФ² индекс технического состояния (ИТС) электрооборудования должен быть определен и достоверно определять техническое состояние оборудования и его изменения в установленном диапазоне. При этом статус воздушных ЛЭП соответствует следующему. ЛЭП 110 кВ: хорошее состояние — 37,4%; удовлетворительное — 31,71%; неудовлетворительное — 17,89%; ЛЭП 220 кВ: в хорошем состоянии — 32,79%; в удовлетворительном — 39,34%; неудовлетворительном — 3,28%; критическом — 1,64%. Следует отметить, что *хорошее* состояние имеют те сети, диапазон физического износа которых составляет 0,15–0,30, а техническое воздействие на такие сети осуществляется по результатам планового диагностирования. Для *удовлетворительного* состояния физический износ находится в диапазоне 0,3–0,5, а видами технического воздействия является усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт, реконструкция. *Неудовлетворительному* состоянию соответствует диапазон физического износа, равный 0,5–0,75. При этом для таких

сетей необходимо дополнительное техническое обслуживание и ремонт, усиленный контроль технического состояния, техническое перевооружение. *Критическое* состояние имеет физический износ более 0,75. При этом эксплуатация таких ВЛЭП недопустима. Требуется срочное воздействие на оборудование [8].

Причины возникновения отказов. Анализ литературных источников позволяет утверждать, что наиболее повреждаемыми ВЛЭП общепризнанно считаются линии напряжением 6–10 кВ. В наибольшей степени это касается тех ВЛЭП, которые трассируются по сельской местности. Они подвержены влиянию множества внешних факторов, таких, как природно-климатические, антропогенные и т. д., снижающие надежность ВЛ и приводящие к отказам и, как следствие, недоотпуску электрической энергии потребителю. Как правило, в журналах регистрации отказов ВЛЭП фиксируются следующие повреждения: нарушения в сетях потребителей, повреждение изоляторов, повреждение проводов, разрядников, опор ВЛЭП; ветровая нагрузка, снег, гололед, перекрытие изоляции и другие.

В России отключения в сетях этого класса напряжения обусловлены следующими причинами: повреждение в сетях потребителя около 11%; обрыв провода до 42%, повреждение предохранителей 6%, повреждение коммутационной аппаратуры более 7% [9–10]. Ситуация с отказами в ЛЭП также во многом зависит от климатических особенностей территорий, по которым трассируются эти ВЛЭП. Информация по соответствующим показателям надежности для воздушных линий электропередачи 6–10 кВ России, которые являются самыми протяженными, и, в основном, самыми повреждаемыми, очень разнится. Это связано с территориальными и климатическими особенностями регионов, по которым эти ЛЭП проходят. Утверждается³, что 54,0% всех отключений связано с динамическим поведением проводов при воздействии ветровых и гололедно-ветровых нагрузок. Эти отключения вызваны одним из следующих повреждений: обрыв провода (24,9%) или проволочной вязки провода к изолятору (9,8%), пережоги проволок проводов при их опасных сближениях и схлестывании (17%), срыв изолятора с крюка или штыря (2,3%).

Целью статьи является анализ уровня надежности при транспорте ЭЭ по распределительным электрическим сетям 10 кВ Иркутской области.

Характеристика объекта исследования. Энергетика Иркутской области — сектор экономики региона, обеспечивающий производство, транспортировку и сбыт электрической и тепловой энергии. Энергосистема региона является одной из крупнейших в России — по состоянию на конец 2018 г. на территории Иркут-

¹ SAIFI — средний индекс частоты прерывания системы; SAIDI — показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии; CAIDI — индекс средней продолжительности прерывания потребителя; STAIIDI — индекс общей средней продолжительности прерывания работы потребителя; CAIFI — средний индекс частоты прерываний потребителей; ASAI — средний индекс доступности услуг. Следует отметить, что в г. Минске за 2019 г. SAIFI составил 0,5635, SAIDI — 0,5271.

² Постановление Правительства РФ от 19 декабря 2016 г. № 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергоэффективности объектов электроэнергетики и энергосистемы». Проведение мониторинга этих показателей».

³ Кабашов В. Ю. Повышение надежности сельских воздушных линий электропередачи 10 (6) кВ в условиях воздействия ветровых и гололедных нагрузок /автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук, 2011 г

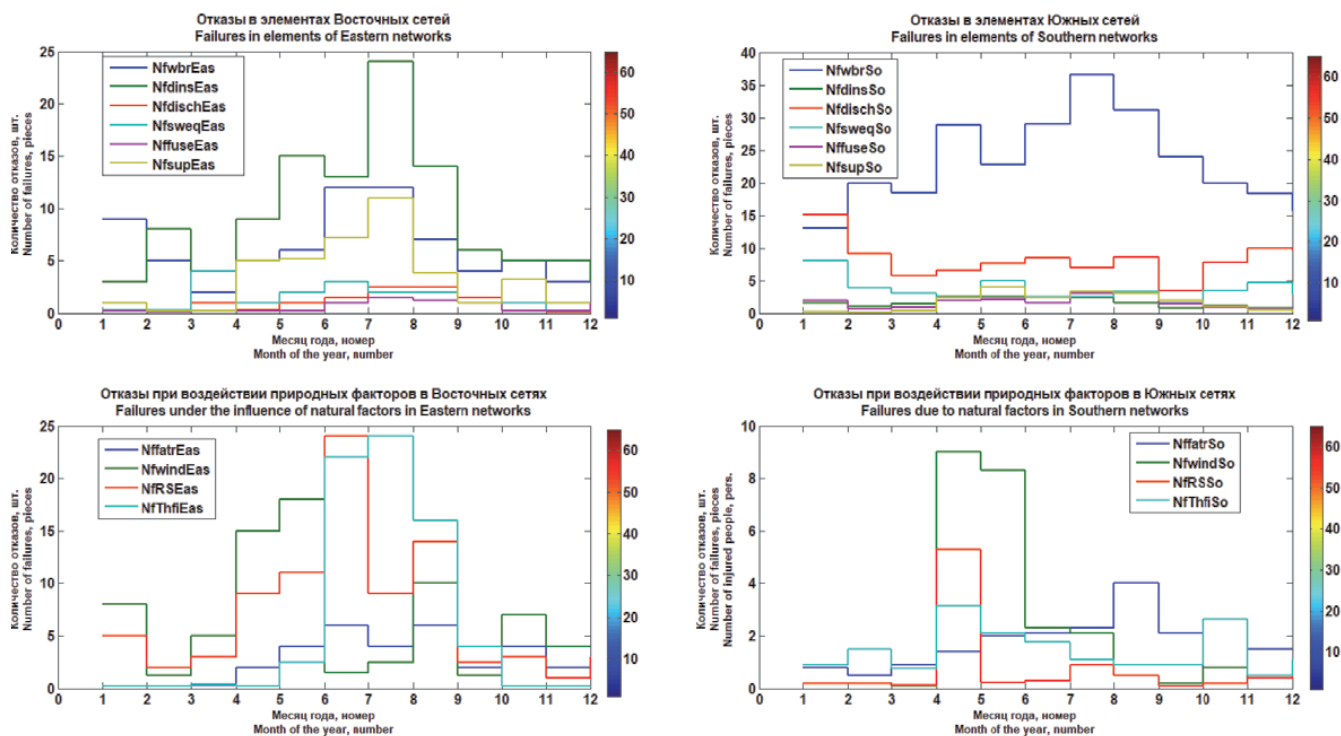


Рисунок 1. Временные диаграммы изменения количества отказов в ВЭС и ЮЭС
Figure 1. Time charts of changes in the number of failures in the EEN and SEN

ской области эксплуатировалось 15 крупных тепловых электростанций и четыре гидроэлектростанции общей мощностью 13 132,1 МВт, а также 55 работающих в зоне децентрализованного энергоснабжения дизельных электростанций (ДЭС) общей мощностью 17,075 МВт. В 2018 г. они произвели 50,95 млрд кВт·ч электроэнергии. Уровень электропотребления непрерывно возрастает. Например, прогнозируемое электропотребление в Иркутской области ожидается с 55141 млн. кВт·ч в 2019 г. до 64967 млн. кВт·ч в 2024 г.⁴

Общая протяженность линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше по состоянию на 2018 г. составляет в Иркутской области 17 677 км (по цепям), в том числе ВЛ 500 кВ — 3587 км, ВЛ 220 кВ — 6391 км, ВЛ 110 кВ — 7669 км. Большинство электрических сетей (общей протяженностью 14402 км) эксплуатируются ОАО «Иркутская электросетевая компания».

В качестве объекта для численного анализа рассмотрены Восточные и Южные электрические сети Иркутской электросетевой компании⁵.

Восточные электрические сети (ВЭС) обеспечивают электроэнергией обширную территорию, которая простирается от областного центра — города Иркутска более чем на четыреста километров к северу и ограничена правым берегом реки Ангары, западным побережьем озера Байкал и бассейном реки Лена и

ее притоков. ВЭС осуществляют электроснабжение потребителей сельских территорий Иркутской области. Площадь «зоны влияния» ВЭС составляет более 120 кв. км, что примерно равно суммарной территории таких европейских государств, как Дания, Швейцария и Нидерланды. ВЭС осуществляют электроснабжение девяти административных районов области и национального автономного округа. Основной их задачей является надежное бесперебойное электроснабжение населения, объектов социальной сферы, предприятий и организаций. Большую часть нагрузки ВЭС составляют сельские районы, что обуславливает значительную протяженность распределительных сетей при относительно небольшом потреблении электрической энергии и высокой социальной значимости филиала для жизни региона. Общая протяженность линий электропередачи ВЭС более 8,6 тыс. километров. ВЭС имеет 52 подстанции напряжением 110–35 кВ и суммарной установленной мощностью 731 МВА. В настоящее время в филиале трудится более 500 рабочих и специалистов. Годовая передача электроэнергии по электросетям ВЭС составляет 1353 млн. кВт·ч, ежегодный прирост потребления электроэнергии 5%, в основном за счет увеличения бытовых нагрузок.

Южные электрические сети (ЮЭС) — один из филиалов ИСК. В настоящее время ЮЭС обеспечивают эксплуатацию электрических сетей на значительной части Иркутской области: Иркутск, Иркутский, часть Ангарского района, Шелеховский и Слюдянский районы до реки Снежная. Годовая передача электроэнергии ЮЭС составляет 12888298 тыс. кВт·ч.

Среднемесячное количество отключений по ВЭС и ЮЭС представлены в таблице 1. На основании данных

⁴ ОКТЯБРЯ 2019 ПЯТНИЦА № 113 (2016) официальная информация WWW.OGIRK.RU/

⁵ Для анализа использовались усредненные по месяцам года данные журналов отключений Восточных и Южных электрических сетей Иркутской электросетевой компании (ИЭСК) за 2017–2019 гг.

таблицы 1, использования разработанного программного продукта и графического редактора в системе *Matlab* построены временные (среднемесячной продолжительностью) диаграммы изменения количества отказов ВЛЭП 10 кВ для рассмотренных причин повреждений (рисунок 1), временные диаграммы изменения отказов по неустановленным причинам (рисунок 2), а также визуализация изменения продолжительности отказов и величины недоотпуска электроэнергии

от суммарного среднемесячного количества отказов в рассматриваемых электрических сетях (рисунки 3, 4).

На рисунках 1, 2 используются следующие обозначения: *NfailEas (NfailSo)* — общее количество отказов в ВЭС и ЮЭС; *NfwbrEas (NfwbrSo)* — количество отказов при обрыве проводов в ВЭС и ЮЭС; *NffatrEas (NffatrSo)* — количество отказов при падении деревьев в ВЭС и ЮЭС; *NfdinsEas (NfdinsSo)* — количество отказов при повреждении изоляторов в ВЭС и ЮЭС; *NfdischEas (NfdischSo)* —

Таблица 1. Среднемесячные значения количества отказов, их причины и последствия в исследуемых Восточных и Южных электрических сетях
Table 1. Monthly averages values of the number of failures, their causes and consequences in the studied Eastern and Southern electric networks

ВЭС (EEN)												
Причина повреждения \ месяц The cause of the damage \ month	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1. Провод (Wire breakage)	9	5	2	5	6	12	12	7	4	5	3	4
2. Падение деревьев (Falling trees)	0.2	0	0.3	2	4	6	4	6	2	4	2	1
3. Изоляторы (Insulators)	3	8	4	9	15	13	24	14	6	5	5	3
4. Разрядники (Dischargers)	0.2	0.2	1	0.3	1	1.5	2.5	2.5	1.5	0.2	0.1	0.2
5. Коммутационная аппаратура (Switching equipment)	0.3	0.3	4	1	2	3	2	2	1	1	0.2	0.2
6. Предохранители (Fuses)	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	1	1.5	1.2	1	0.2	0.2	1
7. Опоры ЛЭП (Power line supports)	1	0.2	0.2	5	5.2	7.2	11	3.8	1	3.2	1	1
8. Ветер (The wind)	8	1.2	5	15	18	1.5	2.5	10	1.2	7	4	4
9. Дождь, снег (Rain, snow)	5	2	3	9	11	24	9	14	2.5	3	1	3
10. Гроза, пожары (Thunderstorms, fires)	0	0	0.4	0.2	2.5	22	24	16	4	0	0	0
11. Неустановленные причины (Unspecified reasons)	16	11	9	21	29	31	43	37	22	17	143	9
Время перерыва, час. (Break time, hour)	157.5	82.1	139.1	139.3	541.5	536.2	1152.1	476.4	256.6	367.9	183.5	69
Недоотпуск эл. энергии, МВт. час. (Under-discharge of electric energy, MWh)	131.24	135.65	92.01	193.47	181.02	182.51	210.67	117.21	107.13	262.17	92.81	104.62
ЮЭС (SEN)												
Причина повреждения \ месяц The cause of the damage \ month	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1. Провод (Wire breakage)	13.1	19.9	18.4	28.8	22.8	29	36.6	31.1	24	20	18.3	15.6
2. Падение деревьев (Falling trees)	0.2	0.2	0.4	2.3	4	2.4	3.3	3	2	1	0.5	0.1
3. Изоляторы (Insulators)	0.8	0.5	0.9	1.4	2	2.1	2.3	4	2.1	0.8	1.5	1.5
4. Разрядники (Dischargers)	1.5	1	1.4	2.5	2.5	1.5	2.3	1.5	0.8	1.1	0.8	0.8
5. Коммутационная аппаратура (Switching equipment)	15.1	9.1	5.8	6.6	7.6	8.4	6.9	8.63	3.5	7.8	9.9	9.6
6. Предохранители (Fuses)	8	3.9	3.1	2.4	5	2.5	2.5	3.3	1.5	3.4	4.6	2.9
7. Опоры ЛЭП (Power line supports)	2	0.63	0.88	2	2.1	1.5	3	3.1	1.4	0.9	0.63	0.1
8. Ветер (The wind)	0.2	0.1	0.2	9	8.3	2.3	2.1	0.2	0.2	0.8	0.4	0.4
9. Дождь, снег (Rain, snow)	0.2	0.2	0.13	5.3	0.23	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1
10. Гроза, пожары (thunderstorms, fires)	0.9	1.5	0.75	3.13	2.1	1.75	1.1	0.9	0.9	2.63	0.5	1.1
11. Неустановленные причины (Unspecified reasons)	4.4	3.8	5	5.9	4.8	5.8	6	6.1	3.6	2.4	2.5	1.75
Время перерыва, час. (Break time, hour)	227.5	117.3	262.1	376	368.1	251	487.9	470.6	684.1	218	182.5	325.9
Недоотпуск эл. энергии, МВт. час. (Under-discharge of electric energy, MWh)	127.07	76.76	349.33	229.17	249.14	120.34	220.17	222.6	353.19	109.55	157.88	78.9

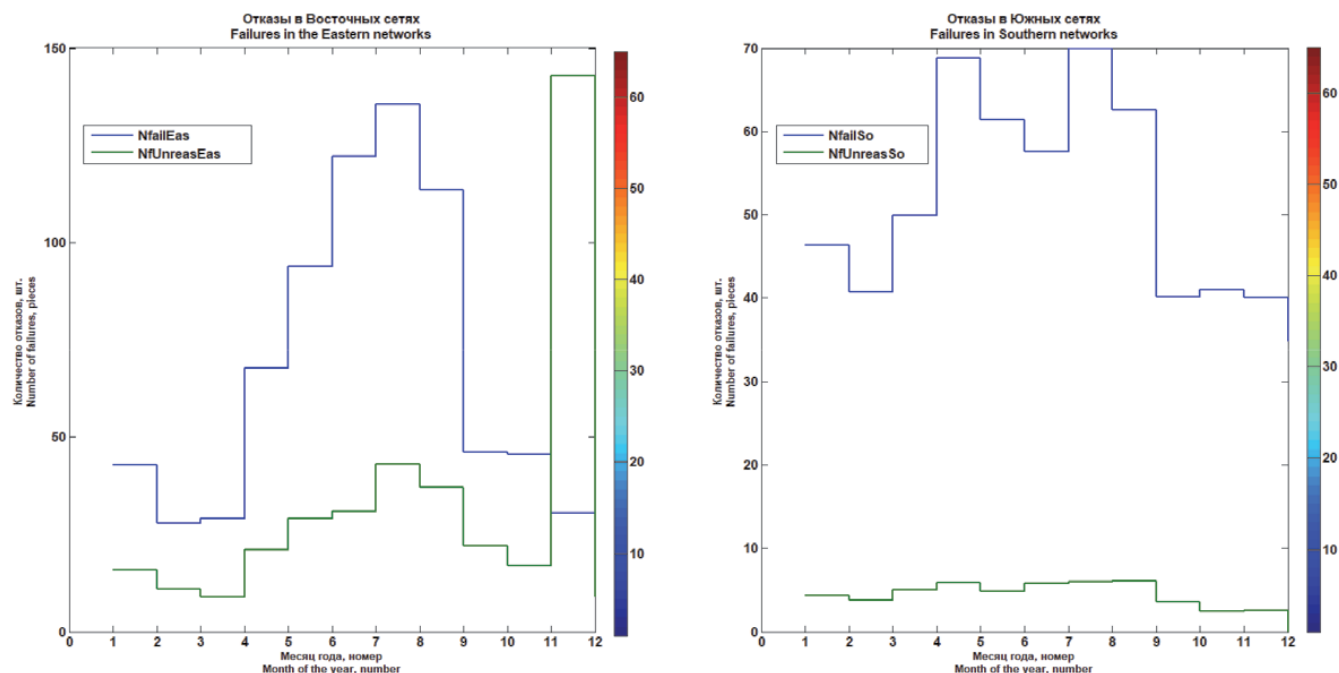


Рисунок 2. Временные диаграммы изменения количества отказов по неустановленным причинам в сетях
Figure 2. Time charts of changes in the number of failures for unknown reasons in the networks

количество отказов при повреждении разрядников в ВЭС и ЮЭС; $NfswqEas$ ($NfswqSo$) — количество отказов при повреждении коммутационной аппаратуры в ВЭС и ЮЭС; $NffuseEas$ ($NffuseSo$) — количество отказов при повреждении предохранителей в ВЭС и ЮЭС; $NfsupEas$ ($NfsupSo$) — количество отказов при повреждении опор в ВЭС и ЮЭС; $NfwindEas$ ($NfwindSo$) — количество отказов при ветровой нагрузке в ВЭС и ЮЭС; $NfRSEas$ ($NfRSSo$) — количества отказов при дожде и снеге в ВЭС и ЮЭС; $NfThfiEas$ ($NfThfiSo$) — количества отказов при грозах и пожарах в ВЭС и ЮЭС; $NfUnreasEas$ ($NfUnreasSo$) — количества отказов при неустановленных причинах в ВЭС и ЮЭС.

В результате анализа графиков (рисунок 1) установлено следующее. Количество отказов в системах электроснабжении в ВЭС и ЮЭС близки только по двум показателям: повреждения в результате падения деревьев (для ВЭС 3,47%, для ЮЭС 3,23% от общего количества отказов) и повреждения опор ВЛЭП (4,32% для ВЭС и 3,01% для ЮЭС, соответственно). По остальным причинам повреждений данные значительно разнятся. Для ВЭС наиболее повреждаемыми элементами являются изоляторы (11,83%), для ЮЭС наибольшее количество отказов приходится при повреждении проводов ЛЭП (46,1%). Наименьшее количество повреждений в ВЭС происходит по причине выхода из строя изоляторов (0,76%), а в ЮЭС — на долю повреждений по причине «дождь, снег» (вызывающие перекрытие изоляции). Отказы по другим причинам распределились следующим образом. По причине повреждения или отказов разрядников: ВЭС — 1,23%, ЮЭС — 3,31% соответственно; повреждение коммутационной аппаратуры: 1,85% и 20,5%; по причине действия ветровой нагрузки: 8,38% и 4,03%. При этом и в ВЭС, и в ЮЭС наибольшая доля повреждений практически по всем причинам приходится

на весенне-летний период (апрель, май, июнь, июль, август). Например, по причинам: повреждение проводов: в апреле в ВЭС — 6,8% (от общего числа повреждений этого элемента), в ЮЭС — 6,28%; в мае, соответственно 8,1% и 8,21%, июне — 16,22% и 10,45%, июле — 16,22% и 13,18%, августе — 9,46% и 11,2%. Аналогично этому для данного периода соответствует количество отказов и по другим причинам. При этом природно-климатическое воздействие на элементы ВЛ рассматриваемых электрических сетей также выражено достаточно существенно: ветровая нагрузка (обычно это шквалистый ветер, шторм) составляет почти 9% для ВЭС и более 4% всех отказов для ЮЭС. Дождевое и снеговое перекрытие изоляции соответственно — 9,39% и 1,24%. На долю грозовых явлений и пожаров приходится около 9% для ВЭС и около 3% всех повреждений для ЮЭС. Безусловно, природно-атмосферные явления объективно не могут поддаваться регулированию, но проведение превентивных мероприятий все же способствует снижению степени повреждений. Например, своевременная перетяжка проводов в пролетах ЛЭП в достаточной степени может противостоять ветровой нагрузке, не допуская схлестывания и перехлеста проводов.

Приведем несколько данных о повреждении коммутационных аппаратов. Особенно это относится к ЮЭС, где по этой причине происходит свыше 20% всех отказов. Анализ журналов аварийных отключений показал, что в большей степени это повреждение соответствует разъединителям, которые либо включают «на короткую», либо отключают «под нагрузкой». Этот факт свидетельствует о недостаточном уровне квалификации оперативного персонала и не соблюдении ПТЭ⁶ и ПТБ⁶.

⁶ ПТЭ — Правила технической эксплуатации электроустановок.
ПТБ — Правила техники безопасности.

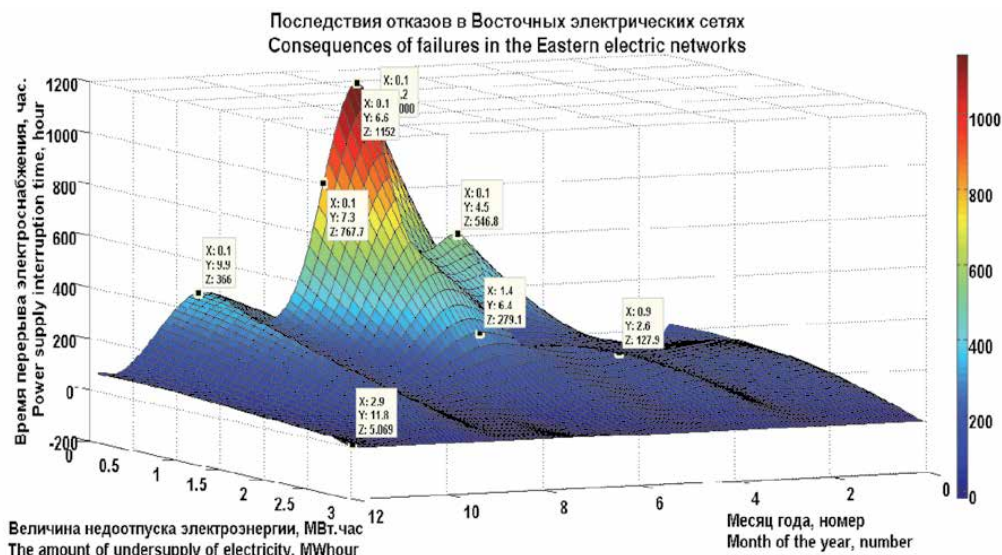


Рисунок 3. Временная диаграмма изменения величины недоотпуска электроэнергии от времени перерыва электроснабжения в ВЭС
Figure 3. Time diagram of the change in the amount of electricity undersupply from the time of the power supply interruption in the EEN

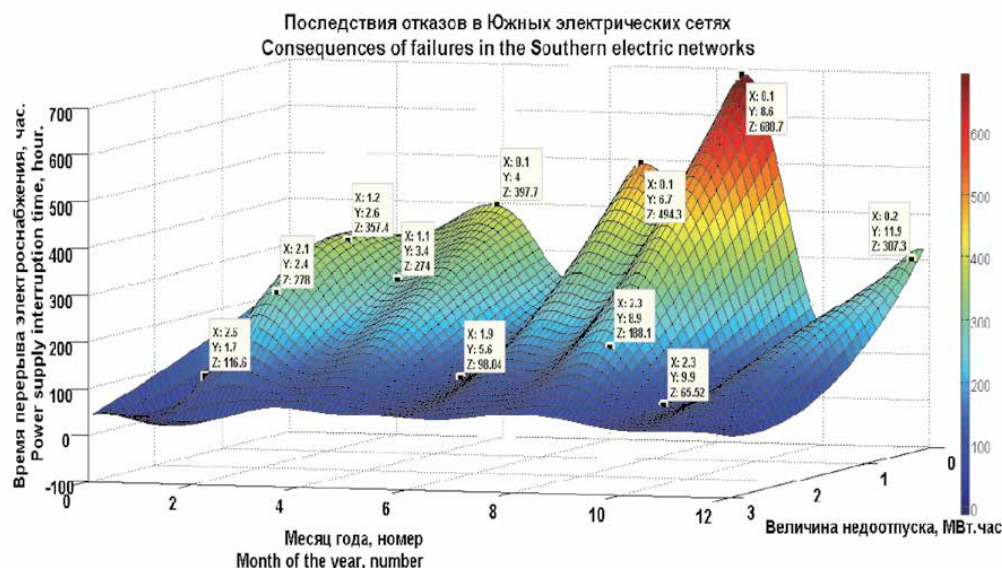


Рисунок 4. Временная диаграмма изменения величины недоотпуска электроэнергии от времени перерыва электроснабжения в ЮЭС
Figure 4. Time diagram of the change in the amount of electricity undersupply from the time of the power supply interruption in the SEN

Невозможность классифицировать причину отказа во многом зависит от оснащённости электрических сетей средствами управления⁷, но, в то же время, также зависит от уровня квалификации. И если в ЮЭС по «неустановленной причине» произошло около 9% всех отказов, то в ВЭС такие отказы близки к 40% (рисунок 2).

Для оценки соотношения продолжительности отказов и соответствующему им недоотпуску электрической энергии построены графики (рисунки 3 и 4).

Анализ этих графиков показал следующее. Наибольшее время перерыва электроснабжения для ВЭС приходится на июль месяц. Среднегодовая продолжительность отключений в этот период составляет

1152,1 часа. Среднее значение недоотпуска электроэнергии за этот период составляет 210,67 МВт.час. Этому же месяцу соответствует и среднее максимальное количество отключений (135,5). Для ЮЭС максимальная продолжительность перерыва приходится на сентябрь (684,1 час.). Этой продолжительности отключений соответствует недоотпуск электроэнергии, равный 353,19 МВт.час (62 отключения).

Таким образом, среднемесечный недоотпуск электроэнергии для ВЭС составил 152,3 МВт.час. (781,3 отключения), для ЮЭС — 191,2 МВт.час. (608,5 откл.). Стоимость недоотпущенной электроэнергии потребителям в ценах 2018 г. (0,707 руб. кВт.ч) по ВЭС (в основном сельские потребители) в среднем составила 107 676 100 руб. По ЮЭС (в основном городские потребители, тариф 1,01 руб.кВт.ч) ущерб от недоотпуска составил 193 112 000 руб.

⁷ Очень часто сельские электрические сети (к которым относятся ВЭС) называют сетями «низкой наблюдаемости», в силу их не достаточного оснащения средствами защиты и автоматизации.

Заключение

На основании анализа повреждаемости ВЛЭП 10 кВ ВЭС и ЮЭС ИСК можно сделать следующие выводы:

1. Повреждаемость исследованных сетей достаточно высока. Среднемесячное количество отказов по ВЭС и ЮЭС составляет соответственно 65 и 51 отключение.

2. Наиболее повреждаемыми элементами рассмотренных ВЛЭП являются: провода, опоры, изоляторы и коммутационные аппараты. Характерными причинами, которые приводят к их повреждениям, являются ветровая нагрузка, снегопады, пожары.

3. Возникающие отказы по этим причинам связаны с перекрытием изоляции (при сильных проливных дождях и снегопадах). В связи с этим для учета влияния погодных условий, которые обусловлены изменением климата, необходимо усиление конструкций опор и несущих конструкций ВЛЭП, соответствующих новым условиям эксплуатации.

4. Схлестывание и перехлест проводов связан с разбалансировкой стрел провеса проводов, приводящей к разному уровневому амплитудам их колебаний при шквалистой ветровой нагрузке. В рассмотренных ЛЭП необходим тщательный визуальный мониторинг и осуществление на его основе перетяжки проводов.

5. Повреждение коммутационной аппаратуры (в основном это включение разъединителей на «закоротку» и отключение их «под нагрузкой») в большинстве случаев связано с неграмотным действием оперативного персонала и невыполнением предусмотренных нормативными документами плановых мероприятий и ремонтов в полном объеме. Необходимо повысить уровень квалификации технического персонала путем организации и прохождения ими специальных курсов повышения квалификации, а также внеочередного квалификационного контроля знаний ПТЭЭ и ПТБ.

6. Оперативное реагирование на повреждения и сокращение недоотпуска электроэнергии связано также с модернизацией уровня автоматизации и средств РЗ и внедрением новых технологий телемеханики. В этой связи рекомендуется организация устройства реклоузелов в узловых точках ВЛЭП, что в значительной степени повышает «наблюдаемость» этих сетей.

7. Повреждения, вызванные «падением деревьев», можно значительно сократить, осуществляя предварительные мероприятия по расчистке трасс прохождения ЛЭП (в сельской местности), а также мониторинг по определению «угрожающих» деревьев вдоль трасс ЛЭП городских и районных сетей.

8. Поскольку большее количество отказов приходится на весенне-летний период, электросетевым организациям необходимо усилить контроль за электроснабжением «слабых звеньев» в подконтрольных электрических сетях, согласовывая мероприятия по усилению контроля с прогнозными оценками природно-климатических изменений.

Список использованных источников

1. Латыпов И. С., Сушков В. В., Тимошкин В. В. Оценка механических нагрузок на провода различной формы сечения класса напря-

жения 6–35 кВ / Известия Томского Политехнического университета. Инжиниринг георесурсов 2018; (329); 5: 6–14.

2. Перспективы развития электрических сетей в России. Электронный ресурс: <https://etmz.ru/perspektivu-razvitiya-elektricheskikh-setey-6-10-kv-v-rossii/> Дата обращения 22.09.2020.

3. Цифра дня. Электронный ресурс: https://www.fsk-ees.ru/about/facts_and_figures/. Дата обращения 24.09.2020.

4. Дубровин И. Износ электросетевой инфраструктуры в России. Масштабы и перспективы 26 ноября 2017 г.

5. StatNet. Arasstatistikk2 007-2016. Available at: http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Nedlastings_senter/Feilstatistikk

6. Council of European Energy Regulators. CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity supply: Data update. Issued by Council of European Energy Regulators ASBL. Brussels: CEER.

7. Mahmoud S. Awad. Reliability Assessment for Overhead Power Transmission Lines using Failure Rate Analysis/ Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 10 (6) March 2016;; 34–39.

8. Иркутская Электросетевая компания. Годовой отчет за 2013 год. Электронный ресурс: <https://iesk.irkutskenergo.ru/gi/17498>. Дата обращения 25.09.2020.

9. Li Wang. The Fault Causes of Overhead Lines in Distribution Network / MATEC Web of Conferences 61, 02017 (2016). APOP2016// DOI:10.1051/mateconf/2016610 APOP2016 2017;; 1–5.

10. Наумов И. В., Карпова Е. Н. Анализ причин повреждаемости распределительных электрических сетей 10 кВ (На примере Южных электрических сетей г. Иркутска) / Надежность и безопасность энергетики 2018; 11(4): 299–304.

References

1. Latypov I. S., Sushkov V. V., Timoshkin V. V. Evaluation of mechanical loads on wires of various cross-section shapes of voltage class 6–35 kV / Izvestiya Tomskogo Politechnicheskogo universiteta. Engineering of geo-resources 2018; (329); 5: 6–14.

2. Prospects for the development of electric networks in Russia. Electronic resource: <https://etmz.ru/perspektivu-razvitiya-elektricheskikh-setey-6-10-kv-v-rossii/> Accessed 22.09.2020.

3. Digit of the day. Electronic resource: https://www.fsk-ees.ru/about/facts_and_figures/. Accessed 24.09.2020. (in Russ).

4. Dubrovin I. Deterioration of the power grid infrastructure in Russia. Scope and prospects, November 26 2017 (in Russ).

5. StatNet. Arasstatistikk 2007–2016. Available Kraftsystemet at: http://www.statnett.no/Nedlastings_senter/Feilstatistikk

6. Council of European Energy Regulators. CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity supply: Data update. Issued by Council of European Energy Regulators ASBL. Brussels: CEER.

7. Mahmoud S. Awad. Reliability Assessment for Overhead Power Transmission Lines using Failure Rate Analysis / Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 10 (6) March 2016;; 34–39.

8. Irkutsk electric Grid company. Annual report for 2013. Electronic resource: <https://iesk.irkutskenergo.ru/gi/17498>. Date of access 25.09.2020.

9. Li Wang. The Fault Causes of Overhead Lines in Distribution Network / MATEC Web of Conferences 61, 02017 (2016). APOP2016// DOI:10.1051/mateconf/2016610 APOP2016 2017;; 1–5.

10. Naumov I. V., Karpova E. N. Analysis of the causes of damage to distribution electric networks of 10 kV (on the example of Southern electric networks of Irkutsk) / Reliability and safety of energy 2018; 11(4): 299–304 (in Russ).