

УДК 621.315.1(470.319)

## Анализ технического состояния и срока нахождения в эксплуатации воздушных линий электропередачи 35–110 кВ Орловской области

А. В. Виноградов\*, А. А. Лансберг, А. В. Виноградова

\*Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ, г. Москва, Россия;  
e-mail: winaleksandr@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8845-9718>

Информация о статье      Реферат

Поступила  
в редакцию  
13.10.2022;

получена  
после доработки  
14.11.2022

Ключевые слова:  
воздушная линия  
электропередачи,  
срок эксплуатации,  
техническое  
состояние,  
протяженность

Оценка технических и эксплуатационных характеристик воздушных линий электропередачи классов напряжения 35–110 кВ Орловской области производилась в соответствии с методикой, представленной в приказе Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. № 676; срок их службы определялся согласно СТО 56947007-29.240.01.053-2010. Анализ протяженности воздушных линий и типов используемых проводников осуществлялся с использованием поопорных схем. В конструкциях линий напряжением 35 кВ преимущественно используется сталеалюминевый провод (площадь сечения 70 мм<sup>2</sup>), протяженность которого составляет 1 358,456 км, а воздушные линии 110 кВ выполнены с применением проводника АС-120 (1 094 км). Воздушные линии электропередачи характеризуются высокими показателями технического состояния, так как 40 % линий класса напряжения 35 кВ и 53 % линий класса напряжения 110 кВ находятся в очень хорошем техническом состоянии со степенью износа не более 15 %. В ходе исследования установлено, что 71 % воздушных линий напряжением 35 кВ и 85 % линий напряжением 110 кВ находятся в эксплуатации более 35 лет; при этом за счет реализации своевременной стратегии технического обслуживания и ремонта линии характеризуются высокими показателями технического состояния.

Для цитирования

Виноградов А. В. и др. Анализ технического состояния и срока нахождения в эксплуатации воздушных линий электропередачи 35–110 кВ Орловской области. Вестник МГТУ. 2022. Т. 25, № 4. С. 324–333. DOI: <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2022-25-4-324-333>.

## Analysis of the technical condition and service life of 35–110 kV overhead power transmission lines in the Oryol Region

Alexandr V. Vinogradov\*, Alexandr A. Lansberg,  
Alina V. Vinogradova

\*Federal Scientific Agroengineering Center VIM, Moscow, Russia;  
e-mail: winaleksandr@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8845-9718>

Article info

Abstract

Received  
13.10.2022;

received  
in revised form  
14.11.2022

Key words:  
overhead power  
transmission line,  
service life,  
technical condition,  
length

The assessment of the technical and operational characteristics of overhead transmission lines of voltage classes 35–110 kV in the Oryol Region has been carried out in accordance with the methodology presented in the order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated July 26, 2017 No. 676; their service life was determined according to SТО 56947007-29.240.01.053-2010. The analysis of the length of overhead lines and the types of conductors used has taken place using support-by-support schemes. In the construction of 35 kV lines, steel-aluminum wire (sectional area – 70 mm<sup>2</sup>) is mainly used, the length of which is 1,358,456 km, and 110 kV overhead lines are made using an AS-120 conductor (1,094 km). Overhead transmission lines are characterized by high indicators of technical condition, since 40 % of lines of voltage class 35 kV and 53 % of lines of voltage class 110 kV are in very good technical condition with a wear rate of no more than 15 %. The study has found that 71 % of overhead lines with a voltage of 35 kV and 85 % of lines with a voltage of 110 kV have been in operation for more than 35 years; at the same time, due to the implementation of a timely strategy for maintenance and repair, the lines are characterized by high indicators of technical condition.

For citation

Vinogradov, A. V. et al. 2022. Analysis of the technical condition and service life of 35–110 kV overhead power transmission lines in the Oryol Region. *Vestnik of MSTU*, 25(4), pp. 324–333. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2022-25-4-324-333>.

## Введение

Воздушные линии (ВЛ) электропередачи классов напряжения 35–110 кВ являются важным звеном в функционировании региональных энергосистем и процессе передачи мощности потребителям в городах и районах Российской Федерации. В настоящее время данные о состоянии воздушных линий электропередачи не структурированы и носят разрозненный характер. Исследования ученых включают анализ режимов работы ВЛ, оценку их влияния на окружающую среду, выработку способов повышения эффективности функционирования данного оборудования.

Работы отечественных ученых преимущественно касаются вопросов повышения эффективности эксплуатации ВЛ и направлены на решение технических задач. Так, в работе (*Хамидуллин и др., 2016*) представлены статистические данные, согласно которым наиболее часто повреждаемыми конструктивными частями ВЛ являются провода и грозозащитные тросы (51 %), изоляторы (32 %), а наименее подвержены повреждениям опоры (13 %) и арматура (4 %). На примере ВЛ 110 кВ "Якутск – Хандыга", трасса которой расположена в энергосистеме Якутии, рассмотрены причины массового падения опор на линии, заключающиеся в больших расстояниях между анкерными пролетами (более 26 км), что значительно превышает указанные в Правилах устройства электроустановок (7-е издание) (ПУЭ-7)<sup>1</sup> 10 км для линий класса напряжения выше 35 кВ, а также предложены мероприятия для снижения вероятности падения опор (*Захаров и др., 2005*). В исследовании (*Писковацкой, 2011*) для снижения вероятности повторного включения линии 110 кВ на устойчивое короткое замыкание средствами автоматики и уменьшения электродинамического и термического воздействия токов коротких замыканий на электрооборудование предложено широко использовать устройство импульсного локационного зондирования линии (рефлектометр), позволяющее обнаруживать устойчивые повреждения на линии и блокировать функцию автоматического повторного включения (АПВ). Данное устройство эксплуатируется в единственном экземпляре в Казанской энергосистеме в АО "Электросетевая компания" на ВЛ 110 кВ "Рыбная слобода – Камская".

Для снижения количества аварий, вызванных образованием гололеда, разработаны устройства мониторинга ВЛ следующих типов: 1) осуществляющие контроль стрелы провеса фазных проводов в пролетах и фиксацию протекающих токов за счет использования съемных трансформаторов тока (*Ярославский и др., 2017*); 2) оснащенные датчиками гололедной нагрузки, продольного тяжения провода и температуры (*Засыпкин и др., 2018*); 3) использующие системы видеонаблюдения, которые осуществляют контроль удлинения и габарита фазных проводов до земли (*Шилин и др., 2017*).

Множество работ посвящено исследованию режимов работы высоковольтных линий электропередачи классов напряжения 35–110 кВ и оценке их влияния на другие сетевые объекты и окружающую среду. В работе (*Залесова и др., 2015*) на примере двух параллельных ВЛ 110 кВ с диспетчерскими наименованиями Л-132 и Л-133 филиала ПАО "Россети Северо-Запад" – "Колэнерго" произведен расчет наведенных напряжений при отключении одной из них. По результатам расчетов сделан вывод о том, что наименьшие значения наведенных напряжений характерны для линий при симметричных нагрузках без транспозиции проводов. Для защиты населения от воздействия электромагнитных полей ВЛ 110 кВ предложено использовать естественные лесополосы, которые позволяют уменьшить напряженность электромагнитного поля при прохождении через них тока, что было выявлено в результате опытных замеров в Воронежской области (*Федоров и др., 2016*). На примере филиала ПАО "Россети Сибирь" – "Омскэнерго" рассмотрен процесс снижения потерь мощности в линиях при установке на узловой подстанции 110 кВ "Тара" управляемого шунтирующего реактора типа РТУ-25000/110 стоимостью 35 млн рублей, который позволит обеспечить ежегодный экономический эффект от снижения потерь в размере 5,85 млн рублей (*Третьяков и др., 2013*). Для повышения надежности электроснабжения в работе (*Левин, 2013*) предложено использовать грозозащитный трос в качестве резервной фазы на одноцепных ВЛ 110–330 кВ. В результате моделирования также выявлено, что потери напряжения и коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности не превышают установленных ГОСТ 32144-2013<sup>2</sup> значений.

Исследования зарубежных ученых направлены на экономический анализ и охрану здоровья при эксплуатации высоковольтных линий электропередачи. В работе (*Jayantha et al., 2020*) оценивается стоимость недвижимости вблизи трассы высоковольтных линий электропередачи. В результате анализа выявлено, что на расстоянии до 300 м стоимость недвижимости на 18–34,2 % ниже, при этом стоимость недвижимости с видом на трассу линии ниже на 8 %. Аналогичное исследование стоимости недвижимости проведено в Шотландии (*Sims et al., 2005*), в ходе которого установлено, что недвижимость в пределах 100 м от трассы

<sup>1</sup> Правила устройства электроустановок. 7-е изд. (ПУЭ-7). URL : <http://pue7.ru/pue7/sod.php>.

<sup>2</sup> ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200104301>.

высоковольтной линии электропередачи на 6–17 % ниже. Подобные исследования проведены в Италии, где общая протяженность сетей составляет 71 000 км (49 000 км – напряжением 150 кВ, 22 000 км – напряжением 220–380 кВ). Полученные данные свидетельствуют о том, что стоимость сельскохозяйственных угодий при прохождении по ним ВЛ или ее расположении вблизи меньше на 10 % (*Sardaro et al., 2018*). В ряде других работ (*Amoon et al., 2018; Anderson et al., 2017; Gervasi et al., 2019; Porsius et al., 2014; Sermage-Faure et al., 2013*) оценивается влияние электромагнитных полей высоковольтных линий электропередачи на организм человека; результаты данной оценки носят вероятностный характер, поэтому, как отмечено авторами, необходимы дополнительные исследования.

В большинстве работ отсутствуют сведения о технических и эксплуатационных характеристиках воздушных линий электропередачи, что является ключевым фактором функционирования региональных энергосистем и оказывает непосредственное влияние на надежность, безопасность и другие аспекты эксплуатации ВЛ 35–110 кВ.

В настоящем исследовании произведен анализ характеристик ВЛ 35–110 кВ на примере электросетевой организации филиала ПАО "Россети Центр" – "Орелэнерго". Основные исходные данные для проведения анализа приняты согласно открытым источникам, в том числе программы перспективного развития электроэнергетики Орловской области на 2023–2027 гг., комплексной программы развития электрических сетей филиала ПАО "МРСК Центра" – "Орелэнерго" на пятилетний период 2020–2024 гг.<sup>3</sup>

### Материалы и методы

Министерством энергетики РФ установлена методика расчета индексов технического состояния (ИТС) электрооборудования (приказ Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. № 676 "Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей"<sup>4</sup>). Данный параметр был определен при оценке технического состояния каждой ВЛ 35–110 кВ филиала ПАО "Россети Центр" – "Орелэнерго". Оценка выполнялась с привлечением специалистов службы линий электропередачи управления высоковольтных сетей филиала.

Сведения о технической эксплуатации ВЛ собраны по состоянию на 31 января 2022 г. (после окончания выполнения ремонтной программы по подготовке к зимнему периоду). Следует отметить, что срок выполнения оценки влияет на значение показателей. Так, выполнение оценки в весенне-летний период может показать другие значения, как правило, худшие, так как при осуществлении подготовки к зимнему периоду многие линии ремонтируются, индекс их состояния повышается.

Согласно СТО 56947007-29.240.01.053-2010 (Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС; стандарт организации ПАО "ФСК ЕЭС", дата введения 24.08.2010 г.)<sup>5</sup> нормативный срок службы линейной арматуры, изоляторов и проводов составляет 25 лет. При этом для воздушных линий электропередачи Орловской области установлен срок службы не менее 35 лет в соответствии со сведениями, указанными в программном обеспечении SAP Logon. В связи с этим срок службы ВЛ 35-110 кВ Орловской области был рассмотрен в следующих диапазонах: до 25 лет – период, в течение которого все элементы ВЛ не превышают нормативный срок службы; 25–35 лет – срок службы, в течение которого при выполнении ремонтов сельских сетей, связанных с заменой линейной арматуры и изоляторов, можно добиться высоких показателей технического состояния ВЛ; более 35 лет – период, связанный с окончанием срока службы основных элементов ВЛ, по истечении которого для повышения эффективности функционирования ВЛ необходимо осуществлять ее реконструкцию.

### Результаты и обсуждение

По состоянию на начало 2022 г. в Орловской области филиалом ПАО "Россети Центр" – "Орелэнерго" эксплуатируется 118 воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и общей протяженностью 1 872 км, при этом среди них транзитными являются 87 линий (74 % от общего количества).

Оценка технического состояния ВЛ 35 кВ осуществлена в соответствии с методикой, указанной в приказе Министерства энергетики РФ № 676. Сведения о технической эксплуатации ВЛ собраны по состоянию

---

<sup>3</sup> Губернатор Орловской области. Распоряжение от 1 июля 2022 г. № 29-р. [Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Орловской области на 2023–2027 гг.]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/406127476>.

<sup>4</sup> Приказ Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. № 676 "Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей". URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71679722/>.

<sup>5</sup> СТО 56947007-29.240.01.053-2010. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС. Стандарт организации ПАО "ФСК ЕЭС" ; введен 24.08.2010 г. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088720>.

на 31 января 2022 г. Результаты анализа технического состояния ВЛ 35 кВ Орловской области представлены на рис. 1.

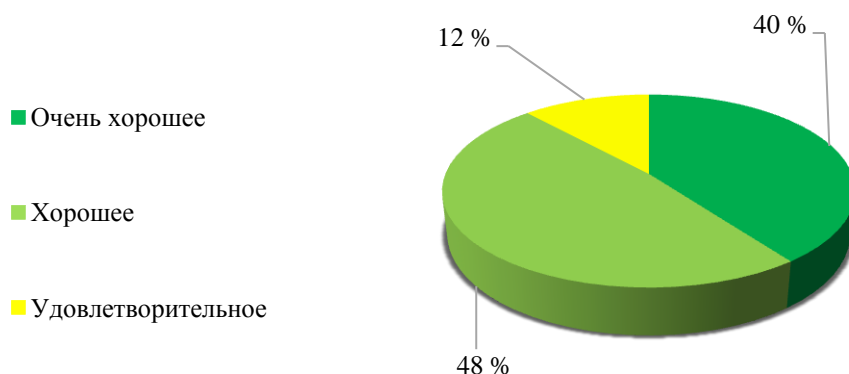


Рис. 1. Техническое состояние воздушных линий электропередачи 35 кВ Орловской области  
Fig. 1. Technical condition of 35 kV overhead power transmission lines of the Oryol Region

Результаты анализа свидетельствуют о том, что сельские электрические сети напряжением 35 кВ характеризуются высокими показателями технического состояния. Так, среди ВЛ 35 кВ в хорошем состоянии со степенью физического износа менее 15 % находятся 47 ВЛ 35 кВ (40 % от общего количества). Наивысшим индексом технического состояния со значением 100 относительных единиц (о. е.) характеризуется нетранзитная ВЛ 35 кВ "Куликовская – Комбикормовая" общей протяженностью 13,433 км (1,596 км проходят по лесной местности, а 0,931 км – по населенной). Линия введена в эксплуатацию в 2008 г. и выполнена проводом марки АС-120 с использованием 100 опор: железобетонных (98) и металлических (2). В хорошем состоянии со степенью физического износа в диапазоне от 15 до 30 % находится 57 ВЛ 35 кВ (48 % от общего количества). При этом в удовлетворительном состоянии со степенью износа 30–50 % находятся 14 ВЛ 35 кВ (12 % от общего количества). Линий, находящихся в неудовлетворительном и критическом состоянии на конец января 2022 г., не обнаружено. Наихудшим показателем технического состояния со значением 60 о. е. характеризуется ВЛ 35 кВ "Крутое – Нижний Жерновец" общей протяженностью 16,8 км (12,726 км проходят по лесной местности, а 3,27 км – по населенной). Линия эксплуатируется 46 лет с 1976 г. Она выполнена проводом АС-95 на 124 опорах: железобетонных (123) и 1 металлической.

Анализ сроков эксплуатации ВЛ 35 кВ Орловской области произведен в соответствии с положениями СТО 56947007-29.240.01.053-2010 (рис. 2).

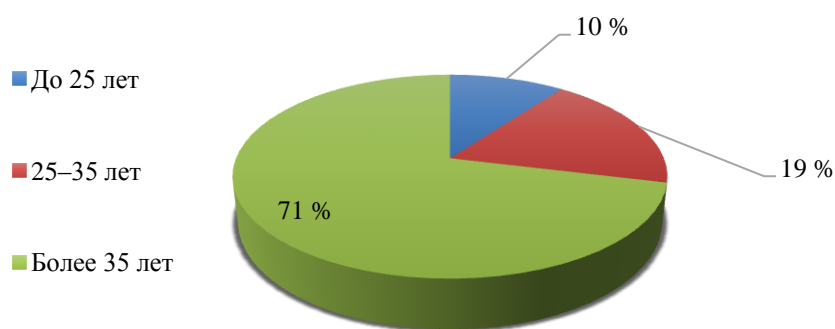


Рис. 2. Сроки эксплуатации воздушных линий электропередачи 35 кВ Орловской области  
Fig. 2. Service life of 35 kV overhead power transmission lines of the Oryol Region

В ходе исследования было выявлено, что 12 ВЛ 35 кВ (10 % от общего количества) не превысили нормативный срок эксплуатации. Наименьшим сроком эксплуатации характеризуется ВЛ 35 кВ "Кромская – Кутафино № 2", введенная в эксплуатацию в 2011 г. Сроком эксплуатации от 25 до 35 лет характеризуются 22 ВЛ 35 кВ (19 % от общего количества), а более 35 лет в эксплуатации находятся большая часть ВЛ 35 кВ – 84 линии (71 %). Наибольшим сроком эксплуатации (64 года) характеризуются ВЛ 35 кВ "Узловая –

Звягинки" и "Нарышкинская – Звягинки", введенные в эксплуатацию в 1958 г.; при этом за счет реализации управлением высоковольтных сетей филиала "Орелэнерго" технического ремонта и обслуживания данные линии имеют индексы технического состояния 80 и 95 о. е. соответственно.

Согласно поопорным схемам ВЛ 35 кВ Орловской области по состоянию на конец января 2022 г. были выполнены на 13 392 опорах. Наибольшее количество составляют железобетонные опоры (12 988 единиц, 97 % от общего количества); число металлических опор – 197 (1,45 % от общего количества). Деревянные опоры на железобетонных пасынках также используются в оборудовании (205 единиц, 1,45 % от общего количества); выявлены деревянные опоры (2 единицы, 0,1 % от общего количества). Так, 205 деревянных опор на железобетонных пасынках и 1 деревянная опора используются на ВЛ 35 кВ "Верховье I – Судбищи с отпайкой" общей протяженностью 47,939 км, выполненной проводом АС-50 и введенной в эксплуатацию в 1964 г.; индекс ее технического состояния составляет 79 о. е. Деревянная опора используется в совокупности со 170 железобетонными опорами на ВЛ 35 кВ "Введенское – Ярищи", введенной в эксплуатацию в 1964 г. (действующий ИТС – 70 о. е.).

Следует отметить также и другие характеристики ВЛ 35 кВ Орловской области. Суммарная протяженность ВЛ составляет 1 872 км; по лесной местности проходят ВЛ протяженностью 530,11 км (28 % от суммарной протяженности); по населенной местности – 66,209 км (4 % от общей протяженности). При этом протяженность кабельных участков 35 кВ равна 0,825 км.

Результаты анализа типов проводников, используемых на ВЛ 35 кВ, представлены на рис. 3.

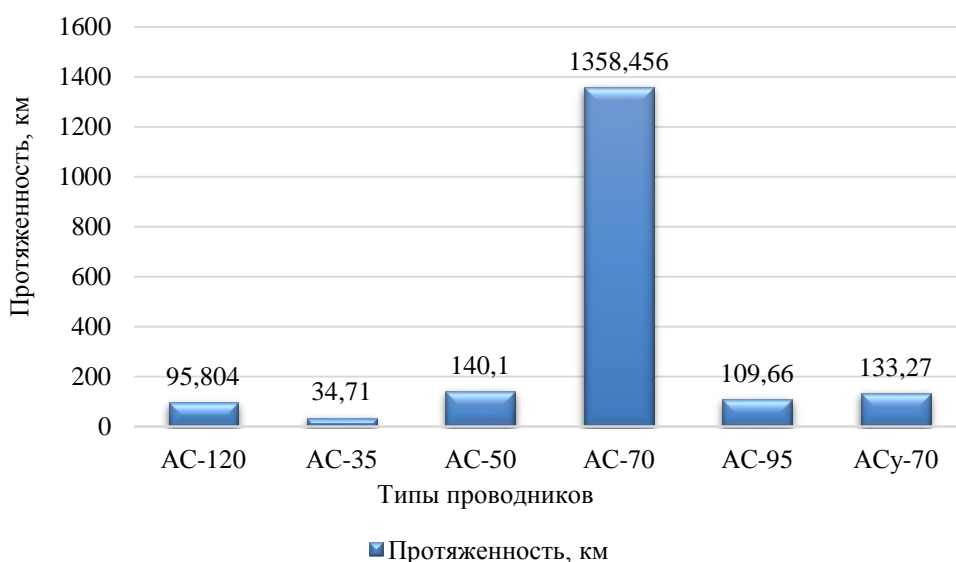


Рис. 3. Типы и сечения проводников, используемых на ВЛ 35 кВ филиала ПАО "Россети Центр" – "Орелэнерго" по состоянию на январь 2022 г.  
 Fig. 3. Types and cross-sections of conductors used on 35 kV overhead lines of the branch of PJSC "Rosseti Center" – "Orelenargo" as of January 2022

ВЛ напряжением 35 кВ Орловской области преимущественно выполнены с использованием проводника АС-70, общая протяженность которого составляет 1358,456 км, т. е. 73 % от общей протяженности линий данного класса напряжения. Протяженность других типов проводников не превышает 7 %: АС-120 – 5 % от общей протяженности; АС-35 – 2; АС-50 – 7; АС-95 – 6 %, а провода с усиленным стальным сердечником типа АСу-70 – 7 %. Согласно п. 2.5.77 ПУЭ-7 на ВЛ 35 кВ и выше минимальное сечение проводов по условиям механической прочности должно быть не менее 120 мм<sup>2</sup> (вне зависимости от районов по ветру и гололеду). Таким образом, можно сделать вывод, что только 5 % протяженности ВЛ 35 кВ (95,804 км) соответствует данному требованию.

По состоянию на начало 2022 г. в Орловской области филиалом ПАО "Россети Центр" – "Орелэнерго" обслуживаются 66 воздушных линий электропередачи класса напряжения 110 кВ общей протяженностью по цепям 1 736 км. При этом транзитными являются 44 линии (68 % от общего количества) (Бородин и др., 2021).

Оценка технического состояния ВЛ 110 кВ также осуществлена в соответствии с методикой, указанной в приказе Министерства энергетики РФ № 676. Сведения о технической эксплуатации ВЛ собраны по состоянию на 31 января 2022 г.

Результаты анализа технического состояния сельских ВЛ 110 кВ Орловской области представлены на рис. 4.

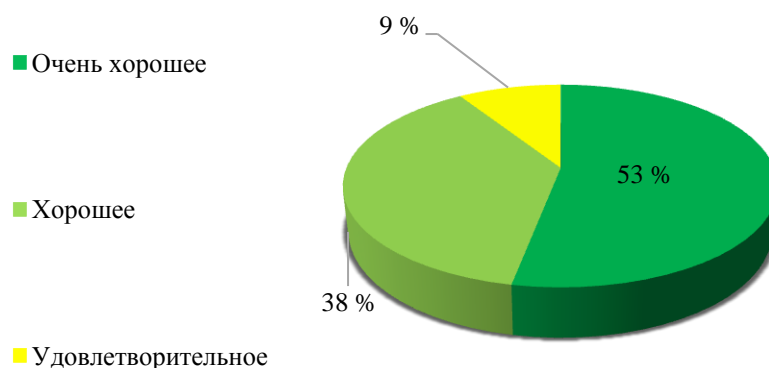


Рис. 4. Техническое состояние сельских электрических сетей 110 кВ Орловской области  
Fig. 4. Technical condition of 110 kV rural electric networks of the Oryol Region

Данные, представленные на рис. 4, свидетельствуют о том, что сельские электрические сети класса напряжения 110 кВ характеризуются высокими показателями технического состояния. Так, среди ВЛ 110 кВ в очень хорошем состоянии со степенью физического износа менее 15 % находятся 34 ВЛ 110 кВ (52 % от общего их количества в регионе). Наивысшим индексом технического состояния со значением 100 о. е. характеризуются 3 нетранзитные ВЛ 110 кВ: 1) "Орловская Районная – Северная I цепь" и "Орловская Районная – Северная II цепь" (введены в эксплуатацию в 2006 г., общая протяженность 8,537 и 8,506 км соответственно; 2) ВЛ 110 кВ "Железнодорожная – Мираторг" (введена в эксплуатацию в 2019 г., общая протяженность 39,021 км). В хорошем состоянии со степенью физического износа в диапазоне 15–30 % находятся 25 ВЛ 110 кВ (38 % от общего количества). При этом в удовлетворительном состоянии со степенью износа 30–50 % находятся 6 ВЛ 110 кВ (9 % от общего количества). Линий, находящихся в неудовлетворительном и критическом состоянии, на конец января 2022 г. не выявлено. Наихудшим показателем технического состояния со значением 60 характеризуется ВЛ 110 кВ "Ливны – Долгое № 2 с отпайкой" общей протяженностью 60,971 км, введенная в эксплуатацию в 1983 г.

Анализ сроков эксплуатации ВЛ 110 кВ Орловской области произведен в соответствии с положениями СТО 56947007-29.240.01.053-2010 (рис. 5).

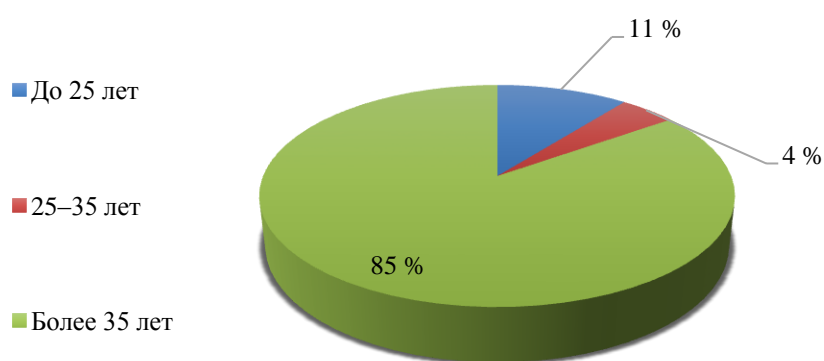


Рис. 5. Сроки эксплуатации сельских электрических сетей 110 кВ Орловской области  
Fig. 5. Terms of operation of 110 kV rural electric networks of the Oryol Region

В ходе исследования установлено, что 7 ВЛ 110 кВ (9 % от общего количества) не превысили нормативный срок эксплуатации. Наименьшим сроком эксплуатации характеризуется ВЛ 110 кВ "Железнодорожная – Мираторг", построенная в 2019 г. Сроком эксплуатации от 25 до 35 лет характеризуются

3 ВЛ 110 кВ (5 % от общего количества), а более 35 лет в эксплуатации находятся большая часть ВЛ 110 кВ – 56 линий, т. е. 85 %. Наибольшим сроком эксплуатации в 65 лет характеризуются 6 ВЛ 110 кВ: "Мценск – Орловская Районная I цепь", "Мценск – Орловская Районная II цепь", "Узловая – Орловская Районная с отпайками", "Орловская ТЭЦ – Орловская Районная № 3 с отпайками", "Орловская ТЭЦ – Юго-Восточная с отпайками" и "Узловая – Юго-Восточная с отпайками" (введены в эксплуатацию в 1957 г.); при этом за счет реализации управлением высоковольтных сетей филиала "Орелэнерго" технического ремонта и обслуживания данные линии имеют индексы технического состояния в диапазоне 72–86 о. е.

Согласно поопорным схемам ВЛ 110 кВ Орловской области по состоянию на конец января 2022 г. были выполнены на 7 334 опорах. Наибольшее количество составляют железобетонные опоры – 6 165 единиц (84 % от общего количества). Металлические опоры представлены 1 169 единицами (16 % от общего количества). Деревянные опоры на железобетонных пасынках и целиковые деревянные опоры в конструкциях ЛЭП 110 кВ Орловской области не используются.

Следует указать также и другие характеристики ВЛ 110 кВ Орловской области. Суммарная протяженность ВЛ составляет 1 736 км; по лесной местности проходят ВЛ протяженностью 557 км (32 % от суммарной протяженности); по населенной местности – 63 км (4 % от общей протяженности). При этом протяженность кабельных участков 110 кВ составляет 1,006 км.

Результаты анализа типов проводников, используемых на ВЛ 110 кВ, представлены на рис. 6.

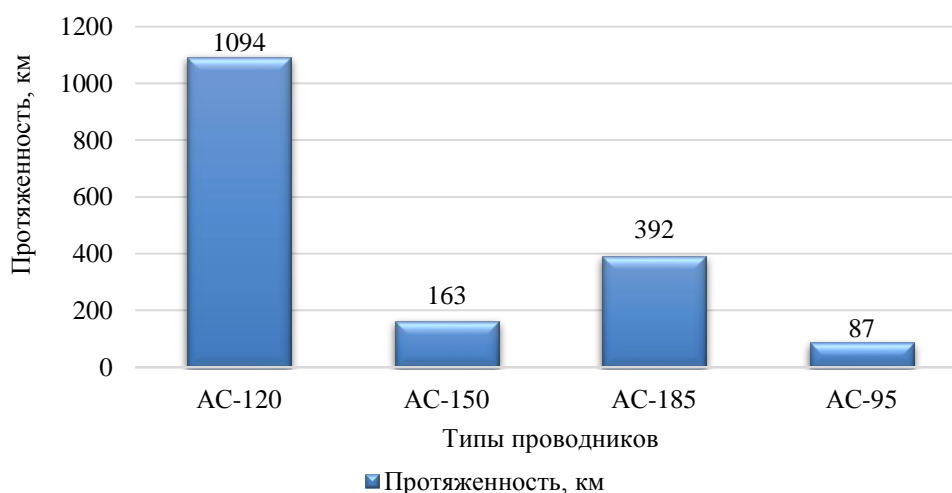


Рис. 6. Типы и сечения проводников, используемых на ВЛ 110 кВ филиала ПАО "Россети Центр" – "Орелэнерго", по состоянию на январь 2022 г.  
Fig. 6. Types and cross-sections of conductors used on 110 kV overhead lines of the branch of PJSC "Rosseti Center" – "Orelenergo" as of January 2022

ВЛ 110 кВ Орловской области преимущественно выполнены с использованием проводника АС-120, общая протяженность которого в регионе на ВЛ 110 кВ составляет 1 094 км (63 % от общей протяженности линий данного класса напряжения). Протяженность провода типа АС-185 составляет 23 % от общей протяженности, АС-150 – 9, а АС-95 – 5 %. Согласно п. 2.5.77 ПУЭ-7 на ВЛ 35 кВ и выше минимальное сечение проводов по условиям механического прочностного должно быть не менее 120 мм<sup>2</sup> (вне зависимости от районов по ветру и гололеду). Таким образом, 5 % протяженности ВЛ 110 кВ (87 км) не соответствуют данному требованию.

### Заключение

По результатам анализа технических и эксплуатационных характеристик ВЛ 35–110 кВ Орловской области можно сделать следующие выводы:

1) воздушные линии электропередачи классов напряжения 35–110 кВ характеризуются высокими показателями технического состояния, так как 40 % ВЛ 35 кВ и 53 % ВЛ 110 кВ находятся в очень хорошем техническом состоянии со степенью износа не более 15 %. При этом среди ВЛ 35–110 кВ не выявлено ни одной линии, которая бы находилась в критическом или неудовлетворительном техническом состоянии со степенью износа более 50 %. Следует отметить, что индекс технического состояния изменялся в течение года в зависимости от проведения ремонтов, в том числе в процессе подготовки к осенне-зимнему периоду;

2) 71 % ВЛ класса напряжения 35 кВ и 85 % ВЛ класса напряжения 110 кВ находятся в эксплуатации более 35 лет; при этом за счет реализации своевременной стратегии технического обслуживания и ремонта линии характеризуются высокими показателями технического состояния;

3) в конструкциях ВЛ 35 кВ энергосистемы Орловской области преимущественно используется провод АС-70 общей протяженностью 1 358,456 км (73 % от общей протяженности, составляющей 1 872 км); согласно п. 2.5.77 ПУЭ-7 только 5 % протяженности ВЛ 35 кВ (95,804 км) соответствуют требованию по обеспечению механической прочности. ВЛ 110 кВ преимущественно выполнены с использованием проводника АС-120 общей протяженностью 1 094 км (63 % от общей протяженности, составляющей 1 736 км); при этом 5 % протяженности ВЛ 110 кВ (87 км) не соответствуют требованию по механической прочности.

#### **Конфликт интересов**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

#### **Библиографический список**

- 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. DOI: [https://doi.org/10.53015/18159958\\_2021\\_1\\_40](https://doi.org/10.53015/18159958_2021_1_40). EDN: VNIMGP.
- Залесова О. В., Селиванов В. Н. Расчет наведенного напряжения на отключенных линиях электропередачи 110 кВ // Труды Кольского научного центра РАН. 2015. № 2(28). С. 87–98. EDN: UYBJYB.
- Засыпкин А. С., Щуров А. Н., Тетерин А. Д. Применение датчиков гололедной нагрузки и датчиков продольного тяжения проводов ВЛ для оценки опасности гололедной обстановки // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. 2018. № 2(198). С. 48–53. DOI: <https://doi.org/10.17213/0321-2653-2018-2-48-53>. EDN: XQLFUL.
- Захаров А. А., Попов В. В., Николашкин С. В. Разработка математической модели и рекомендаций по надежной эксплуатации ВЛ 110 кВ на участке "Якутск – Чурапча – Хандыга" // Вестник Якутского государственного университета. 2005. Т. 2, № 4. С. 94–99. EDN: JWXJZB.
- Левин Д. С. Режимы одноцепных воздушных линий электропередачи 110–330 кВ с использованием резервной фазы // Вестник Донского государственного технического университета. 2013. Т. 13, № 1–2 (70–71). С. 93–96. EDN: QISOFX.
- Писковацкий Ю. В. Способ обнаружения устойчивых повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ в цикле автоматического повторного включения // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2011. № 5–6. С. 96–103. EDN: NVAMFX.
- Третьяков Е. А., Краузе А. В., Ткач В. А. Поглощение избыточной зарядной мощности в протяженных малонагруженных линиях электропередач 110 кВ // Известия Транссиба. 2013. № 2(14). С. 68–75. EDN: QCGDQV.
- Федоров М. Н., Федоров Д. М. Защита от электромагнитных полей, создаваемых воздушными высоковольтными линиями электропередач 110 кВ // Пожарная безопасность: проблемы и перспективы. 2016. Т. 2, № 1 (7). С. 339–341. EDN: YOSRLF.
- Хамидуллин И. Н., Ильин В. К. К вопросу о надежности воздушных линий электропередачи 35–500 кВ // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2016. Т. 12, № 1. С. 45–53. EDN: XWVYSB.
- Шилин А. А., Дементьев С. С. Устройство видеоизмерения линейного габарита для оценки интенсивности оледенения ЛЭП // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19, № 11–12. С. 135–141. EDN: YTZTYQ.
- Ярославский Д. А., Садыков М. Ф. Разработка устройства для системы мониторинга и количественного контроля гололедообразования на воздушных линиях электропередачи // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19, № 3–4. С. 69–79. EDN: ZBTIZL.
- Amoon A. T., Crespi C. M., Ahlbom A., Bhatnagar M. [et al.]. Proximity to overhead power lines and childhood leukaemia: An international pooled analysis // British Journal of Cancer. 2018. Vol. 119. P. 364–373. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41416-018-0097-7>.
- Anderson O. C., Williamson J., Wohl A. The effect of high-voltage overhead transmission lines on property values: A review of the literature since 2010 // The Appraisal Journal. 2017. Vol. 85, Iss. 3. P. 179–193.
- Gervasi F., Murtas R., Decarli A., Russo A. G. Residential distance from high-voltage overhead power lines and risk of Alzheimer's dementia and Parkinson's disease: A population-based case – control study in a metropolitan area of Northern Italy // International Journal of Epidemiology. 2019. Vol. 48, Iss. 6. P. 1949–1957. DOI: <https://doi.org/10.1093/ije/dyz139>.
- Jayantha W. M., Abeydeera L. H. U. W. Effects of high-voltage overhead power lines (HVOPLs) on residential property prices // Asian Journal of Economics and Empirical Research. 2020. Vol. 7, Iss. 2. P. 115–125. DOI: <https://doi.org/10.20448/journal.501.2020.72.115.125>.



- Porsius J. T., Claassen L., Smid T., Woudenberg F. [et al.]. Health responses to a new high-voltage power line route: Design of a quasi-experimental prospective field study in the Netherlands // *BMC Public Health*. 2014. Vol. 14. Article number: 237. DOI: <https://doi.org/10.1186/1471-2458-14-237>.
- Sardaro R., Bozzo F., Fucilli V. High-voltage overhead transmission lines and farmland value: Evidences from the real estate market in Apulia, southern Italy // *Energy Policy*. 2018. Vol. 119. P. 449–457. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.005>.
- Sermage-Faure C., Demoury C., Rudant J., Goujon-Bellec S. [et al.]. Childhood leukaemia close to high-voltage power lines – the Geocap study, 2002–2007 // *British Journal of Cancer*. 2013. Vol. 108. P. 1899–1906. DOI: <https://doi.org/10.1038/bjc.2013.128>.
- Sims S., Dent P. High-voltage overhead power lines and property values: A residential study in the UK // *Urban Studies*. 2005. Vol. 42, Iss. 4. P. 665–694. DOI: <https://doi.org/10.1080/00420980500060541>.

## References

- Borodin, M. V., Belikov, R. P., Lansberg, A. A. 2021. Analysis of the technical condition and capacity of the 110 kV overhead line of the branch of PJSC "IDGC Centre" – "Orelenergo". *Vesti vysshikh uchebnykh zavedeniy Chernozem'ya*, 1(63), pp. 40–50. DOI: [https://doi.org/10.53015/18159958\\_2021\\_1\\_40](https://doi.org/10.53015/18159958_2021_1_40). EDN: VNIMGP. (In Russ.)
- Zalesova, O. V., Selivanov, V. N. 2015. Calculation of induced voltage on disconnected 110 kV power lines. *Trudy Kol'skogo nauchnogo tsentra RAN*, 2(28), pp. 87–98. EDN: UYBJYB. (In Russ.)
- Zasytkin, A. S., Shchurov, A. N., Teterin, A. D. 2018. Application of sensors of icy load and sensors of longitudinal gravity of overhead line wires to assess the danger of icy conditions. *Bulletin of Higher Educational Institutions. North Caucasus region. Technical Sciences*, 2(198), pp. 48–53. DOI: <https://doi.org/10.17213/0321-2653-2018-2-48-53>. EDN: XQLFUL. (In Russ.)
- Zakharov, A. A., Popov, V. V., Nikolashkin, S. V. 2005. Development of a mathematical model and recommendations for reliable operation of 110 kV overhead lines on the "Yakutsk – Churapcha – Khandyga" section. *Vestnik Yakutskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2(4), pp. 94–99. EDN: JWXJZB. (In Russ.)
- Levin, D. S. 2013. Modes of 110–330 kV single-chain overhead power transmission lines using a backup phase. *Vestnik Donskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 13(1–2 (70–71)), pp. 93–96. EDN: QISOFX. (In Russ.)
- Piskovatsky, Yu. V. 2011. The method for detecting sustained damage to overhead power transmission lines with a voltage of 110–220 kV in the cycle of automatic re-activation. *Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, 5–6, pp. 96–103. EDN: NVAMFX. (In Russ.)
- Tretyakov, E. A., Krause, A. V., Tkach, V. A. 2013. Absorption of excess charging power in extended low-load 110 kV power lines. *Journal of Transsib Railway Studies*, 2(14), pp. 68–75. EDN: QCGDQV. (In Russ.)
- Fedorov, M. N., Fedorov, D. M. 2016. Protection from electromagnetic fields generated by 110 kV overhead high-voltage power lines. *Pozharnaya bezopasnost': Problemy i perspektivy*, 2(1-7), pp. 339–341. EDN: YOSRLF. (In Russ.)
- Khamidullin, I. N., Ilyin, V. K. 2016. On the issue of reliability of 35–500 kV overhead power transmission lines. *Electrical and data processing facilities and systems*, 12(1), pp. 45–53. EDN: XWVYSB. (In Russ.)
- Shilin, A. A., Dementiev, S. S. 2017. A linear dimension video measurement device for assessing the intensity of power line glaciation. *Power engineering: research, equipment, technology*, 19(11–12), pp. 135–141. EDN: YTZTYQ. (In Russ.)
- Yaroslavsky, D. A., Sadykov, M. F. 2017. Development of a device for monitoring and quantitative control of ice formation on overhead power lines. *Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, 19(3–4), pp. 69–79. EDN: ZBTIZL. (In Russ.)
- Amoon, A. T., Crespi, C. M., Ahlbom, A., Bhatnagar, M. et al. 2018. Proximity to overhead power lines and childhood leukaemia: An international pooled analysis. *British Journal of Cancer*, 119, pp. 364–373. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41416-018-0097-7>.
- Anderson, O. C., Williamson, J., Wohl, A. 2017. The effect of high-voltage overhead transmission lines on property values: A review of the literature since 2010. *The Appraisal Journal*, 85(3), pp. 179–193.
- Gervasi, F., Murtas, R., Decarli, A., Russo, A. G. 2019. Residential distance from high-voltage overhead power lines and risk of Alzheimer's dementia and Parkinson's disease: A population-based case – control study in a metropolitan area of Northern Italy. *International Journal of Epidemiology*, 48(6), pp. 1949–1957. DOI: <https://doi.org/10.1093/ije/dyz139>.
- Jayantha, W. M., Abeydeera, L. H. U. W. 2020. Effects of high-voltage overhead power lines (HVOPLs) on residential property prices. *Asian Journal of Economics and Empirical Research*, 7(2), pp. 115–125. DOI: <https://doi.org/10.20448/journal.501.2020.72.115.125>.

- Porsius, J. T., Claassen, L., Smid, T., Woudenberg, F. et al. 2014. Health responses to a new high-voltage power line route: Design of a quasi-experimental prospective field study in the Netherlands. *BMC Public Health*, 14. Article number: 237. DOI: <https://doi.org/10.1186/1471-2458-14-237>.
- Sardaro, R., Bozzo, F., Fucilli, V. 2018. High-voltage overhead transmission lines and farmland value: Evidences from the real estate market in Apulia, southern Italy. *Energy Policy*, 119, pp. 449–457. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.005>.
- Sermage-Faure, C., Demoury, C., Rudant, J., Goujon-Bellec, S. et al. 2013. Childhood leukaemia close to high-voltage power lines – the Geocap study, 2002–2007. *British Journal of Cancer*, 108, pp. 1899–1906. DOI: <https://doi.org/10.1038/bjc.2013.128>.
- Sims, S., Dent, P. 2005. High-voltage overhead power lines and property values: A residential study in the UK. *Urban Studies*, 42(4), pp. 665–694. DOI: <https://doi.org/10.1080/00420980500060541>.

#### Сведения об авторах

**Виноградов Александр Владимирович** – 1-й Институтский пр., 5, стр. 1, г. Москва, Россия, 109428; Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ, д-р техн. наук, гл. науч. сотрудник; e-mail: [winaleksandr@gmail.com](mailto:winaleksandr@gmail.com), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8845-9718>

**Alexander V. Vinogradov** – 5(1), 1st Institutsky Ave., Moscow, Russia, 109428; Federal Scientific Agroengineering Center VIM, Dr Sci. (Engineering), Chief Scientist; e-mail: [winaleksandr@gmail.com](mailto:winaleksandr@gmail.com), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8845-9718>

**Лансберг Александр Александрович** – 1-й Институтский пр., 5, стр. 1, г. Москва, Россия, 109428; Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ, специалист; e-mail: [lansbergaa@vk.com](mailto:lansbergaa@vk.com)

**Alexander A. Lansberg** – 5(1), 1st Institutsky Ave., Moscow, Russia, 109428; Federal Scientific Agroengineering Center VIM, Specialist; e-mail: [lansbergaa@vk.com](mailto:lansbergaa@vk.com)

**Виноградова Алина Васильевна** – 1-й Институтский пр., 5, стр. 1, г. Москва, Россия, 109428; Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ, канд. техн. наук, вед. науч. сотрудник; e-mail: [alinawin@rambler.ru](mailto:alinawin@rambler.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8935-7086>

**Alina V. Vinogradova** – 5(1), 1st Institutsky Ave., Moscow, Russia, 109428; Federal Scientific Agroengineering Center VIM, Cand. Sci. (Engineering), Senior Researcher; e-mail: [alinawin@rambler.ru](mailto:alinawin@rambler.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8935-7086>