

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-100-107>

УДК 621.019

Оценка технического состояния воздушных высоковольтных ЛЭП на этапе их старения

Фархадзаде Э. М.*¹, Мурадалиев А. З.¹, Абдуллаева С. А.¹, Назаров А. А.²

¹ Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский Институт Энергетики
пр. Г. Зардаби 94, г. Баку, Азербайджанская Республика

² Оперативно-диспетчерская служба Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ
Российская Федерация, г. Смоленск

Поступила / Received 17.05.2021

Принята к печати / Accepted for publication 08.06.2021

Организация эксплуатации и технического обслуживания и ремонта основных технологических объектов электроэнергетических систем (ЭЭС), срок службы которых превышает нормативное значение (условимся называть их «стартерами» и обозначать как СТ), относится к проблемам, определяющим энергетическую безопасность многих, в том числе и экономически развитых стран. Основной причиной недостаточной эффективности работы этих объектов является традиционная ориентация руководства ЭЭС на экономическую эффективность и недостаточный учет надежности и безопасности СТ. Тенденция нелинейного роста частоты возникновения недопустимых последствий в ЭЭС требует обеспечения оперативной надежности и безопасности СТ. Используемые при проектировании энергетических объектов усредненные оценки показателей надежности и безопасности для характеристики оперативной эффективности работы неприемлемы. Одним из основных и наименее исследованных с точки зрения оперативной надежности и безопасности объектов ЭЭС являются воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) напряжением 110 кВ и выше. И это не случайно. ВЛЭП относятся к электроэнергетическим объектам с распределенными по многокилометровой трассе элементами (опорами, изоляторами, проводами, арматурами и др.). Именно поэтому организация непрерывного контроля технического состояния каждого из них, а, следовательно, и оценки оперативной надежности и безопасности, столь проблематична.

Предлагаются метод оценки «слабых звеньев» среди эксплуатируемых ВЛЭП на оперативных интервалах времени и метод оценки технического состояния ВЛЭП при освидетельствовании по представительной выборке.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Воздушные ЛЭП, СТ, риск ошибочного решения, целесообразность классификации, надежность, безопасность, представительная выборка, количественная оценка

Адрес для переписки:

Фархадзаде Э. М.
Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский Институт Энергетики
пр. Г. Зардаби 94, г. Баку, Азербайджанская Республика
e-mail: elmeht@rambler.ru

Address for correspondence:

Farhadzadeh E. M.
Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Institute of Energetic
AZ1012, Ave. H. Zardabi-94, Baku, Azerbaijan
e-mail: elmeht@rambler.ru

Для цитирования:

Фархадзаде Э. М., Мурадалиев А. З., Абдуллаева С. А., Назаров А. А. Оценка технического состояния воздушных высоковольтных ЛЭП на этапе их старения. Надежность и безопасность энергетики. 2021. – Т. 14, №2. – С.100 – 107.
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-100-107>

For citation:

Farhadzadeh E. M., Muradalyev A. Z., Abdullayeva S. A., Nazarov A. A. [Assessment of technical condition of high-voltage overhead power transmission lines at the stage of their ageing]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2021, vol. 14, no. 2, pp. 100 – 107. (in Russian).
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-100-107>

Assessment of technical condition of high-voltage overhead power transmission lines at the stage of their ageing

Farhadzadeh E. M.^{1*}, Muradalyev A. Z.¹, Abdullayeva S. A.¹, Nazarov A. A.²

¹ Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Institute of Energetic
AZ1012, Ave. H.Zardabi-94, Baku, Azerbaijan

² Operational dispatch service of the Branch of JSC "SB UES" Smolensk DDO
Russian Federation, Smolensk

The organization of operation, maintenance and repair of the basic technological facilities of electric power systems (EPS), which are beyond their designed service life (hereinafter referred to as ageing facilities, or AFs) is one of the problems that determine the energy security of many countries, including economically developed nations. The principal cause of insufficient overall performance of AFs is the traditional focus of the EPS management on economic efficiency and the insufficient attention to reliability and safety of AFs. The tendency to nonlinear growth in the frequency of occurrence of unacceptable consequences in the EPS requires ensuring the operational reliability and safety of AFs. The averaged estimates of reliability and safety used at designing power facilities are not suitable for characterization of overall operational performance. Among the basic and the least investigated (in terms of operational reliability and safety) EPS facilities are overhead power transmission lines (OPL) with a voltage of 110 kV and above. This is for a reason. OPL are electric power facilities with elements distributed along a multi-kilometer line (supports, insulators, wires, accessories, etc.). That is what makes the organization of continuous monitoring of the technical condition of each of these elements, and, consequently, the assessment of operational reliability and safety, so problematic.

A method is suggested for assessment of "weak links" among the operated OPL on operative intervals of time along with a method for assessment of the technical condition of OPL at examination of a representative sample.

KEYWORDS: Overhead power transmission lines, AF, risk of erroneous decision, expediency of classification, reliability, safety, representative sample, quantitative estimation

Введение

Повышение эффективности работы электроэнергетических систем (ЭЭС) относится к одной из наиболее актуальных и трудных проблем [1]. Актуальность обуславливается ростом интенсивности и значимости последствий системных аварий. А трудность решения — многоцелевым характером проблемы. В частности, несмотря на то, что во многих научных статьях отмечалась ошибочность однозначного соответствия понятия «эффективность» понятию «экономическая эффективность», «а воз и ныне там». При этом имеется ввиду не эффективность работы в течение срока службы электроэнергетических объектов (ЭЭО), когда требования к эффективности работы (экономичность + надежность + безопасность), как правило, полностью выполняются. Имеется ввиду необходимость количественной оценки оперативной эффективности работы (ОЭР) СТ, срок службы которых превышает нормативное значение, а относительное число которых систематически возрастает. Заменить эти СТ для государства не только накладно, но и нецелесообразно [2, 3]. Оперативные интервалы времени, на которых необходимо систематически определять количественные оценки ОЭР ЭЭО на порядки меньше нормативного срока службы. Например, для энергоблоков электростанций количественные оценки ОЭР вычисляются, в том числе по среднемесячным значениям технико-экономических показателей (ТЭП). Они могут вычисляться и по усредненным значениям ТЭП в течение суток или смены.

Замечание о малой продолжительности оператив-

ного интервала важно. Оно свидетельствует о непригодности оценок показателей надежности, традиционно используемых при сопоставлении вариантов исполнения проектируемых ЭЭО [4, 5], для решения оперативных задач. Напомним, что эти показатели рассчитываются по статистическим данным об аварийных отключениях множества однотипных ЭЭО за ряд лет наблюдения. Для оценки показателей оперативной надежности могут быть использованы статистические данные, характеризующие техническое состояние ЭЭО, в частности ТЭП. Но и здесь не все так просто. Таких показателей десятки, т. к. ЭЭО состоят из большого числа разнотипных элементов с разнообразными свойствами. Сопоставление надежности ЭЭО по этим показателям практически невозможно, также как и назначение одного самого важного показателя. Единственная возможность объективной оценки надежности — рассчитать интегральный показатель. Однако, существующие методы их оценки во многом субъективны и лишены физического смысла [6–9]. Если учесть еще и необходимость обеспечения безошибочности статистических данных при всех их проявлениях, то «багаж трудностей» впечатляет. Но и это не все. Поскольку интегральные показатели, по сути, — случайные величины, то традиционное сопоставление неслучайных величин здесь неприемлемо, т. к. связано с большим риском ошибочного решения. Если к тому же учесть, что эти случайные величины многомерные, то, к сожалению, надо констатировать, что существующие методы сравнения случайных величин предполагают их одномерность, т. е. выборку реализаций из генеральной совокупности.

Для многомерных случайных величин эти методы разработаны для предпосылок, которые к статистическим данным оценки технического состояния ЭЭО неприемлемы.

Еще более сложная ситуация складывается при количественной оценке безопасности ЭЭО. Дело в том, что даже при проектировании безопасность ЭЭО оценивается и сопоставляется лишь на качественном уровне.

При разработке методов принятия решения на основе сопоставления количественных оценок интегральных показателей ОЭР следует различать следующие особенности ЭЭО:

- ▶ ЭЭО непрерывного и дискретного действия. Например, соответственно, силовые трансформаторы и выключатели;

- ▶ однотипные и уникальные ЭЭО. Например, соответственно, энергоблок и электростанция;

- ▶ ЭЭО с сосредоточенными и распределенными элементами. Например, турбогенератор и воздушная ЛЭП.

Эти разновидности признаков обуславливают различие методов оценки и сравнения интегральных показателей ОЭР ЭЭО.

Изложенный выше упрощенный перечень особенностей и трудностей перехода к количественным оценкам ОЭР ЭЭО свидетельствует о том, что именно они являются тем основным барьером, преодоление которого сегодня не только желательно, но и необходимо.

Все отмеченные выше трудности преодолимы. Большая часть из них уже преодолена. Нельзя не отметить, что принципы оперативного решения задач при организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта всех ЭЭО ЭЭС одни и те же. Они основаны на имитационном моделировании, фидуциальном подходе, теории проверки статистических гипотез и реализуются в виде компьютерной технологии [10–11].

В статье рассмотрены некоторые вопросы количественной оценки оперативной надежности и безопасности ВЛЭП напряжением 110, 220 и 330 кВ, срок службы которых превышает нормативное значение.

1. Традиционные методы оценки эффективности работы ВЛЭП 110 кВ и выше

ВЛЭП относятся к основным объектам ЭЭС, т. к. эффективность их работы (экономичность, надежность и безопасность) определяет эффективность работы ЭЭС. Необходимость в повышении ОЭР ВЛЭП систематически возрастает, т. к. возрастает число ВЛЭП, срок службы которых превышает нормативное значение. Старение ВЛЭП, прежде всего, проявляется в увеличении относительного и абсолютного числа автоматических отключений, т. е. в увеличении как числа автоматических отключений, так и вероятности неустойчивого автоматического повторного включения (АПВ).

Эти особенности обусловили определенные изменения в организации их технического обслуживания и ремонта (ТОиР). Вместо регламентированной периодичности ТОиР (для повышения ОЭР), рекомендуется проводить ТОиР, исходя из технического состояния

ВЛЭП. Для этого необходимы методы и алгоритмы оценки ОЭР, т. е. методы и алгоритмы расчета и сравнения интегральных показателей, учитывающих экономичность, надежность и безопасность. В условиях, когда эти методы и алгоритмы отсутствуют, решение конкретных задач эксплуатации СТ осуществляется, как правило, на основе годового план-графика ТОиР ВЛЭП. В обоих случаях риск ошибочного решения достаточно велик [3].

Следует различать три составляющие количественной оценки интегральных показателей ОЭР ВЛЭП. Первая из них основывается на сведениях об автоматических аварийных отключениях ВЛЭП, обусловленных превышением воздействующих факторов предельно допустимых значений. Для СТ число автоматических аварийных отключений возрастает вследствие ухудшения предельно-допустимого значения. Например, нулевые изоляторы в гирляндах снижают предельно допустимое напряжение.

Сведения об автоматическом аварийном отключении ВЛЭП сосредоточены, как правило, в оперативных журналах соответствующих диспетчерских служб, а также в соответствующих подсистемах SCADA. Вопросы сбора и систематизации этой информации давно уже решены, также как и оценка показателей надежности ВЛЭП. В соответствующих справочниках приводятся сведения об удельном числе автоматических аварийных отключений (оценка «параметра потока отказов»), а в научных статьях — особенности статистического анализа надежности ВЛЭП. К ним относятся:

- ▶ анализ целесообразности кратности автоматического повторного включения;

- ▶ анализ закономерностей изменения автоматических аварийных отключений в зависимости от разновидностей многих признаков (например, класс напряжения, воздействие метеорологических факторов, изменения во времени и др.);

- ▶ анализ надежности элементов ВЛЭП и др.

Все это очень важно для обобщения опыта эксплуатации. Но никакого отношения не имеет к ОЭР, ну или очень косвенное. Ведь необходимо, например, ежемесячно сопоставлять ОЭР эксплуатируемых ВЛЭП для наименее эффективных. Т. е. необходимы сведения об индивидуальной ОЭР и методы сравнения интегральных показателей с учетом случайного характера исходных данных.

Вторая составляющая интегральной оценки технического состояния ВЛЭП основывается на сведениях об аварийно опасных дефектах (АОД) [2]. Напомним, что это состояния ВЛЭП, при которых диагностические показатели вышли за предельно допустимые значения, но автоматического аварийного отключения ВЛЭП еще не произошло.

В соответствии с [7] показатель технического состояния ВЛЭП (коэффициент дефектности) вычисляется по формуле:

$$K_{д,вл} = 0,4K_{д,о} + 0,3K_{д,п} + 0,1(K_{д,ф} + K_{д,т}) + 0,07K_{д,и} + 0,01K_{д,а}, \quad (1)$$

где $K_{д,вл}$, $K_{д,о}$, $K_{д,п}$, $K_{д,ф}$, $K_{д,т}$, $K_{д,и}$ и $K_{д,а}$ — соответственно, коэффициенты дефектности ВЛЭП (вл), опоры (о), провода (п), фундамента (ф), троса (т), изоляторов (и) и арматуры (а). Коэффициенты дефектности i -го элемента с $i=1,6$ вычисляются как отношение числа дефектных i -х элементов к общему числу i -х элементов. Весовые коэффициенты в формуле (1) отражают влияние технического состояния i -го элемента на стоимость ремонтных работ при замене всех его дефектных элементов.

Главной особенностью применения формулы (1) является диагностика технического состояния не всех элементов ВЛЭП, а некоторой выборки. В соответствии с [9] натурному обследованию подлежат не менее 10% протяженности ВЛЭП в пределах одной однородной зоны.

«Вопрос об объеме выборки должен решаться с учетом экономических возможностей заказчика, но не менее 3% от длины линии».

Третья составляющая сведений, включающая результаты непрерывной диагностики технического состояния [12] в ВЛЭП находится на стадии исследования.

2. Метод и алгоритм расчета оперативной надежности и безопасности СТ ВЛЭП

Знание оперативной надежности и безопасности СТ ВЛЭП позволяет принять своевременные меры по повышению их эффективности работы.

2.1. Исходные предпосылки:

- ▶ известны паспортные данные и некоторые сведения об исходном состоянии СТ ВЛЭП и его изменении в течение расчетного оперативного интервала времени Δt ;

- ▶ рассматривается множество ВЛЭП ЭЭС с номинальным напряжением 110 кВ и выше. Эти ВЛЭП, как правило, в наибольшей степени определяют эффективность работы ЭЭС и требуют больших затрат для замены вследствие износа;

- ▶ из множества сведений о паспортных данных ВЛЭП необходимы: наименование ВЛЭП и сетевого предприятия, протяженность, класс напряжения, год ввода в работу, исполнение, режим грозовой деятельности, источники загрязнения изоляции;

- ▶ в качестве оперативного интервала времени выбраны календарные месяцы;

- ▶ сведения об изменении состояния ВЛЭП в расчетном интервале времени включают: дату и время изменения состояния, его продолжительность, возможный тип состояния, метеорологические условия по трассе ВЛЭП, результаты повторного включения;

- ▶ апробация метода и уточнение рассматриваемых признаков и их разновидностей проводится по данным оперативных журналов, а реализация в форме методической поддержки персонала — по оперативным данным SCADA;

- ▶ показатели надежности и безопасности СТ ВЛЭП рассчитываются идентично с той разницей, что послед-

ствия автоматического аварийного отключения ВЛЭП при оценке показателей безопасности намного превышают последствия, определяемые надежностью ВЛЭП.

2.2. Метод расчета. Основан на оценке целесообразности классификации совокупности статистических данных по заданным разновидностям признаков. Обозначим число признаков, характеризующих ВЛЭП, через r_{Σ} , а число разновидностей i -го признака, где $i=1, r_{\Sigma}$, через r_i . Если при завершении оперативного интервала времени на всех рассматриваемых m_{Σ} ВЛЭП произошло n_{Σ} автоматических аварийных отключений, то оценка частоты этих отключений (λ_{Σ}^*) или оценка вероятности этих отключений (Q_{Σ}^*) на одном километре длины ВЛЭП будет равна:

$$\lambda_{\Sigma}^* = Q_{\Sigma}^* = \frac{\sum_{j=1}^{m_{\Sigma}} n_j}{\sum_{j=1}^{m_{\Sigma}} L_j}, \quad (2)$$

где n_j — число автоматических аварийных отключений j -ой ВЛЭП; L_j — протяженность j -ой ВЛЭП.

Аналогично могут быть рассчитаны оценки вероятности отказов для v -ой разновидности i -го признака, где $v=1, r_i$. Эти расчеты хорошо известны, т. к. уже давно используются при оценке показателей надежности ВЛЭП. В частности, общеприняты оценки частоты отказов по признакам: класс напряжения, материалы опор, и др. Некоторая разница в продолжительности периода наблюдения (традиционно расчеты проводятся по данным за несколько лет наблюдения, а по формуле (2) расчеты проводятся по данным за 1 месяц) не изменяет смысла оценок.

Следующим шагом в решении поставленной задачи является определение наиболее значимой разновидности признаков и наиболее значимого признака. Если под значимостью понимать наибольшую величину частоты автоматических отключений ВЛЭП, то реализация этих «шагов», очевидно, не должна вызывать вопросов.

В результате проведенных вычислений устанавливаются признаки, которые, возможно, в наибольшей степени снижают эффективность работы ВЛЭП. Слово «возможно» введено не случайно. Ведь как оценка Q_{Σ}^* , так и оценка Q^* для наиболее значимой разновидности наиболее значимого признака случайны. А, следовательно, и наблюдаемое между ними расхождение также может быть случайным. Оценка характера расхождения двух вероятностей отказа, т. е. оценка целесообразности такой классификации статистических данных с учетом ошибки первого и второго рода достаточно подробно рассмотрена в [13]. Именно поэтому его повторное изложение нецелесообразно. Если установлено, что сопоставляемые оценки различаются случайно, то это означает отсутствие ВЛЭП, снижающих эффективность работы ЭЭС. В противном случае расчеты должны быть продолжены. И действительно. Например, если уста-

новлено, что определяющим признаком является класс напряжения, а наиболее значимая разновидность признака — это ВЛЭП с номинальным напряжением 110 кВ, то при наличии десяти ВЛЭП 110 кВ совершенно не ясно, у какой или у каких из них надо срочно восстанавливать износ. Для этого надо взять эти ВЛЭП и провести их классификацию по заданным разновидностям признаков. Снова выявить наибольшую значимость разновидностей наиболее значимого признака и сопоставить оценку частоты его проявления с вероятностью Q_2^* . Результат сопоставления также может быть различным со всеми вытекающими отсюда решениями.

2.3. Об алгоритме расчета. Наряду с методом решения важен и алгоритм вычислений, позволяющий устранить громоздкость и трудоемкость ручного счета путем автоматизации вычислений на ЭВМ. Нельзя не отметить и немалую вероятность ошибочных решений, выполняемых даже весьма квалифицированными сотрудниками. Но преодоление трудностей ручного счета требует решения специальных вопросов, в том числе кодирования информации, обеспечения ее безопасности, разработки форм размещения исходных данных и методической поддержки персонала.

Но эти задачи носят инженерный характер и во многом достаточно хорошо разработаны. В частности, они приведены в [14].

3. Совершенствование способа формирования представительных выборок для оценки технического состояния ВЛЭП

Периодическое техническое освидетельствование ВЛЭП, срок службы которых превышает нормативное значение, является неперенным условием оценки возможности и условий дальнейшей их эксплуатации [15]. Большое число и разнообразие элементов ВЛЭП и трудности оценки их технического состояния обусловили необходимость перехода от контроля технического состояния всех элементов линии к контролю технического состояния их представительных выборок. Понятие «представительной выборки», по сути, заимствовано из математической статистики, где выборка считается представительной, если наблюдаемое различие законов распределения выборки и генеральной совокупности случайно.

Оговорив в [15] допустимые пределы изменения протяженности контролируемого участка ВЛЭП (выборки), вопрос о местонахождении этой выборки оставлен на усмотрение персонала, ибо никто лучше него не знаком с техническим состоянием ВЛЭП, ее «слабых звеньев» и бездефектных участков. Иначе говоря, фактически перечень опор выборки формируется субъективно, а риск ошибочного решения при организации технического обслуживания и ремонта зависит от большого числа субъективных факторов.

Самым простым способом формирования случайной выборки опор ВЛЭП является моделирование на осно-

ве случайных чисел ξ с равномерным их распределением в интервале $[0,1]$. Номер опор, подлежащих испытанию, устанавливается по формуле:

$$N_i = \text{Abs}[\xi_i \cdot M] + 1, \quad (3)$$

где M — число опор ВЛЭП; $i = 1, m$; m — число опор в представительной выборке.

Если же условия эксплуатации вдоль трассы ВЛЭП различаются (например, интенсивностью грозовой деятельности или степенью загрязнения изоляции и др.), то перечень контролируемых на однородном участке от опоры N_k до опоры $N_{k+\Delta M}$, равный $m_1 = m \cdot \Delta M / M$ устанавливается по формуле:

$$N_i = N_{k-1} + \text{Abs}[\xi_i \cdot (\Delta M + 1)], \quad (4)$$

где $i = 1, m_1$.

Простота метода видимо и обуславливает его недостатки. На первый взгляд к ним, прежде всего, относится громоздкость и трудоемкость вычислений, а, следовательно, и немалая вероятность ошибок. Но их можно устранить переходом к компьютерным технологиям. Главным же недостатком является уравнивание значимости опор ВЛЭП. Недостаточно учитывается их назначение (промежуточные, анкерные и др.) и исполнение (железобетонные, деревянные и др.), поскольку именно эти признаки определяют объем испытаний. Учесть их позволяет следующий метод и алгоритм.

3.1. Подготовка исходных данных:

► по паспортным данным ВЛЭП в табличной форме (условимся называть ее таблица А) подготавливаются сведения о порядковом номере, назначении и исполнении всех опор. По назначению опоры классифицируются на промежуточные, анкерные и специальные (концевые, угловые, транспозиционные, проходные и др.). По исполнению — на деревянные, металлические и железобетонные опоры;

► результаты систематизации сведений об опорах (таблица А) классифицируются по назначению и размещаются в таблицах В1, В2 и В3, соответственно, — для промежуточных, анкерных и специальных опор с указанием порядкового номера в списке и порядкового номера опор.

3.2. Моделирование представительной выборки. Под «представительной» будем понимать выборку опор ВЛЭП, распределение которых по назначению аналогично распределению по назначению всей совокупности опор этой ВЛЭП. Предположим, что рассматриваемая ВЛЭП содержит M_p , M_A и M_S , соответственно, промежуточных (p), анкерных (a) и специальных (s) опор. Следует отметить, что характер распределения опор ВЛЭП определяется особенностями их трассы, а необходимость классификации трассы на отдельные «различающиеся» участки должна подтверждаться не-

случайным расхождением дискретных распределений опор всей ВЛЭП и этих участков.

В качестве упрощения рассмотрим случай, когда внешние факторы влияют на ВЛЭП с неизменной значимостью по всей трассе. Определяем $M_{\min} = \min(M_P; M_A; M_S)$. Предположим, что $M_P > M_A > M_S$. Разделив число опор в каждой группе на M_{\min} , получим $\{\lambda_{MP}; \lambda_{MA}; 1\}$. Очевидно, что закономерности распределения опор по группам от этого не изменятся, т. к. это преобразование аналогично изменению масштаба. Если же принять, что $M_P^* = \text{Abc}(\lambda M_P) + 1$; $M_A^* = \text{Abc}(\lambda M_A) + 1$, то выборка $M^* = M_P^* + M_A^* + 1$ будет содержать минимальное количество опор из всех разновидностей представительных выборок. И, следовательно, потребует минимальных затрат труда, времени и средств на оценку технического состояния ВЛЭП.

Следующим шагом является моделирование порядкового номера опор ВЛЭП для последующего контроля их технического состояния. Блок-схема алгоритма моделирования порядковых номеров для специальных и анкерных опор приведены, соответственно на рисунках 1 и 2. Алгоритм выбора порядковых номеров кон-

тролируемых промежуточных опор аналогичен алгоритму выбора порядковых номеров контролируемых анкерных опор (рисунок 2). При этом будут преодолены все отмеченные выше трудности и несоответствия традиционных методов.

Но, несмотря на то, что трудности субъективного контроля технического состояния ВЛЭП преодолены, заманчиво еще и снизить большой разброс контролируемых опор по трассе ВЛЭП.

Предполагается переход от рассмотрения отдельных опор ВЛЭП к рассмотрению отдельных участков ВЛЭП. При этом наиболее приемлемыми для анализа оказываются участки ВЛЭП, в основе которых находятся анкерные и специальные опоры и расположенные «по соседству» с ними две промежуточные опоры с каждой стороны трассы. Почему «две»? Это количество вытекает из усредненного относительного числа промежуточных опор, равного 80%, которые в четыре раза (2+2) превышает число остальных опор ВЛЭП. При этом, если предварительно в таблице А выделить отмеченные выше участки ВЛЭП, то выявив порядковые номера контролируемых специальных и анкерных опор,

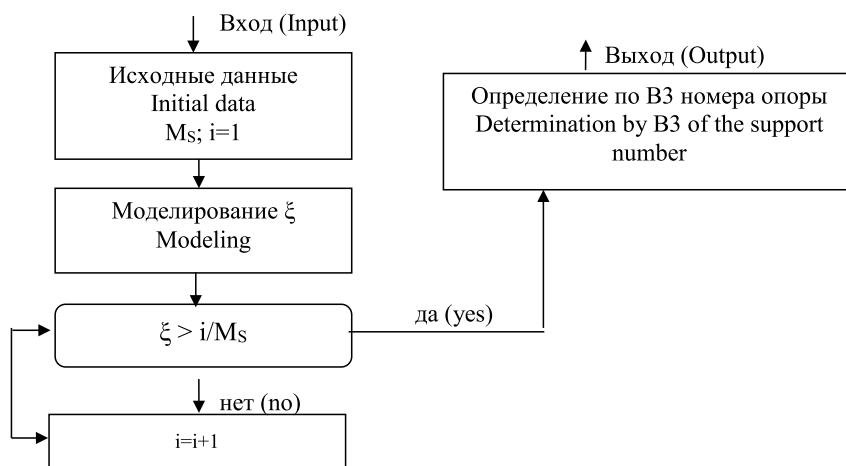


Рисунок 1. Блок-схема алгоритма выбора порядкового номера контролируемых специальных опор.

Figure 1. Block diagram of the algorithm for selecting the serial number of controlled special supports.

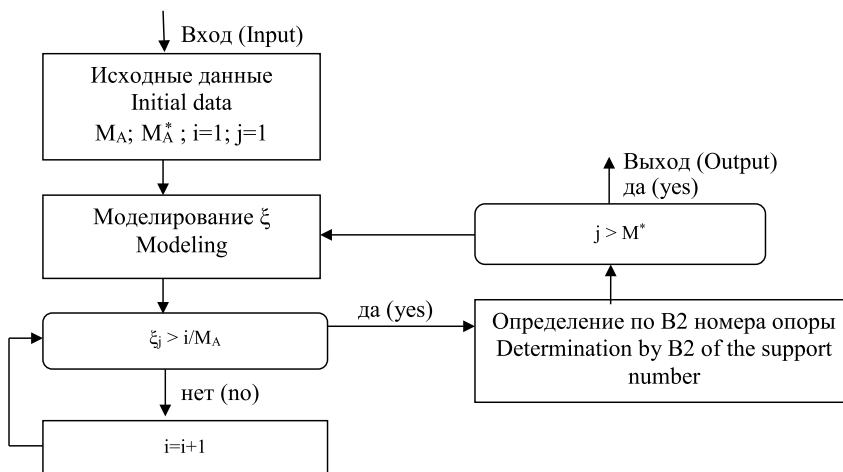


Рисунок 2. Блок-схема алгоритма выбора порядкового номера контролируемых анкерных опор

Figure 2. Block diagram of the algorithm for selecting the serial number of the controlled anchor supports

по таблице А можно установить порядковые номера промежуточных опор. Некоторое снижение числа контролируемых промежуточных опор за счет концевых и переходных опор столь мало, что не окажет никакого влияния на представительность выборки.

К преимуществам этого предложения относится также устранение неопределенности в выборе контролируемых проводов и тросов, что также существенно снижает риск ошибочного решения.

4. Заключение

4.1. Увеличение числа основных технологических объектов ЭЭС, срок службы которых превышает нормативное значение, в том числе и ВЛЭП, повсеместно наблюдаемое увеличение аварий с недопустимыми последствиями требует принятия решительных мер, обеспечивающих изменение традиционного подхода к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту этих объектов;

4.2. Рекомендательными директивными документами переход от планово-предупредительного ремонта к ремонту по техническому состоянию объектов, срок службы которых превышает нормативное значение, в ЭЭС часто не выполняется;

4.3. В основе принятия решения по повышению эффективности работы, как правило, сегодня находится мнение, что устранение выявленных аварийно опасных дефектов обеспечивает возможность увеличения нормативного срока службы объектов и сохранение традиционного подхода к организации их эксплуатации, технического обслуживания и ремонта;

4.4. Выполнение этих рекомендаций требует перехода к оперативной оценке надежности работы и безопасности обслуживания объектов, срок службы которых превышает нормативное значение.

5. Выводы

5.1. Техническое состояние ВЛЭП, срок службы которых превышает нормативное значение, предлагается оценивать оперативными показателями надежности работы и безопасности обслуживания. Среднемесячные значения вероятности автоматических аварийных отключений этих воздушных ЛЭП, с учетом готовности их к работе, вычисляются по данным оперативных журналов и сведений SCADA;

5.2. Разработанные методы и алгоритмы позволяют проводить классификацию статистических данных по заданным признакам и их разновидностям путем сравнения показателей оперативной надежности. Целесообразность классификации статистических данных автоматически оценивается с учетом ошибок первого и второго рода;

5.3. Результаты расчетов позволяют выявить «слабые звенья» и тем самым распознать ВЛЭП, в наибольшей степени снижающих эффективность работы ЭЭС и отдельных сетевых предприятий;

5.4. Снижение риска ошибочного решения при оцен-

ке технического состояния ВЛЭП достигается рекомендуемым методом формирования представительной выборки подлежащих испытанию элементов этих ВЛЭП.

Список использованных источников

1. Карпов И. В. Концепция управления производственными активами электросетевых компаний. Вестник Омского университета. Серия «Экономика» 2019, 17(2): 112–123. DOI 10.25513/1812-3988.2019.17(2).112–123.

2. Грабчак Е. П. О методологии расчета технического риска на основе вероятности и последствий отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования // Электроэнергия. Передача и распределение 2019, 52: 7–16.

3. Громова Г. А., Исмаилова Л. А. Управление производственными активами электросетевой компании в концепции жизненного цикла. Урал, журнал «Вестник Алтайской академии экономики и права» 2019, 1: 37–44.

4. Вакулов Г. А. Повышение качества функционирования линий электропередачи: Монография 3 изд. – М. – Берлин 2019: 58.

5. Утеулиев Б. А. Разработка методов и средств оценки остаточного ресурса воздушных линий электропередачи. Новосибирск. Автореферат к.т.н. 2019: 23.

6. Методические указания по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа. М. 2019 <http://r.ru>>minenergo-peikaz 123/ site-dok>

7. Методические указания по оценке технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередач электрических станций и электрических сетей. М. 2017. <http://doc/scntd.ru>document>

8. Изменение методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей. М. 2020г. <http://publication.pravo.gov.ru. Document>View>

9. Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. М. 2017. Файл 1с: user./Downloads 0001201803270025 pdf

10. Фархадзаде Э. М., Мурадалиев А. З., Исмаилова С. М., Юсифли Р. Ф. Метод и алгоритм прогнозирования опасности технического состояния объектов электроэнергетических систем. М.; Электричество 2019, 4: 12–18. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2019-4-12-18>

11. Фархадзаде Э. М., Мурадалиев А. З., Рафиева Т. К., Рустамова А. А. Обеспечение достоверности методической поддержки объектов электроэнергетических систем. М.; Электричество 2020, 2: 4–9. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2020-2-4-9>

12. Шатова К. А., Алешина Н. Н. Методика расчета показателей надежности воздушных линий электропередачи на основе их длин. Интернет журнал «Науковедение» 2018, 5.

13. Фархадзаде Э. М., Фарзалиев Ю. З., Мурадалиев А. З., Исмаилова С. М. Методы и алгоритмы сравнения и ранжирования надежности и экономичности работы объектов ЭЭС по разнотипным данным. Электричество 2017, 8: 4–13.

14. Фархадзаде Э. М., Мурадалиев А. З., Рафиева Т. К., Рустамова А. А. Обеспечение безошибочности данных при автоматизированном анализе технико-экономических показателей котельных установок энергоблоков. М.: Теплоэнергетика 2020, 7: 69–76 DOI: <https://doi.org/10.1134/S0040363620070012>

15. СТО 569.47007-29.240.55.11-2011. (актуализирован 01.01.2021)
Методические указания по оценке технического состояния ВЛ и
остаточного ресурса компонентов ВЛ. М.: ОАО «ФСК ЕЭС».

References

1. Karpov I. V. The concept of managing the production assets of power grid companies. Omsk University Bulletin. Series "Economics" 2019, 17(2) 112–123. DOI:10.25513/1812-3988.2019 17(2) 112–123.

2. Grabchak E. P. On the methodology for calculating technical risk based on the probability and consequences of failure of a functional unit and a unit of the main technological equipment. Transmission and distribution 2019, 52: 7–16.

3. Gromova G. A., Ismagilova L. A. Management of production assets of a power grid company in the life cycle concept. Ural, the journal «Bulletin of the Altai Academy of Economics and Law» 2019, 1: 37–44.

4. Vakulov G. A. Improving the quality of the operation of power lines: Monograph 3rd ed. – М. – Berlin 2019,: 558.

5. Uteuliev B. A. Development of methods and means for assessing the residual life of overhead power transmission lines. Novosibirsk. Abstract of c.t.s. 2019,: 23.

6. Guidelines the methodology for calculating the probability of failure of a functional unit and a unit of the main technological equipment and assessing the consequences of such a failure. М. 2019, <http://r.ru> >> minenergo-peikaz 123 / site-dok

7. Guidelines the methodology for assessing the technical condition of the main technological equipment and power lines of power plants and electrical networks. М. 2017, <http://doc/scntd.ru>> document

8. Changing the methodology for assessing the technical condition of the main technological equipment

and power lines of power plants and electrical networks. М. 2020 <http://publication.pravo.gov.ru>. Document> View

9. Rules for organizing maintenance and repair of electric power facilities. М. 2017. File 1c: user./Downloads 0001201803270025 pdf

10. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Ismayilova S. M., Yusifli R. F. Method and algorithm for predicting the danger of the technical state of objects of electric power systems. М.: Electricity, 2019, 4: 12–18. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2019-4-12-18>

11. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Rafiyeva T. K., Rustamova A. A. Ensuring the reliability of methodological support for objects of electric power systems. М.; Electricity 2020, 2: 4–9. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2020-2-4-9>

12. Shateva K. A., Aleshina N. N. Methodology for calculating reliability indicators of overhead power transmission lines based on their lengths. Online magazine "Science" 2018, 5.

13. Farhadzadeh E. M., Farzaliyev Y. Z., Muradaliyev A. Z., Ismayilova S. M. Methods and algorithms for comparing and ranking the reliability and efficiency of EPS facilities according to different types of data. Electricity 2017, 8: 4–13.

14. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Rafiyeva T. K., Rustamova A. A. Ensuring the accuracy of data in the automated analysis of technical and economic indicators of boiler plants of power units. М.: Teploenergetika 2020, 7: 69–76 DOI: <https://doi.org/10.1134/S0040363620070012>

15. СТО 569.47007-29.240.55.11-2011 (actualize 01.01.2021). Guidelines for assessing the technical condition of overhead lines and the residual life of overhead lines components. М: JSC FGC UES.

