

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-5-435-445>

УДК 621.019

## Автоматизированный анализ срока службы воздушных линий электропередачи электроэнергетических систем

Э. М. Фархадзаде<sup>1</sup>, А. З. Мурадалиев<sup>1</sup>, С. А. Абдуллаева<sup>1</sup>, А. А. Назаров<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики (Баку, Азербайджанская Республика),

<sup>2</sup>Оперативно-диспетчерская служба Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ (Смоленск, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2021  
Belarusian National Technical University, 2021

**Реферат.** Работа основных объектов электроэнергетических систем, срок службы которых превысил нормативное значение, с каждым годом становится менее эффективной. Проявляется это в увеличении числа автоматических аварийных отключений, количества и сложности аварийно опасных дефектов. После завершения нормативного срока службы объектов возникает необходимость в количественной оценке их надежности и безопасности. Организацию эксплуатации, технического обслуживания и ремонта таких объектов рекомендуется проводить по их техническому состоянию, а поскольку оно определяет надежность и безопасность электроэнергетических систем, эти свойства следует учитывать более полно. Данные рекомендации выполняются согласно опыту эксплуатации. При этом количественных оценок и методологии их расчета нет. Метод и алгоритм количественной оценки интегральных показателей надежности и безопасности работы энергоблоков тепловых электростанций как сосредоточенных объектов непрерывного действия ранее анализировались авторами. В настоящей статье исследуются распределенные объекты непрерывного действия, а именно воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше, срок службы которых превышает нормативное значение. Уделено внимание вопросам количественной оценки степени старения для совокупности воздушных линий электропередачи, классификации этих линий для выявления наиболее значимых классов и методологии оценки различия степени старения при их классификации по заданным разновидностям признаков (например, различные степени старения воздушных линий электропередачи сетевых предприятий электроэнергетических систем). Показано, что используемая для сравнения оценка относительного числа воздушных линий электропередачи, срок службы которых превышает расчетный, неприемлема, так как обуславливает большой риск ошибочного решения. Разработаны методология и алгоритм методической поддержки руководства электроэнергетических систем и сетевых предприятий при организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

**Ключевые слова:** нормативный срок службы, гарантированный срок службы, воздушные линии электропередачи, старение, повышение эффективности работы, надежность, безопасность, анализ, методическая поддержка

**Для цитирования:** Автоматизированный анализ срока службы воздушных линий электропередачи электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2021. Т. 64, № 5. С. 435–445. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-5-435-445>

---

### Адрес для переписки

Фархадзаде Эльмар Мехтиевич  
Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики  
просп. Г. Зардаби, 94,  
Аз1012, г. Баку, Азербайджанская Республика  
Тел.: +99 412 431-64-07  
elmeh@rambler.ru

### Address for correspondence

Farhadzadeh Elmar M.  
Azerbaijan Scientific-Research and Design-  
Prospecting Power Engineering Institute  
94, G. Zardabi Ave.,  
Az1012, Baku, Republic of Azerbaijan  
Tel.: +99 412 431-64-07  
elmeh@rambler.ru

---

## Automated Analysis of Service Life of Air-Lines of the Electricity Transmission of Electric Power Systems

E. M. Farhadzadeh<sup>1)</sup>, A. Z. Muradaliyev<sup>1)</sup>, S. A. Abdullayeva<sup>1)</sup>, A. A. Nazarov<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Power Engineering Institute  
(Baku, Republic of Azerbaijan)

<sup>2)</sup>Operational Dispatch Service of the Branch of "SO UES" JSC, Smolensk Regional Dispatch  
Office (Smolensk, Russian Federation)

**Abstract.** Basic EPS objects, which service life has exceeded normative value, increasingly affect – every year to a greater extent – the efficiency of overall performance. This manifests itself in increase of a number of automatic emergency shutdowns, an amount and complexities of accident-hazardous defects. After the expiration of the standard service life, there is a special need for a quantitative assessment of reliability and safety of an object. It is recommended to organize the operation, maintenance and repair of these objects according to their technical condition, and since it determines the reliability and safety of the object, these properties should be taken into account more fully. The relevant recommendations in electric power systems are implemented at a qualitative level, intuitively, according to the operating experience. There are neither quantitative evaluations nor methodology for their performance. Therefore, a method and algorithm of quantitative assessment of integral indicators of reliability and safety of operation of thermal power units of thermal power plants as concentrated objects of continuous operation were previously analyzed by the authors. The present paper examines distributed objects of continuous operation, viz. overhead power transmission lines with a voltage of 110 kV and higher, whose service life exceeds the standard value. Attention is paid to the issues of quantitative assessment of the degree of aging for a set of overhead power transmission lines, classification of these lines to identify the most significant classes and methodology for assessing the difference in the degree of aging when classifying them according to specified types of signs (for example, the difference in the degree of aging of overhead power transmission lines of grid enterprises of electric power systems). It is shown that it is unacceptable to use the estimates of the relative number of overhead power transmission lines, the service life of which exceeds the calculated one, for comparison since it causes a great risk of an erroneous decision. The methodology and algorithm of methodological support of the management of electric power systems and grid enterprises in the organization of operation, maintenance and repair have been developed.

**Keywords:** normative value of service life, guaranteed service life, overhead power transmission lines, aging, improving operation efficiency, reliability, safety, analysis, methodological support

**For citation:** Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Abdullayeva S. A., Nazarov A. A. (2021) Automated Analysis of Service Life of Air-Lines of the Electricity Transmission of Electric Power Systems. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 64 (5), 435–445. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-5-435-445> (in Russian)

### Введение

Воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) относятся к числу основных объектов электроэнергетических систем (ЭЭС), поэтому проблеме обеспечения эффективности их работы всегда уделялось первостепенное значение. Но со временем используемые подходы становятся недостаточными.

Известно, что эффективность работы ВЛЭП гарантируется лишь в пределах определенного срока службы [1]. Проблемы возникают после его истечения. По мере дальнейшего увеличения срока службы и при сохране-

нии неизменной системы технического обслуживания и ремонта (ТОиР) фактор старения ВЛЭП проявляется более наглядно, существенно возрастает число их автоматических аварийных отключений. Бесспорной становится необходимость перехода от системы планового предупредительного ремонта к системе восстановления износа исходя из технического состояния ВЛЭП [2]. Этот период эксплуатации требует, прежде всего, навыков количественной оценки эффективности работы как совокупности экономичности, надежности и безопасности.

Со временем методы и алгоритмы оценки эффективности работы становятся более сложными, а возможность их практического использования вручную – маловероятной. И это естественно, поскольку руководству ЭЭС, предприятий электрических сетей, оперативному персоналу необходимо уменьшить число отказов стареющих ВЛЭП и максимально продлить срок их службы. Требуются не методы и алгоритмы, а методическая поддержка решений конкретных эксплуатационных задач. В частности:

1) должна быть возможность получить оперативные сведения о ВЛЭП, срок службы которых превышает нормативные значения (предлагается их именовать старой техникой (СТ)). Сегодня анализ этих данных мало кому доступен, а ввиду трудоемкости и громоздкости мало кем выполняется;

2) многочисленность однотипных элементов ВЛЭП и распределенность их по трассе на десятки, а то и сотни километров делают оценку технического состояния этих элементов трудоемкой и затратной. Рекомендуемый в [3] выборочный метод испытаний субъективен и не учитывает случайный характер показателей технического состояния. Для устранения этих трудностей требуется переход к компьютерным технологиям формирования случайных выборок [4];

3) при расчете интегрального показателя технического состояния ВЛЭП важную роль играют методы и алгоритмы учета целесообразности классификации совокупности статистических данных по заданным разновидностям признаков. Методы основываются на теории проверки статистических гипотез для многомерных данных, фидуциальном подходе и имитационном моделировании [5–7].

Рассмотрим методы и алгоритмы автоматизированного анализа срока службы ВЛЭП 110 кВ и выше.

### **Особенности управления эффективностью работы ВЛЭП**

Управление эффективностью работы ВЛЭП имеет следующие особенности:

1) актуальность проблемы проявляется в нелинейном увеличении числа автоматических аварийных отказов, повышении вероятности устойчивого отказа и числа аварийно опасных дефектов;

2) утвержденная классификация множества ВЛЭП, срок службы которых превышает нормативное значение ( $T_r$ ), отсутствует. Если согласиться с тем, что техническое состояние далеко не всегда соответствует сроку службы, то в соответствии с [4] ВЛЭП, срок службы которых 36–43 года,

можно назвать «взрослыми», 44–51 год – «пожилыми», 52–59 лет – «старыми», 60 лет и более – «долговечными»;

3) оценка относительного числа ВЛЭП, срок службы которых превышает нормативный, имеет важное значение, так как позволяет оценить характер изменения процесса старения во времени. Увеличение этого показателя свидетельствует о необходимости увеличения затрат на ТОиР;

4) поскольку ВЛЭП относятся к объектам, которые при завершении нормативного срока службы практически не заменяются на новые, обеспечение эффективности их работы достигается путем совершенствования системы ТОиР. Тем самым обеспечиваются снижение числа автоматических отключений и повышение долговечности;

5) наблюдаемое увеличение числа СТ ВЛЭП требует:

– освоения персоналом сетевого предприятия современных методов диагностики технического состояния, в том числе применения беспилотных летательных аппаратов [8] и мобильных карт 3D [9];

– повышения квалификации оперативного персонала, обеспечивающего эффективность эксплуатации, ТОиР СТ ВЛЭП [10, 11];

– проведения своевременной реконструкции СТ ВЛЭП, техническое состояние которых не соответствует предъявляемым требованиям. Именно реконструкция СТ ВЛЭП обеспечивает их надежность и безопасность.

### Автоматизированный анализ паспортных данных ВЛЭП

Анализ проводился в такой последовательности.

Формируется табл. 1 перечня ВЛЭП с номинальным напряжением 110 кВ и выше, где приводятся: порядковый номер, наименование, класс напряжения, год ввода в эксплуатацию, наименование сетевого предприятия, протяженность и т. д. Перечень признаков определяется заказчиком автоматизированной системы.

Формируется аналогичная табл. 2, но лишь для СТ ВЛЭП.

Проводится ранжирование ВЛЭП, приведенных в табл. 2, в порядке уменьшения длительности эксплуатации после завершения нормативного срока службы ( $\Delta S$ ), т. е. выделяются наиболее старые ВЛЭП. Однако рекомендация проведения их ремонта была бы ошибочной. Дело в том, что ВЛЭП относятся к числу восстанавливаемых объектов, т. е. все устойчивые отказы в период аварийных ремонтов устраняются. Более того, проводятся капитальные ремонты, при которых устраняются аварийно опасные дефекты ВЛЭП, выявленные при периодических осмотрах и испытаниях. Поэтому возраст ВЛЭП не является безусловным показателем степени старения.

По данным табл. 1 и 2 вычисляются:

– суммарная ( $\Sigma$ ) протяженность множества ВЛЭП ( $L_{\Sigma}$ ) и ВЛЭП этого множества, относящихся к группе СТ;

– относительные значения числа и протяженности СТ ВЛЭП по формулам:  $\delta N_c = 100N_c/N_{\Sigma}$  и  $\delta L_c = 100L_c/L_{\Sigma}$ , где  $N_{\Sigma}$ ,  $N_c$  – общее число ВЛЭП и число СТ ВЛЭП соответственно. Несмотря на кажущуюся однознач-

ность, суть показателей  $\delta N_c$  и  $\delta L_c$  различна:  $\delta N_c$  непосредственно характеризует надежность работы ЭЭС, а  $\delta L_c$  – степень старения ВЛЭП;

– относительные значения числа и протяженности СТ ВЛЭП, но для заданных разновидностей признаков, например для сетевых предприятий;

– графическая иллюстрация закономерности изменения относительного числа и протяженности СТ ВЛЭП во времени;

– максимальные значения относительного числа и протяженности СТ ВЛЭП для различных заданных признаков и их разновидностей.

### Пример анализа паспортных данных ВЛЭП

Очевидно, что анализ паспортных данных ВЛЭП ЭЭС вручную в силу громоздкости и трудоемкости достаточно сложен. При переходе к автоматизированной системе важна предварительная количественная иллюстрация выполнения анализа, являющегося основой контроля безошибочности алгоритма.

В табл. 1 даны сведения о классе напряжения ( $U_n$ ), годе ввода в эксплуатацию ( $T_n$ ), протяженности ( $L$ ) и сроке службы ( $\Delta T_n = T_K - T_n$ ) ВЛЭП, где  $T_K$  – год, для которого будут проведены расчеты. В табл. 2 приведены СТ ВЛЭП, ранжированные по году ввода в эксплуатацию  $T_n$  с указанием интервала времени  $\Delta T_c = T_K - T_n - T_r$ .

Таблица 1

Сведения о воздушных линиях электропередачи с  $U_n = 110; 220; 330$  кВ

Information about overhead power transmission lines with  $U_n = 110; 220; 330$  kV

Порядковый номер $i$	Наименование показателя для ВЛЭП				Порядковый номер $i$	Наименование показателя для ВЛЭП			
	Класс напряжения $U_{n,i}$ , кВ	Год ввода в эксплуатацию $T_{n,i}$	Протяженность $L_i$ , км	Срок службы $\Delta T_{n,i}$ , лет		Класс напряжения $U_{n,i}$ , кВ	Год ввода в эксплуатацию $T_{n,i}$	Протяженность $L_i$ , км	Срок службы $\Delta T_{n,i}$ , лет
1	330	1986	142,8	34	19	110	1963	5,9	57
2	330	1968	79,9	52	20	110	1970	12,7	50
3	330	1975	110,2	45	21	110	2010	12,5	10
4	330	1999	33,3	21	22	110	2014	17,6	6
5	330	1999	84,2	21	23	110	1978	6,4	42
6	330	2011	12,5	9	24	110	1954	20,2	66
7	220	1995	24,8	25	25	110	2013	20,3	7
8	220	1971	39,1	49	26	110	2014	17,2	6
9	220	2014	38,7	6	27	110	1960	25,8	60
10	220	1978	21,0	42	28	110	1955	30,3	65
11	220	1961	14,7	59	29	110	2000	29,6	20
12	220	1992	9,5	28	30	110	2010	30,0	10
13	220	1962	46,8	58	31	110	1982	33,5	38
14	220	2011	7,5	19	32	110	2007	46,8	13
15	220	2012	48,1	8	33	110	1985	3,6	35
16	220	2016	36,8	4	34	110	1978	44,9	42
17	110	2013	37,9	7	35	110	1980	41,0	40
18	110	1954	12,1	66	36	110	1977	51,9	43

Таблица 2

Ранжированные по величине  $T_n$  воздушные линии электропередачи,  
срок службы которых превышает нормативные значения

The overhead power transmission lines ranked by the  $T_n$ ,  
the service life of which exceeds the normative values

Поряд- ковый номер $i$	Наименование показателя для ВЛЭП				Поряд- ковый номер, $i$	Наименование показателя для ВЛЭП			
	Класс напря- жения $U_{n,i}$ , кВ	Год ввода в эксплуа- тацию $T_{n,i}$	Протя- женность $L_i$ , км	Срок службы $\Delta T_{n,i}$ , лет		Класс напря- жения $U_{n,i}$ , кВ	Год ввода в эксплуа- тацию $T_{n,i}$ , год	Протя- женность $L_i$ , км	Срок службы $\Delta T_{n,i}$ , лет
1	110	1954	12,1	31	10	220	1971	39,1	14
2	110	1954	20,2	31	11	330	1975	110,2	10
3	110	1955	30,3	30	12	110	1977	51,9	8
4	110	1960	25,8	25	13	220	1978	21,0	7
5	220	1961	14,7	24	14	110	1978	6,4	7
6	220	1962	46,8	23	15	110	1978	44,9	7
7	110	1963	5,9	22	16	110	1980	41,0	5
8	330	1968	79,9	17	17	110	1982	33,5	3
9	110	1970	12,7	15	18	110	1985	3,6	1

Результаты анализа паспортных данных ВЛЭП по табл. 1 и 2 позволяют заключить:

1) относительные значения числа и протяженности ВЛЭП, срок службы которых превышает нормативное значение, равны 50 и 46 % соответственно. Эти показатели для сравнения ЭЭС объективны, но при сравнении сетевых предприятий ЭЭС явно недостаточны, так как неполно учитывают количество ВЛЭП с различным сроком службы. Учесть данные изменения, используя показатели табл. 2, можно следующим способом:

– вычислим среднее арифметическое значение  $N_c$  реализаций  $\Delta T_{c,i}$

$$\text{СТ ВЛЭП: } M^*[\Delta T_c] = \left[ \sum_{i=1}^{N_c} \Delta T_{c,i} \right] / N_c = 16 \text{ лет;}$$

– определим число СТ ВЛЭП, срок службы которых не превышает  $M^*[\Delta T_c] = 16$  лет, и обозначим его  $N_c^*$ . Тогда отношение величин  $N_c^*$  и  $(N_\Sigma - N_c + N_c^*)$  позволит получить усредненное значение относительного числа СТ ВЛЭП по формуле  $\delta N_c^* = N_c^* / [N_\Sigma - N_c + N_c^*] = 10 / (36 - 18 + 10) = 0,36$ .

Таким образом, если при обычной оценке относительного числа СТ ВЛЭП срок службы определяется величиной  $\Delta T_{i,\max} = T_K - T_{n,\min}$  и по данным табл. 1 равен 66 лет, что соответствует классу «долговечные», то по усредненной оценке  $M^*[\Delta T_c]$  соответствует классу «пожилые»;

2) при организации ТОиР в текущем году  $T_K$  особое внимание следует уделить уточнению перечня «долговечных» ВЛЭП, которые более чув-

ствительны к воздействию внешних возмущающих факторов. Эту уточненную группу СТ ВЛЭП (включены данные за текущий год) рекомендуется представить в качестве методической поддержки руководству ЭЭС и сетевых предприятий;

3) в текущем году ( $T_K$ ) возможно появление новых СТ ВЛЭП, и возникает необходимость их освидетельствования. Перечень этих СТ ВЛЭП также в качестве методической поддержки целесообразно представить руководству ЭЭС и сетевых предприятий;

4) наряду с укрупненными оценками степени старения ВЛЭП, характеризующими прежде всего актуальность проблемы, значительный интерес представляет возможность ранжирования степени старения ВЛЭП сетевых предприятий ЭЭС на основе интегральной оценки  $In^* = (\delta N_c + \delta L + \delta N_c^*)/3$ . Для оказания этой методической поддержки руководству ЭЭС рекомендуется следующая форма таблицы:

$i$	Наименование сетевого предприятия	Показатель старения			
		$\delta N_c$	$\Delta L_c$	$\delta N_c^*$	$In^*$

Графическая иллюстрация динамики изменения оценки относительного числа СТ ВЛЭП приведена на рис. 1, где  $N_{n,i}$  – число СТ ВЛЭП  $i$ -й группы ВЛЭП в  $T_n$ -м календарном году, когда  $T_n - T_{n,min} = 35$  лет,  $T_{n,min} = 1954$  г.,  $T_n = 1989$  г.

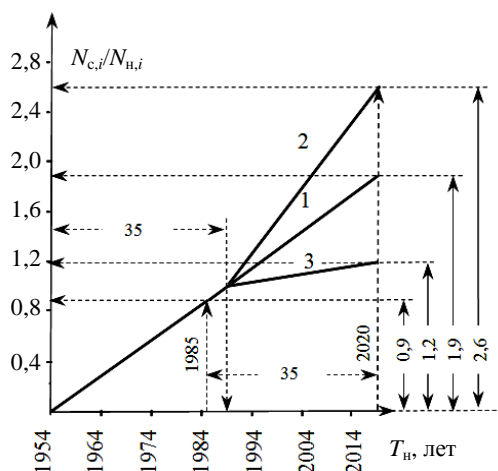


Рис. 1. Динамика ввода воздушных линий электропередачи при:  
1 – равномерном; 2 – возрастающем; 3 – убывающем числе вводимых  
воздушных линий электропередачи

Fig. 1. Dynamics of overhead power transmission lines commissioning at: 1 – uniform;  
2 – increasing; 3 – decreasing number of commissioned overhead power transmission lines

Рассматриваются три закономерности изменения относительного числа ВЛЭП (например, сетевых предприятий) за 1954–2020 гг.: равномерное (группа 1), возрастающее (группа 2) и убывающее (группа 3). Для каждой из групп в 2020 г. относительное число СТ ВЛЭП будет равно:

для первой  $\delta N_{c,1} = 0,9/1,9 = 0,47$ ; для второй  $\delta N_{c,2} = 0,9/2,6 = 0,35$ ; для третьей  $\delta N_{c,3} = 0,9/1,2 = 0,75$ . Результаты расчетов не противоречат физической сущности  $\delta N_c$ .

Расчеты  $\delta N_c$  для 2020 г. производятся следующим образом:

- устанавливаем интервал времени, в течение которого до 2020 г. срок службы введенных ВЛЭП не превысил нормативное значение, равное 35 лет. Это интервал с 2020 по 1985 г.;
- для 1985 г. определяем относительное число ВЛЭП, срок службы которых превысил нормативное значение. Эта величина равна 0,9;
- для 2020 г. определяем относительное число ВЛЭП в каждой из трех групп. Они в соответствии с нумерацией групп ВЛЭП равны 0,47; 0,35; 0,75.

Результаты расчетов  $\delta N_c$  для ряда лет и трех групп ВЛЭП систематизированы на рис. 2.

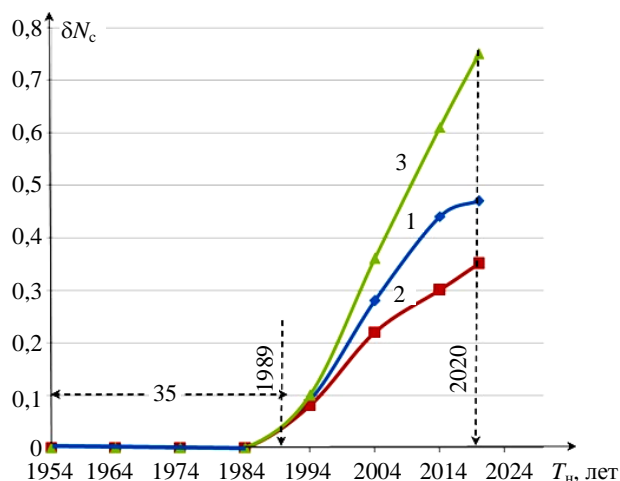


Рис. 2. Динамика старения воздушных линий электропередачи при вводе новых линий:  
1 – равномерном; 2 – возрастающем; 3 – убывающем

Fig. 2. Aging dynamics of air power transmission lines input at: 1 – uniform;  
2 – increasing; 3 – decreasing number of introduced of air power transmission lines

### Алгоритм анализа срока службы ВЛЭП

Укрупненная блок-схема алгоритма автоматизированного анализа срока службы ВЛЭП приведена на рис. 3. Рассмотрим некоторые особенности блоков алгоритма.

Блок 1. Формируется табл. 1 ряда паспортных данных ВЛЭП. Данные включают: условный порядковый номер, диспетчерское наименование, наименование сетевого предприятия, к которому относится ВЛЭП,  $U_n$ ,  $T_n$ ,  $L$  и  $\Delta T_{n,i}$ . ВЛЭП 220 кВ и выше ввиду своей большой протяженности могут относиться к двум или трем предприятиям. В этом случае без изменения порядкового номера ВЛЭП строка повторяется с указанием соответствующего наименования сетевого предприятия и длины участка ВЛЭП.



Блок 2. Формируется табл. 2 ранжированных в порядке уменьшения величин  $T_n$  СТ ВЛЭП с указанием соответствующих значений  $\Delta T_c$ .

Блок 3. Проводится анализ данных табл. 1 и 2, включающий:

- количественную оценку степени актуальности проблемы старения ВЛЭП путем расчета относительного числа СТ ВЛЭП в процентах ( $\delta N_c$ );
- усредненное значение относительного числа СТ ВЛЭП и усредненный срок службы СТ  $M^*(T_c)$ ;
- перечень ВЛЭП, относящихся к классу «долговечные»;
- перечень ВЛЭП, вошедших в текущем году в группу СТ ВЛЭП и подлежащих освидетельствованию;
- ранжированную последовательность интегральных показателей степени старения сетевых предприятий ЭЭС;
- рекомендации для повышения эффективности работы СТ ВЛЭП сетевых предприятий.



Рис. 3. Блок-схема алгоритма формирования методической поддержки при подготовке решения по повышению эффективности работы воздушных линий электропередачи

Fig. 3. Block diagram of the algorithm for the formation of methodological support in the preparation of a solution to improve the efficiency of air power transmission lines

Блок 4. Проводятся анализ паспортных данных ВЛЭП сетевых предприятий ЭЭС и подготовка методических рекомендаций руководству и диспетчерскому отделу предприятия. По своей структуре аналогичен блоку 3.

Блок 5. Проводится печать результатов анализа для ЭЭС и сетевых предприятий.

#### ВЫВОДЫ

1. Качественный подход к организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта воздушных линий электропередачи, срок службы которых превышает нормативный, связан с большим риском возникновения ошибочных решений.

2. Показано, что количественная оценка степени старения воздушных линий электропередачи путем расчета их относительного числа достаточно полно характеризует значимость проблемы старения для этой группы воздушных линий электропередачи, но совершенно недостаточна для сопоставления этих оценок для ряда сетевых предприятий.

3. Разработаны методы и алгоритмы, позволяющие дать полную количественную характеристику срока службы группы воздушных линий электропередачи 110 кВ и выше, который превышает нормативное значение.

4. Для вычисления количественной интегральной оценки эффективности работы объектов необходимо, прежде всего, научиться оценивать значимость этой проблемы для электроэнергетических систем и сетевых предприятий.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Объем и нормы испытания электрооборудования: СТО 34.01-23.1-001-2017. М.: ПАО «Россети».
2. Pysmenna, U. Ye., Trypolska G. S. (2020) Maintaining the Sustainable Energy Systems: Turning from Cost to Value / U. Ye. Pysmenna, G. S. Trypolska // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. Т. 63, № 1. С. 14–29. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-1-14-29>.
3. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС: СТО 56947007-29.240.01.053-2010. М., 2010.
4. Метод и алгоритм прогнозирования опасности технического состояния объектов электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Электричество. 2019. № 4. С. 12–18.
5. Повышение оперативной эффективности работы конденсационных электростанций / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 1. С. 70–78.
6. Фархадзаде, Э. М. Оценка точности показателей надежности оборудования электроэнергетических систем по малочисленным многомерным статистическим данным / Э. М. Фархадзаде, А. З. Мурадалиев, Ю. З. Фарзалиев // Электричество. 2016. № 12. С. 3–14.
7. Метод и алгоритмы расчета показателей надежности по многомерным данным / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 1. С. 16–29. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-1-16-29>.

8. Барбасов, В. К. Применение беспилотных летательных аппаратов для обследования линий электропередачи / В. К. Барбасов, П. Ю. Орлов, Е. А. Федорова // Электрические станции. 2016. № 10. С. 32–35.
9. Самарин, А. В. Современные технологии мониторинга воздушных электросетей ЛЭП / А. В. Самарин, Д. Б. Рыгалин, Н. А. Шкляев // Естественные и технические науки. 2012. № 1. С. 296–304.
10. Организация технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики: СТО 34.01-24-002–2018. М.: ПАО «Россети», 2018. С. 116.
11. Ляпунов, Е. А. Исследовательский комитет В2. Воздушные линии электропередачи / Е. А. Ляпунов // Энергетика за рубежом. Приложение к журналу «Энергетик». 2019. № 5. С. 32–35.

Поступила 03.03.2021 Подписана в печать 27.05.2021 Опубликовано онлайн 30.09.2021

#### REFERENCES

1. Standard of the Enterprise 34.01-23.1-001–2017. *Scope and Standards of Testing of Electrical Equipment*. Moscow, Rosseti Publ., 2017 (in Russian).
2. Pysmenna U. Ye., Trypolska G. S. (2020) Maintaining the Sustainable Energy Systems: Turning from Cost to Value. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (1), 14–29. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-1-14-29>.
3. Standard of the Enterprise 56947007-29.240.01.053–2010. *Methodological Guidelines for Conducting Periodic Inspection of Overhead Power Transmission Lines ENES*. Moscow, 2010. 51 (in Russian).
4. Farkhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Ismailova S. M., Yusifly R. F. (2019) Method and Algorithm for Predicting the Danger of the Technical Condition of Objects of Electric Power Systems. *Elektrichestvo*, (4), 12–18 (in Russian).
5. Farkhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Abdullaeva S. A., Ashurova U. K. (2011) Improving the Operational Efficiency of Condensing Power Plants. *Izvestiya Rossiiskoi Akademii Nauk. Energetika* [Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering], (1), 70–78 (in Russian).
6. Farkhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Farzaliyev Yu. Z. (2016) Evaluation of the Accuracy of the Reliability Indicators of the Equipment of Electric Power Systems Based on Small Multidimensional Statistical Data. *Elektrichestvo*, (12), 3–14 (in Russian).
7. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Rafiyeva T. K., Abdullayeva S. A. (2017) Method and Algorithms of Calculation of Parameters of Reliability in Accordance with Multivariate Data. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (1), 16–29 <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-1-16-29> (in Russian).
8. Barbasov V. K., Orlov P. Yu., Fedorova E. A. (2016) The Use of Unmanned Aerial Vehicles for the Inspection of Power Transmission Lines. *Elektricheskie Stantsii = Electrical Stations*, (10), 32–35 (in Russian).
9. Samarina A. V., Rygalin D. B., Shklyayev N. A. (2012) Modern Technologies for Monitoring Overhead Power Grids of Power Lines. *Estestvennye i Tekhnicheskie Nauki* [Natural and Technical Sciences], 296–304 (in Russian).
10. Standard of the Enterprise 34.01-24-002–2018. *Organization of Maintenance and Repair of Electric Power Facilities*. Moscow, Rosseti Publ., 2018. 116 (in Russian).
11. Lyapunov E. A. (2019) Study Committee B2 “Overhead Lines”. *Energetika za Rubezhom* [Power Engineering Abroad], (5), 32–35 (in Russian).

Received: 3 March 2021

Accepted: 27 May 2021

Published online: 30 September 2021