



## РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ СТРАТЕГИИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ АКТИВАМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ

Левин В.М., Гужов Н.П., Боярова Д.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-0880-3989>, [levin@power.nstu.ru](mailto:levin@power.nstu.ru)

**Резюме:** *АКТУАЛЬНОСТЬ:* Возможность обоснованного выбора альтернативной стратегии для организации технического обслуживания и ремонта (ТОиР) оборудования энергокомпании – есть гарантия успешной реализации её стратегических приоритетов. *Задачи в этом направлении достаточно актуальны. ЦЕЛЬ:* Разработать унифицированную методику, которая с общих позиций риск-ориентированного подхода позволяла бы сопоставлять две альтернативные стратегии управления активами энергетической компании «по периодичности, наработке» ППР и «по техническому состоянию», по комплексу ключевых критериев эффективности ТОиР. *МЕТОДЫ:* При решении задач применялись методы формирования и корректировки планов-графиков ремонтов электрооборудования, расчета надежности и вероятностей отказа в системе электроснабжения потребителей с учетом ее схемных особенностей, оценки технического состояния оборудования по данным неразрушающего контроля и диагностирования, сравнения затрат на поддержание и восстановление надежности и ущербов от ее нарушений. *РЕЗУЛЬТАТЫ:* Разработана и верифицирована риск-ориентированная методика, позволяющая по единым критериям эффективности оценить и выбрать предпочтительную для энергокомпании стратегию ТОиР оборудования. Получена алгоритмическая реализация разработанной методики, положенная в основу вычислительного комплекса для выбора и принятия решений. Верификация методики и алгоритма выполнена на примере реального объекта – системы электроснабжения потребителей нефтедобычи с использованием достоверной эксплуатационной и диагностической информации. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ:* Полученные результаты в полной мере компенсируют отсутствие методологической возможности в сопоставлении двух базовых альтернативных стратегий ТОиР электрооборудования на основе единого риск-ориентированного подхода. Разработанная методика представляет собой унифицированный инструмент принятия решения на стадии анализа альтернатив. Иллюстрация методики реальным числовым примером демонстрирует согласованность получаемых решений с результатами экспертных оценок и опытом эксплуатации.

**Ключевые слова:** альтернативные стратегии; ремонт; электрооборудование; методика; риск-ориентированный подход; система электроснабжения; критерии эффективности; принятие решений.

**Благодарности:** Статья подготовлена по результатам научно-исследовательской работы в рамках договора "Разработка стандарта и методических документов для оптимизации системы технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования ДО ПАО "Газпром нефть" по техническому состоянию и наработке".

**Для цитирования:** Левин В.М., Гужов Н.П., Боярова Д.А. Риск-ориентированный подход к выбору стратегии управления производственными активами энергетической компании // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023. Т.25. № 6. С. 29-42. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-6-29-42.

## RISK-BASED APPROACH TO CHOOSING THE PRODUCTION ASSET MANAGEMENT STRATEGY FOR ENERGY COMPANY

Levin V.M., Guzhov N.P., Boyarova D.A.

Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-0880-3989>, [levin@power.nstu.ru](mailto:levin@power.nstu.ru)

**Abstract:** *RELEVANCE: The possibility of a reasonable choice of an alternative strategy for the organization of maintenance and repair (M&R) of the power company's equipment is a guarantee of the successful implementation of its strategic priorities. The tasks in this direction are quite relevant. PURPOSE: To develop a unified methodology that, from the general standpoint of a risk-based approach, would allow comparing two alternative strategies for managing the assets of an energy company "by periodicity, operating time" and "by technical condition", according to a set of key criteria for the effectiveness of M&R. METHODS: When solving problems, methods of forming and adjusting schedules for repairs of electrical equipment, calculating reliability and probabilities of failure in the power supply system of consumers, taking into account its circuit features, assessing the technical condition of equipment according to non-destructive testing and diagnostics, comparing the costs of maintaining and restoring reliability and damages from its violations were used. RESULTS: A risk-oriented methodology has been developed and verified, which makes it possible to evaluate and select the optimal equipment maintenance strategy for the energy company according to uniform efficiency criteria. An algorithmic implementation of the developed methodology is obtained, which is the basis of a computing complex for choosing and making decisions. The verification of the methodology and algorithm is carried out on the example of a real object – a power supply system for oil production consumers using reliable operational and diagnostic information. CONCLUSION: The results obtained fully compensate for the lack of methodological possibilities in comparing two basic alternative strategies for electrical equipment maintenance based on a single risk-based approach. The developed methodology is a unified decision-making tool at the stage of alternative analysis. The illustration of the methodology by a real numerical example demonstrates the consistency of the solutions obtained with the results of expert assessments and operational experience.*

**Keywords:** *alternative strategies; repair; electrical equipment; methodology; risk-based approach; power supply system; efficiency criteria; decision-making.*

**Acknowledgments:** *The article was prepared based on the results of the research work under the contract "Development of standards and methodological documents to optimize the system of maintenance and repair of power equipment at PJSC Gazprom Neft's subsidiaries according to the technical condition and operating time".*

**For citation:** Levin V.M., Guzhov N.P., Boyarova D.A. Risk-based approach to choosing the production asset management strategy for energy company. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2023; 25 (6): 29-42. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-6-29-42.

### **Введение (Introduction)**

До недавнего времени в электроэнергетике РФ преобладающие позиции в сфере управления ТООР оборудования безоговорочно занимала стратегия «по периодичности, наработке» ППР. Её исключительным преимуществом являлась глубокая проработка, полная методологическая поддержка всех компонентов и всестороннее понимание ожидаемых результатов [1, 2]. С развитием и широким внедрением методов и средств технической диагностики, неразрушающего контроля, мониторинга электрооборудования (ЭО) сформировалась необходимость в пересмотре позиций ППР в пользу стратегии «по техническому состоянию». Объективно, эта стратегия располагает более высоким потенциалом экономии, поскольку фактическая потребность выполнения ремонта той или иной единицы оборудования зависит не от фиксированного межремонтного периода, а подтверждается результатами всестороннего диагностического контроля. Этот аргумент ожидаемо должен был запустить интенсивный массовый перевод электрооборудования разных видов, типов и классов напряжения со стратегии «по периодичности, наработке» на стратегию ТООР «по техническому состоянию». Однако этого не произошло. Постепенный переход к ТООР «по техническому состоянию» на интервале более 20 лет объясняется не готовностью субъектов электроэнергетики к обоснованному выбору в пользу данной стратегии, а главным отсутствием методологии такого выбора. Первым видом электрооборудования с нормативно закреплённой стратегией ТООР «по техническому состоянию» стали силовые маслонаполненные трансформаторы 110 кВ мощностью 125 МВА и выше<sup>1</sup>. Одним из значимых аспектов в принятии решений о переводе мощного высоковольтного трансформаторного оборудования на стратегию ТООР «по техническому

<sup>1</sup> Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Приказ Минэнерго РФ от 3.01.2003 №6. Доступно по: <https://base.garant.ru/12129664/>. Ссылка активна на 05.06.2023.

состоянию» явилась высокая стоимость данного актива и не менее высокие риски его отказов. Другим важным аспектом послужило введение в контур управления ТООИР интегральной оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи (ЛЭП) электрических станций и электрических сетей<sup>2</sup>, которая также опирается на результаты всестороннего диагностического контроля ЭО. Методика обеспечивает ранжирование ЭО по важности с точки зрения поддержания необходимого уровня эксплуатационной надежности, однако зона её ответственности ограничена объектами напряжением 35 кВ и выше. Не охвачен методикой наиболее массовый кластер оборудования и объектов распределительных электрических сетей напряжением ниже 35 кВ. Между тем, именно здесь наблюдаются ощутимые проблемы с надежностью, а, следовательно, возможен наибольший эффект от применения рациональной организации ТООИР [3].

Ряд возможностей для осуществления осознанного выбора собственниками ЭО рациональной стратегии ТООИР открываются с введением правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики<sup>3</sup> (далее Правила). Однако, как отмечается в [4], отраженная в Правилах методология выбора, имеет ряд недостатков. В частности, ею не определены критерии эффективности и механизмы сравнения альтернативных стратегий ТООИР.

Устранение указанных недостатков – есть задача актуальная, от решения которой зависит возможность обоснованного перевода на стратегию ТООИР «по техническому состоянию» широкой линейки ЭО и объектов разных видов и классов напряжений. Развитие методологии обоснованного выбора способно повысить эффективность управления ТООИР ЭО и стать гарантией успешного достижения стратегических целей энергокомпании на долгую перспективу.

#### **Материалы и методы (Materials and methods)**

В качестве инструментария для достижения целей исследования воспользуемся методологией риск-ориентированного подхода (РОП), которая предусматривает решение комплексной оптимизационной задачи на основе единых критериев сравнения [5]. В состав комплекса решаемых задач входят:

1. Подготовка нормативно-справочной информации для внесения в базы данных;
2. Планирование работ по ППР с корректировкой планов по фактическому техническому состоянию ЭО;
3. Разработка типовых технологических карт и их адаптация для ремонтов по состоянию;
4. Оценка технического состояния ЭО с применением данных диагностики и неразрушающего контроля;
5. Ранжирование потребителей в электрической сети по важности, учет и ранжирование по критичности дефектов ЭО;
6. Расчет надежности электроснабжения потребителей с оценкой рисков её нарушения;
7. Анализ суммарных затрат на реализацию ремонтной программы.

Выбор и обоснование наиболее эффективной стратегии ТООИР ЭО выполняется на основании установленных критериев эффективности.

Риск-ориентированный подход базируется на понятии «ключевое рисковое событие», под которым понимается нарушение электроснабжения конкретного потребителя при отказе единицы ЭО или объекта электрической сети. Применение РОП к постановке и решению комплексной оптимизационной задачи (при сравнении альтернативных стратегий ТООИР ЭО) в качестве функции цели предлагает использование минимального значения суммарного производственного риска

$$R_{\text{сум}} = \sum_{i=1}^n R_i \Rightarrow \min; \quad R_i = Q_i \cdot M[Y_i], \quad (1)$$

где:  $R_i$  – риск нарушения электроснабжения  $i$ -го потребителя (руб.);  $Q_i$  – вероятность (о.е.) и  $M[Y_i]$  – тяжесть последствий указанного события (математическое ожидание ущерба, руб.);  $n$  – количество потребителей электрической энергии, подключенных к системе электроснабжения (шт.). Поскольку задачи управления ТООИР ЭО как правило приходится

<sup>2</sup> Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей. Утверждена приказом Минэнерго России от 26.07 2017 №676. Доступно по: <https://tk-expert.ru/uploads/files/ntd/ntd-679-20200531-233201.pdf>. Ссылка активна на 05.06.2023.

<sup>3</sup> Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. Утверждены приказом Минэнерго России от 25.10.2027 №1013. Доступно по: <https://minenergo.gov.ru/node/10885>. Ссылка активна на 05.06.2023.

решать в условиях ограниченных ресурсов, в качестве универсального ограничения типа неравенства для обеих сравниваемых стратегий ТОиР справедливо рассматривать

$$C_{\text{сум}} \cdot 100\% / C_{\text{зад}} \leq 100\% \quad (2)$$

Здесь:  $C_{\text{сум}}$  – суммарные эксплуатационные затраты (руб.) на все виды ресурсов по содержанию парка ЭО энергокомпании на рассматриваемом горизонте планирования  $\Delta t$  (месяц, квартал, год);  $C_{\text{зад}}$  – заданные (плановые) суммарные эксплуатационные затраты (руб.).

Рассмотрим пошаговую характеристику обобщенной структуры решения комплексной оптимизационной задачи, применимой к любой из альтернативных стратегий ТОиР ЭО.

1. Нормативно-справочная информация (НСИ) формируется и заносится в электронные базы данных для использования на каждом шаге решения комплексной задачи не зависимо от применяемой стратегии ТОиР. НСИ условно можно подразделить на постоянно действующую информацию и информацию, требующую периодической актуализации или оперативного обновления в процессе эксплуатации ЭО. Один из важных разделов НСИ содержит количественную информацию об эксплуатируемом парке ЭО энергокомпании (типы, номинальные данные, нормативные периодичности и продолжительность корректирующих воздействий, нормативные трудозатраты на все виды работ, численность персонала, пр.). Другой раздел НСИ включает графическую информацию об электрических схемах (распределительных подстанций, сегменты линий электропередачи, распределительные и переключательные пункты сети, пр.). Отличительной особенностью НСИ применительно к стратегии ТОиР ЭО «по техническому состоянию» является наличие дополнительных информационных разделов, связанных со статистикой аварийных отказов и результатами диагностического контроля ЭО.

2. План-график ТОиР «по периодичности, наработке» ППР представляет собой «базовую сетку», фиксированную по нормативной периодичности и объемам работ, которая фактически служит производственной программой энергокомпании по поддержанию и восстановлению работоспособности ЭО [5]. Горизонтом планирования графика ППР является календарный год с разбивкой по месяцам. План-график ТОиР «по техническому состоянию» представляет собой вариант корректировки базового графика ППР. Корректировка графика ППР осуществляется для каждой единицы оборудования (ЕО) или ЛЭП с запланированным ремонтом с целью учета их фактического технического состояния. По результатам корректировки достигается уплотнение или разрежение базового графика ППР со смещением плановой даты ремонта ЕО в графике в зависимости от индивидуального индекса технического состояния  $J$ . Здесь  $J$ , как интегральная оценка с периодичностью актуализации в соответствии с корпоративным регламентом, но не реже одного раза в год, количественно характеризует уровень технического состояния ЕО в диапазоне от 100% (идеальное) до 0% (аварийное). Правила корректировки не противоречащие положениям базовой методики<sup>2</sup>, предложены в [6]:

- если значение  $J < 25\%$ , то необходим незамедлительный её вывод в ремонт несмотря на плановую дату, что позволит не допустить эксплуатации оборудования в «критическом» состоянии;
- если значение  $25\% \leq J < 50\%$ , то необходим перенос планового ремонта непосредственно на следующий календарный месяц с фиксацией даты в графике ТОиР. Это позволит исключить вероятные отказы ЭО, в том числе с тяжелыми последствиями;
- если  $J \geq 50\%$ , то корректировка периодичности ремонта производится согласно выражению

$$T_{\text{мр}} = m \cdot T_{\text{норм}}$$

где:  $T_{\text{мр}}, T_{\text{норм}}$  – расчетная и нормативная периодичности ТОиР ЕО (год),  $m$  – корректирующий коэффициент, который устанавливается экспертным путем из диапазона  $1,0 \div 1,5$  (о.е.) и согласуется с опытом эксплуатации ЭО «по техническому состоянию» (табл.1).

Таблица 1

Table 1

Коэффициент корректировки периодичности ремонтов «по техническому состоянию»

The coefficient of adjustment of the frequency of repairs «according to technical condition»

$J, \%$	50 – 70	70 – 85	85 – 100
Значение $m$ , о.е.	1,0	1,25	1,5

\*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Так как в графике ТОиР «по техническому состоянию» скорректированы сроки выполнения ремонтов отдельных ЕО, целесообразно оценку сравнительной эффективности для каждой из альтернативных стратегий производить ежемесячно. Этот методологический прием следует зафиксировать и применять на каждом шаге комплексного решения оптимизационной задачи. Еще один методологический прием базируется на обосновании целесообразности замены запланированного в графике ППР капитального ремонта (К) конкретной ЕО на текущий ремонт (Т) при переходе к стратегии ТОиР «по техническому состоянию». Как известно, К – самое дорогостоящее техническое воздействие, прикладываемое к ЕО с целью восстановления ее работоспособности и остаточного технического ресурса до уровня начала эксплуатации [7]. Оценка остаточного ресурса распространяется на ЕО производственного актива энергокомпании с не истекшим сроком службы. По истечении срока службы ЕО должно быть проведено техническое освидетельствование с возможным его продлением в зависимости от текущего  $J$ . В условиях эксплуатации оценка остаточного ресурса ЕО предусматривает введение значений  $J$  на начальный  $T_{p(k-1)}$  и текущий  $T_{pk}$  моменты времени, а также расчет текущего значения ресурса ЕО по формуле  $\rho_k = \rho_{k-1} \cdot \exp\left[-\frac{J_{k-1} - J_k}{100}\right]$ , о.е. и значения остаточного ресурса ЕО на  $k$ -й момент времени  $\rho_{ост k} = \rho_k - \rho_{пр}$ , о.е. ( $\rho_{пр}$  – предельное значение остаточного ресурса устанавливается для каждой ЕО индивидуально в результате предварительного анализа из соображений её безопасной эксплуатации). Обоснование замены К на Т для всех ЕО в графике ТОиР «по техническому состоянию» выполняется специальными расчетами в следующей последовательности:

- 1) перебор всех единиц оборудования независимо от закрепленной стратегии ТОиР;
- 2) выбор тех ЕО, для которых в году планирования предусмотрено выполнение К;
- 3) выбор ЕО или ЛЭП со значением ИТС меньше некоторого установленного минимума  $- J_{min}$ , либо с динамикой снижения индекса технического состояния за год более некоторого установленного максимума  $\Delta J_{max}$ . Предельно-допустимые значения указанных параметров устанавливаются экспертным путем и подлежат уточнению в процессе эксплуатации и накопления статистической информации. В качестве стартовых значений допустимо использовать, например:  $J_{min} = 50\%$  и  $\Delta J_{max} = 10\%$ ;
- 4) выбор ЕО со значением остаточного ресурса ниже предельного  $\rho_{пр}$ , например 0,2 о.е.;
- 5) выбор ЕО, у которого нет экспертного заключения о продлении срока эксплуатации;
- 6) при одновременном выполнении всех критериев ЕО включается в предварительный список К на рассматриваемый год планирования. Для прочих ЕО выполняется замена К на Т;
- 7) формирование окончательного списка К производится дополнительным экспертным решением.

3. Технологические карты (ТК) служат основным организационно-технологическим документом в ТОиР ЭО и ЛЭП. Они содержат комплекс мероприятий по организации труда с использованием наиболее эффективных, современных средств механизации, технологической оснастки, инструмента и приспособлений. В типовые ТК должны быть отражены наиболее прогрессивные и рациональные методы и технологии ТОиР, способствующие повышению производительности и безопасности труда, улучшению качества работ, снижению их себестоимости<sup>4</sup>. ТК могут применяться при лицензировании энергосервисных компаний в качестве документов, подтверждающих готовность к производству работ (корпоративных стандартов), при сертификации систем менеджмента качества. Типовые ТК используют в системе ППР для любого типа ЭО и вида технического воздействия: О – осмотр; УО – углубленный осмотр; ТО – техническое обслуживание; Т/К – текущий/капитальный ремонт. Они содержат полный перечень операций организационной и технологической направленности, имеющих нормативную трудоемкость. Для ТОиР «по техническому состоянию» необходимы «адаптивные» ТК [8], отличные от типовых не постоянством состава технологических операций. Состав технологического блока адаптивной ТК всякий раз включает минимально возможный набор операций, необходимых и достаточных для гарантированного устранения выявленных ранее в ЭО неисправностей.

<sup>4</sup> СТО 56947007-29.240.55.168-2014 Методические указания по разработке технологических карт и проектов производства работ по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ. Утвержден Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.04.2014 № 165. Доступно по: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.55.168-2014.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.55.168-2014.pdf). Ссылка активна на 05.06.2023.

Это существенно снижает трудоемкость технического воздействия на объект, однако делает ТК зависимой от достоверности диагностики и неразрушающего контроля [9, 10].

4. Индекс технического состояния ЕО  $J$  характеризует текущий уровень ее эксплуатационной надежности, и применим к стратегии ТОиР «по техническому состоянию». Количественно  $J$  рассчитывают с помощью балльных оценок и экспертно заданных весовых коэффициентов групп контролируемых параметров и функциональных узлов ЕО. Для ЭО и энергообъектов напряжением до 35 кВ разработаны модели и вычислительные процедуры расчета  $J$  [6, 7], верифицированные практикой эксплуатации электрических сетей нефтепромыслов. Информационной основой для расчета  $J$  ЭО служат его паспортные данные, а также результаты технического диагностирования и неразрушающего контроля. Доступность методов диагностирования совместно с контролепригодностью ЭО позволяют сократить периодичность актуализации значений  $J$  на горизонте планирования до значений, соответствующих частоте возникновения неисправностей. Для стратегии ППР расчет  $J$  не предусмотрен, что может быть интерпретировано как пребывание ЭО в идеальном техническом состоянии с  $J = 100\%$ .

5. В основе расчетов схемной надежности потребителей со стратегиями «по периодичности, наработке» и «по техническому состоянию» лежит структурный подход или метод блок-схем [11, 12]. Расчет заключается в определении результирующих показателей безотказности  $\bar{\omega}_{резj}$  и ремонтпригодности  $\bar{T}_{врезj}$  в процессе преобразования структурной схемы надежности каждого  $j$ -го потребителя. В расчетах надежности резервируемых схем электроснабжения при необходимости учитываются сценарии наложения аварийного восстановления основного участка сети на плановый ремонт резервного, что обеспечивает учет маловероятных событий при сравнении альтернативных стратегий ТОиР ЭО. Оценка риска нарушения электроснабжения  $j$ -го потребителя электрической сети по (1) требует определения вероятности указанного события:

$$Q_j = \frac{N_{мес.}}{8760} \cdot \frac{\bar{\omega}_{резj} \cdot \bar{T}_{врезj}}{8760} \quad (3)$$

Здесь  $N_{мес.}$  – количество часов в текущем месяце. Указанная вероятность рассчитывается ежемесячно через результирующие показатели надежности в цепи каждого потребителя. При этом соответствующие изменения результирующих показателей надежности происходят в месяц планового ремонта  $i$ -й ЕО, включенной в цепь электроснабжения  $j$ -го потребителя. Для каждой  $i$ -й ЕО с закрепленной стратегией «по техническому состоянию» в расчетах индивидуальных показателей надежности учитывается её текущее техническое состояние  $J$ , что достигается применением следующих преобразований [6]:

- при  $J_i = 100\%$  вероятность безотказной работы  $P_i = \exp(-\bar{\omega}_i)$ ;  $\bar{\omega}_i$  – средняя частота отказов  $i$ -й ЕО со стратегией ППР (принимается на основе данных НСИ);
- при  $J_i < 100\%$   $P_i' = \exp(-\bar{\omega}_i \cdot J_i) = P_i \cdot J_i$ , тогда  $\bar{\omega}_i' = -\ln P_i'$ .

В дальнейших расчетах надежности электроснабжения  $j$ -го потребителя при определении  $\bar{\omega}_{резj}$  и  $\bar{T}_{врезj}$  используются значения  $\bar{\omega}_i'$   $i$ -х ЕО со стратегией «по техническому состоянию». Таким образом, в вероятности нарушения электроснабжения  $j$ -го потребителя  $Q_j$  оказываются учтенными текущие значения  $J$  всех ЕО, включенных в цепь его питания.

6. Для стратегии ТОиР «по техническому состоянию» РОП предусматривает ранжирование по «важности» потребителей электрической сети [13-15]. В данном контексте «важность» измеряется величиной суммарного ущерба от нарушений электроснабжения  $j$ -го потребителя  $M[Y_j]$ ,  $j = 1, \dots, n$ . Это обеспечивает выявление наиболее ответственных потребителей и согласованность требований по надежности их электроснабжения. Математическое ожидание ущерба  $j$ -го потребителя на интервале 1 месяц рассчитывается следующим образом:

$$M[Y_j] = \frac{N_{мес.}}{8760} \left[ \bar{P}_{нагрj} \cdot \bar{D}_j \cdot 8760 \cdot c \right], \text{ руб.} \quad (4)$$

Здесь для каждого  $j$ -го потребителя:  $\bar{P}_{нагрj}$ ,  $\bar{D}_j$  – средняя активная мощность нагрузки (кВт·ч) и удельная производительность технологических механизмов (тонн/кВт·ч);  $c$  – удельная стоимость потерь добычи нефти (руб./тонну). Расчеты по (4) выполняются также для стратегии ППР и используют базы данных НСИ. Для учета и ранжирования дефектов ЭО, выявляемых в процессе эксплуатации с применением методов технического диагностирования и неразрушающего контроля предусмотрена «дефектная ведомость» [5],

которая формируется по каждому объекту ремонта со стратегией «по техническому состоянию». В неё заносят все обнаруженные, но не устраненные к моменту планирования дефекты с указанием их критичности, а также соответствующие им корректирующие воздействия и трудозатраты. Информационной основой формирования дефектной ведомости служат листы осмотра, справочник корректирующих воздействий и технологические карты. Под критичностью дефекта понимается необходимость его устранения на отключенном от сети объекте.

7. Традиционно решение задачи анализа суммарных годовых затрат на обеспечение ремонтной программы энергокомпании является трудно осуществимым в силу ограниченной доступности информации. Авторами статьи предлагается подход, делающий такое решение вполне доступным. Идея заключается в применении условных единиц (у.е.) в качестве адекватной характеристики финансовых затрат энергокомпании на ремонтную деятельность в течение календарного года  $C_{y.e.}$ . Не смотря на трудности отсутствия централизованного отраслевого подхода к нормированию у.е. на ТОиР ЭО и существенные различия нормативов у.е. на однотипное ЭО у разных энергокомпаний [16, 17] существует возможность использования этого показателя для финансовых расчетов. Корректное использование  $C_{y.e.}$  достижимо в рамках единых нормативов оценки сравнительной эффективности альтернативных стратегий ТОиР производственных активов компании «по периодичности, наработке» и «по техническому состоянию». Прежде всего, требуется сформировать зависимость  $C_{y.e.} J$ , учитывающую различие в затратах на ТОиР при реализации разных стратегий. Для этого восстановим логику рассуждений. При ППР все плановые корректирующие воздействия на ЭО осуществляются в полном объеме (100%), что гарантирует достижение целей выбранной стратегии. Финансовые затраты  $C_{y.e.}$ , соответствующие полному годовому регламенту ППР для каждой ЕО, приведены в таблице 2. ТОиР ЕО со стратегией «по техническому состоянию» включает корректировку плановых ремонтов как по периодичности, так и по трудоемкости выполнения в зависимости от вида, количества и критичности обнаруженных, но не устраненных дефектов [5]. Это оказывает влияние на фактическое значение  $J$  ЕО либо группы однотипного ЭО, а также на актуальный состав и трудоемкость исправляющих операций в ТК ремонта. Количественный состав операций, суммарная трудоемкость, а значит и  $C_{y.e.}$  на ТОиР изменяются обратно пропорционально значениям  $J$  ЕО. Таким образом, зависимость  $C_{y.e.} J$  может быть достаточно адекватно представлена линейным полиномом вида  $C_{y.e.} = -k \cdot J + C_0$ , где:  $k$ , о.е. – вычислительная константа, характеризующая темпы сокращения затрат на ТОиР ЕО при монотонном увеличении значения  $J$  от 25 до 100%;  $C_0$ , % – постоянная доля затрат на выполнение обязательных операций О, УО и ТО ЕО в общем регламенте ППР (рис. 1).

Таблица 2

Table 2

Нормативы  $C_{y.e.}$  на ТОиР активов энергокомпании (фрагмент)

Standards for MRO of energy company assets (fragment)

№ п.п.	Наименование ЕО 6(10) кВ	Количество $C_{y.e.}$ *, о.е. на ЕО
1	Силовой трансформатор 6(10)/0,4 кВ	3
2	Реклоузер 6(10) кВ	20,5
3	Масляный выключатель 6 кВ	3,1
4	Вакуумный выключатель 6 кВ	3,1
5	Разъединитель 6 кВ	1
6	ВЛ в габаритах 6 кВ на металлических, ж/б опорах	9,54
7	Кабельная линия 6 кВ	3,5

\* соответствует 100% затрат на ТОиР ЕО

\*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Следует пояснить, что начальной точкой зависимости служит точка с координатами  $C_{y.e.} = 100\%$  и  $J = 25\%$  в силу того, что при  $J \leq 25\%$  состояние ЭО оценивается как «критическое» и требует полного регламента ППР<sup>2</sup>.

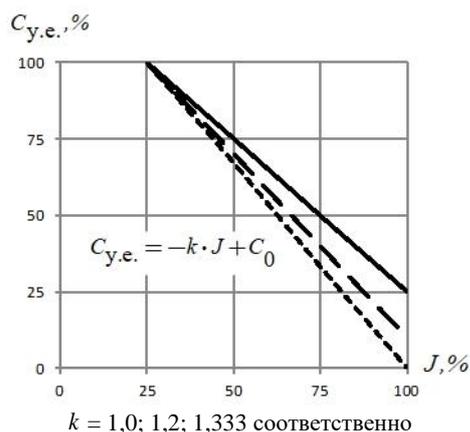


Рис. 1. Изменение суммарных затрат на ТОиР в зависимости от индекса состояния ЕО Fig. 1. Dependence of total M&R costs on the condition index of equipment unit

\*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Выбор и обоснование наиболее эффективной стратегии ТОиР ЭО с применением разработанных методологических положений целесообразно пояснить на конкретном практическом примере, что и будет выполнено в следующем разделе.

**Результаты и обсуждение (Results and discussion)**

В качестве примера, иллюстрирующего применение разработанных методологических положений, рассмотрим распределительную электрическую сеть 6 кВ, питающую объекты нефтедобычи (рис. 2). Фрагмент реальной схемы электрической сети нефтепромысла состоит из трех кустовых площадок с установленными на них двухтрансформаторными подстанциями: ТП1 (2x1000 кВА), ТП2 (2x630 кВА) и ТП3 (2x1000 кВА). Подстанции запитаны от распределительного устройства 6,3 кВ главной понизительной подстанции (ГПП). ТП1 находится на удалении 500 м от ГПП и запитана по кабельной линии, а ТП2 и ТП3 – по двум воздушным линиям (ВЛ) на железобетонных опорах, выполненным по магистральной схеме проводом марки АС-95. Расстояние от ГПП до ТП2 – 3 км, от ТП2 до ТП3 – 2 км. Повышенная надежность электроснабжения потребителей, запитанных от ТП2, обеспечивается установкой реклоузеров на ВЛ Л2.3 и Л2.4 для автоматического отключения участков сети к ТП3 при возникновении на них повреждений. В составе НСИ также содержатся осредненные значения мощностей нагрузок технологических механизмов нефтепромысловых объектов по каждому из вводов 6 кВ ТП1, ТП2 и ТП3, а также их удельные производительности (табл. 3). Для определения показателей надежности здесь представлены справочные данные<sup>5</sup> по элементам расчетной схемы СЭС [18]. Базовая сетка планирования ремонтов для восстановления и поддержания утраченной работоспособности ЭО СЭС приведена в таблице 4. Здесь же показан результат корректировки периодичности ремонтов для стратегии «по техническому состоянию».

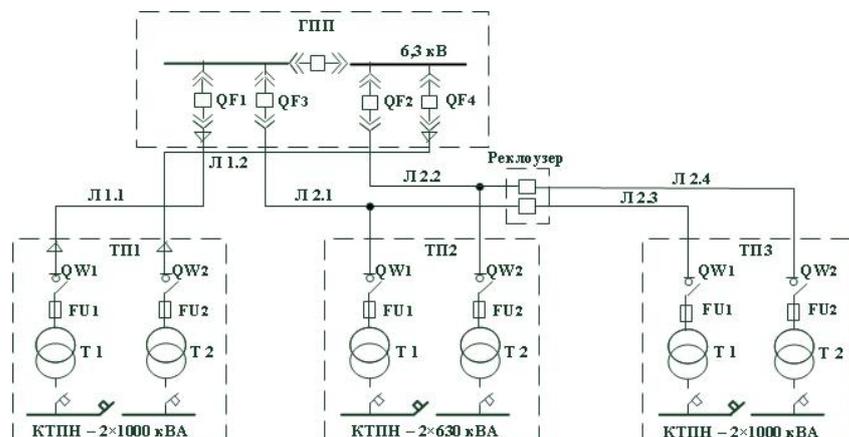


Рис. 2. Схема электрической сети 6 кВ нефтепромысла Fig. 2. Diagram of the 6 kV oil field electrical networks

\*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

<sup>5</sup> РД 34.20.574 СО 153-34.20.574 Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. – Москва : Союзтехэнерго, 1985. – 16 с.

Таблица 3  
Table 3

Среднегодовые значения мощностей нагрузок и удельных производительностей технологических механизмов

*Average annual values of load capacities and specific capacities of technological mechanisms*

Объекты и ЭО СЭС нефтепромысла		$\bar{P}_{нагр j},$ кВт	$\bar{D}_j,$ тонн/кВт·ч
ТП1	T1	530	3,4
	T2	520	3,2
ТП2	T1	340	2,8
	T2	360	3.0
ТП3	T1	560	3,9
	T2	550	3,5

\*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

При формировании графика ППР применено положение о «ремонтном присоединении», при котором последовательно включенные элементы цепи питания потребителя одновременно выводятся в плановый ремонт на время наибольшего простоя одного из них. Такой прием позволяет экономить суммарное время и затраты от плановых простоев электротехнического и технологического оборудования без потери эксплуатационной надежности. Для сокращения расчетов принято, что год планирования не является годом К ни для одной из ЕО СЭС. Корректировка графика ППР для стратегии «по техническому состоянию» осуществляется в соответствии с описанными правилами по известным значениям индекса состояния  $J$  и нормативным периодичностям ремонтов отдельных ЕО (табл. 5). В результате корректировки периодичности, как следует из таблицы 4, ремонты отдельных ЕО смещаются из планового графика на следующий календарный период. Это ведет к сокращению количества ремонтов в графике «по техническому состоянию» по сравнению с графиком ППР. Для каждой ЕО при реализации графика ППР принимается  $J = 100\%$  в отличие от ремонтов «по техническому состоянию», когда текущее значение  $J \leq 100\%$  оценивается в соответствии с методикой по фактическим диагностическим параметрам.

В рассматриваемом примере для графика «по техническому состоянию» сохранен принцип «ремонтного присоединения», принятый в ППР, а актуальные значения  $J$  заданы для упрощения только у основного ЭО ТП и ВЛ (табл. 5).

Таблица 4  
Table 4

План-график ППР с корректировкой «по техническому состоянию» ЭО  
*The schedule of the PPR with an adjustment "according to the technical condition" of the EA*

№ ТП	ЕО	Месяцы календарного года												След. год				
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	
ТП1	QF1																	
	Л1.1																	
	QW1, FU1																	
	T1																	
	QF4																	
	Л1.2																	
ТП2	QW2, FU2																	
	T2																	
	QF3																	
	Л2.1																	
	QW1, FU1																	
	T1																	
ТП3	QF2																	
	Л2.2																	
	QW2, FU2																	
	T2																	
	P1																	
	Л2.3																	
ТП3	QW1, FU1																	
	T1																	
	P2																	
	Л2.4																	
	QW2, FU2																	
	T2																	

\*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Таблица 5  
Table 5

Актуальные значения ИТС основного ЭО ТП и ВЛ  
Current values of ITS main EO TP and overhead line

ЭО объектов СЭС	J, %	
ТП1	T1/Л1.1	72/96
	T2/Л1.2	84/98
ТП2	T1/Л2.1	73/86
	T2/Л2.2	92/100
ТП3	T1/Л2.3	81/88
	T2/Л2.4	96/90

\*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

При переходе от типовых ТК ППР ЭО к адаптивным картам ремонтов «по техническому состоянию» происходит корректировка (сокращение) суммарной трудоемкости воздействий. Это обусловлено сокращением состава технологических операций до минимума, необходимого и достаточного для устранения выявленных дефектов [8]. Расчеты схемной надежности выполняются ежемесячно для каждого из графиков ремонтов ЭО СЭС. Они позволяют оценивать результирующую вероятность нарушений электроснабжения каждого  $j$ -го потребителя с учетом состава схемы, технического состояния ЭО и конкретного сценария планового ремонта в текущем месяце. При этом обязателен учет допущения к рассматриваемым сценариям о том, что вывод в  $k$ -м месяце в плановый ремонт ЭО в дальнейшем до конца месяца исключает ее аварийный отказ. Ниже приведены результаты расчета вероятностей отказов ЭО на интервале  $\Delta t = 1$  месяц (с распределением частоты потока отказов по месяцам пропорционально количеству часов в текущем месяце  $N_{мес}$ ):

$$Q_{OF} = 0,86 \cdot 10^{-6}; \quad Q_T = 2,67 \cdot 10^{-6}; \quad Q_{FU} = 1,42 \cdot 10^{-6}; \quad Q_{OW} = 0,075 \cdot 10^{-6};$$

$$Q_{Л2.1} = 42,83 \cdot 10^{-6}; \quad Q_{Л2.3} = 28,58 \cdot 10^{-6}; \quad Q_{Л1.1} = 7,13 \cdot 10^{-6}.$$

Расчеты результирующих вероятностей нарушений электроснабжения потребителей ТП1, ТП2, ТП3 по месяцам календарного года при реализации ППР (табл. 7) или ремонтов «по техническому состоянию» (табл. 8) выполнялись с учетом ряда очевидных сценариев. Так, например, для месяцев, в которых отсутствует плановый ремонт ЭО (1, 3-7, 9-12), нарушение электроснабжения при его полном резервировании возможно только при одновременном отказе обеих цепей. Для месяцев (2, 8), когда выводятся в ремонт одна, затем другая цепи, а продолжительность простоя определяется временем ремонта трансформатора, нарушение электроснабжения возможно только при наложении планового ремонта одной из цепей на аварийное восстановление другой. Оценка тяжести последствий от нарушений электроснабжения каждого  $j$ -го потребителя (ТП1, ТП2, ТП3) на интервале 1 месяц в виде математического ожидания ущерба выполняется по выражению (4) с применением данных таблицы 3.

Таблица 7  
Table 7

Вероятности нарушений электроснабжения потребителей СЭС при реализации графика ППР  
The probability of power supply disruptions to SES consumers during the implementation of the PPR schedule

№ ТП	Вероятности по месяцам календарного года												Вероятность за год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ТП1	$0,0148 \cdot 10^{-8}$	$14,6 \cdot 10^{-8}$	$0,0148 \cdot 10^{-8}$					$13,4 \cdot 10^{-8}$	$0,0148 \cdot 10^{-8}$				$28,148 \cdot 10^{-8}$
ТП2	$0,229 \cdot 10^{-8}$	$52,6 \cdot 10^{-8}$	$0,229 \cdot 10^{-8}$					$96,7 \cdot 10^{-8}$	$0,229 \cdot 10^{-8}$				$151,59 \cdot 10^{-8}$
ТП3	$0,597 \cdot 10^{-8}$	$85 \cdot 10^{-8}$	$0,597 \cdot 10^{-8}$					$156,1 \cdot 10^{-8}$	$0,597 \cdot 10^{-8}$				$247,07 \cdot 10^{-8}$

\*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Таблица 8  
Table 8

Вероятности нарушений электроснабжения потребителей СЭС при реализации графика ремонтов «по техническому состоянию»  
The probability of power supply disruptions to SES consumers during the implementation of the repair schedule «according to technical condition»

№ ТП	Вероятности по месяцам календарного года												Вероятность за год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ТП1	$0,0148 \cdot 10^{-8}$				$13,4 \cdot 10^{-8}$			$0,0148 \cdot 10^{-8}$					$13,56 \cdot 10^{-8}$
ТП2	$0,229 \cdot 10^{-8}$								$52,6 \cdot 10^{-8}$		$0,229 \cdot 10^{-8}$		$55,12 \cdot 10^{-8}$
ТП3	$0,597 \cdot 10^{-8}$							$85 \cdot 10^{-8}$		$0,597 \cdot 10^{-8}$			$157,97 \cdot 10^{-8}$

\*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

На рисунке 3-а показаны риски нарушений электроснабжения каждого из потребителей, возникающие при реализации стратегии ППР и ремонтов «по техническому состоянию» ЭО СЭС. Они определены по выражению (1) с привлечением информации таблиц 7 и 8. Из рисунка следует, что стратегия ППР допускает более значимые производственные риски, чем стратегия «по техническому состоянию» ЭО. Это вполне объяснимо (табл. 4), так как количество ремонтов, их суммарный объем, а, следовательно, и ремонтные затраты для графика ППР превышают аналогичные показатели графика ремонтов «по техническому состоянию».

Для вычисления суммарных годовых затрат на поддержание и восстановление работоспособного состояния ЭО СЭС с применением данных табл. 2 и рис. 1 предложен следующий алгоритм:

1) используя разработанную в статье методику и данные табл. 2, рассчитать суммарный ремонтный фонд в у.е. для реализации ППР всех ЕО СЭС (рис. 2). Его значение принимается за 100%;

2) определить структуру ремонтного фонда и процентное соотношение каждой из двух его составляющих: затрат (у.е.) на выполнение О, УО, ТО ЕО СЭС для интервалов годового графика ППР, в которых ремонты не запланированы – 25%; затрат (у.е.) на выполнение плановых ремонтов ЕО – 75% (с учетом того, что год планирование не является годом К ни для одной из ЕО);

3) распределить обе составляющие суммарных годовых затрат (у.е.) по месяцам календарного графика ППР (табл. 4) с учетом их назначения. В рассматриваемом примере месяцев без ремонта 8 (1, 3, 5-7, 9, 11-12). Между ними условно равномерно распределяются 25% суммарного ремонтного фонда энергокомпании, предназначенного для выполнения О, УО, ТО ЕО СЭС. Ремонтная составляющая в объеме 75% распределяется между месяцами с запланированным ремонтом пропорционально количеству ремонтируемых ЕО;

4) для графика ремонтов «по техническому состоянию» по определенным индивидуальным значениям  $J$  ЕО (табл. 5) с применением зависимости  $C_{у.е.} = -k \cdot J + C_0$  (рис. 1) произвести корректировку годовых затрат (у.е.) на их содержание. Затраты на содержание ЕО, для которых  $J$  не определен, находятся как для ППР из расчета 100%;

5) рассчитать ремонтную составляющую годового суммарного фонда в у.е. для стратегии «по техническому состоянию» всех ЕО СЭС, используя скорректированные по  $J$  значения  $C_{у.е.}$ ;

6) дополнить ремонтную составляющую «по техническому состоянию» составляющей затрат на выполнение О, УО, ТО ЕО (25%, аналогично ППР) и распределить полученный фонд по месяцам скорректированного календарного графика (рис. 4) с учетом их назначения;

7) построить диаграммы для сравнения суммарных годовых затрат в у.е. на реализацию каждой из альтернативных стратегий ТОиР ЭО СЭС.

На рис. 3-б представлены диаграммы с изображением суммарных затрат на содержание ЭО СЭС по месяцам календарного графика ТОиР при реализации альтернативных стратегий ППР и «по техническому состоянию». Концентрической окружностью здесь показана динамика изменения затрат при равномерном ежемесячном распределении годового ремонтного фонда.

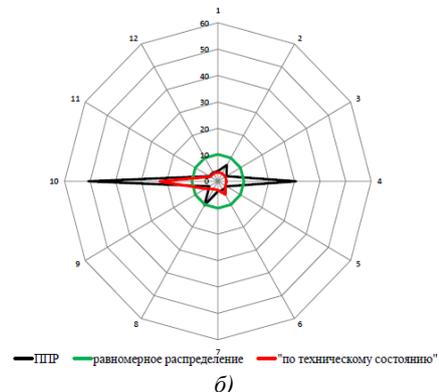
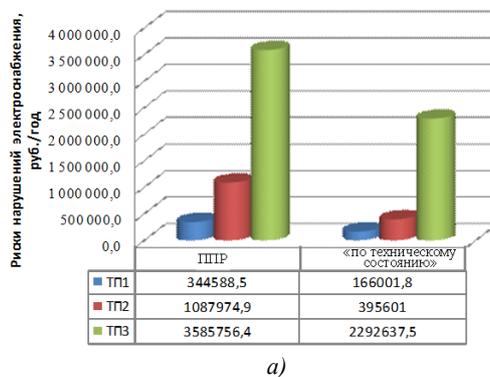


Рис. 3 Результаты оценки: рисков нарушений электроснабжения потребителей СЭС – а; суммарных годовых затрат на ТОиР ЭО – б

Fig. 3 Results of the risks assessment of power supply disruption to consumers of SPS – a; the total annual costs of electrical equipment M&R – b

\*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Подобная графическая интерпретация распределения суммарного фонда

предстоящей ремонтной компании с применением различных стратегий весьма информативна, так как наглядно демонстрирует плотность соответствующего графика, интенсивность технических воздействий и объемы сопутствующих затрат.

Разработанная авторами методика базируется на исчерпывающем наборе исходных данных, входящих в состав НСИ. К ним принадлежит и статистическая информация о надежности оборудования электрохозяйств потребителей. Обеспечение достоверности вероятностных оценок надежности, их всестороннее соответствие индивидуальным характеристикам эксплуатируемого ЭО является наиболее предпочтительным условием эффективного применения разработанной методики. Указанные задачи успешно решаются применительно к высоковольтному [19] и низковольтному [20] оборудованию систем электроэнергетики, расширяя возможности методики. Разработанная методика объединяет критерии и механизмы для сравнения альтернативных стратегий управления ТОиР оборудования и выбора из них наиболее эффективной. Это гарантирует корректную сопоставимость результатов даже в условиях применения среднестатистических данных о безотказности и ремонтпригодности ЕО разного типа (при отсутствии более актуальных данных).

Предложенная многошаговая процедура решения комплексной задачи сопоставления альтернативных стратегий ТОиР ЭО СЭС позволяет собственникам активов осуществить осознанный выбор в пользу той, которая наиболее соответствует целевым приоритетам энергокомпании.

#### **Заключение (Conclusions)**

Разработанная методология по сравнению стратегий ТОиР ЭО энергокомпании с применением риск-ориентированного подхода отличается многоаспектным характером и не ограничена какой-либо одной частной ситуацией. В основу сравнения положены единые критерии эффективности процессов управления активами предприятия. Универсальность методологии заключается в том, что её модели и алгоритмы применимы для любой из рассматриваемых стратегий ТОиР.

Сформулированные методологические положения иллюстрирует конкретный пример, имитирующий применение методологии на практике, позволяющий количественно сопоставить альтернативные стратегии и обеспечить принятие решений на основе всесторонней оценки информации в условиях реальных ограничений. Принятый в статье горизонт планирования в один календарный год не является ограничивающим фактором и может быть при необходимости расширен, например до трех или пяти лет. Многие методологические аспекты решения комплексной задачи в рассмотренном практическом примере из-за ограничений по объему статьи представлены упрощенно, некоторые из них нуждаются в дальнейшем осмыслении и поиске более точной интерпретации.

С учетом всего вышесказанного следует констатировать, что авторами получен и представлен на обсуждение универсальный методологический инструмент, позволяющий энергокомпании на стадии принятия решений обосновать выбор наиболее эффективной стратегии управления союственными производственными активами.

#### **Литература**

1. Багрянов А.С., Гаранин П.А. Система планово-предупредительных ремонтов // *Инновации, наука, образование*. 2020. № 22. С.196-200.
2. Планово-предупредительный ремонт (ППР) Доступно по: <https://neftegaz.ru/tech-library/remont/141440-planovo-predupreditelnyy-remont-ppr/#>. (дата обращения 05.06.2023).
3. Грабчак Е.П. Надежное электроснабжение – это приоритет для всех энергетиков // *Энергетическая политика*. 2021. № 7 (161). С. 4-9. doi: 10.46920/2409-5516\_2021\_7161\_4.
4. Антоненко И.Н. Методология РСМ: Ретроспектива и перспектива надёжно-ориентированного технического обслуживания // *Энергия единой сети*. 2019. № 1 (43). С.34-46.
5. Levin V. M. Innovative solutions for risks management of power supply disruptions to oil production consumers / V. M. Levin, N. P. Guzhov, D. A. Boyarova. – DOI 10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016995. – Text: electronic // *International Multi-Conference in Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON–2022)*; proc., Novosibirsk-Yekaterinburg? 11-13 Nov. 2022. – IEEE, 2022. – P. 2070-2075. Available by: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10016995> (access data: 05.06.2023). – ISBN 968-1-6654-6480-2.
6. Левин В.М., Гужов Н.П., Боярова Д.А. К вопросу об управлении ремонтами электрооборудования нефтедобычи со стратегией по техническому состоянию // *Известия вузов. Проблемы энергетики*, 2022. Т.24. №1. С. 39-51. doi: 10.30724/1998-9903-2022-24-1-39-51.
7. Боярова Д.А. Индекс технического состояния для оборудования 0,4-6(10) кВ энергообъектов нефтедобычи. В сб. XV Всероссийской научной конференция молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» 6–10 декабря 2021. Новосибирск. Изд-во НГТУ, 2021. Ч. 4. С. 7-12.
8. Levin V.M., Guzhov N.P., Chernenko N.A. et al. Optimization of impacts parameters on the

equipment of electrical networks during operation according to the technical condition. 2020 IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 1089. 2021, 012017. doi: 10.1088/1757-899X/1089/1/012017.

9. Diagnostic-base maintenance: A strategy for success. – Available by:

<https://www.mapfreglobalrisks.com/en/risks-insurance-management/article/diagnostic-base-maintenance-a-strategy-for-success/> (access data: 05.06.2023).

10. Разумов Р.В., Михайлов А.В., Соловьев М.Ю. Системы мониторинга высоковольтного энергетического оборудования. Доступно по: <https://energybase.ru/news/articles/monitoring-systems-for-high-voltage-power-equipment-2020-03-16> (дата обращения 05.06.2023).

11. Обоскалов В. П. Проблемы расчета структурной надежности систем электроснабжения с использованием вероятностного эквивалентирования // *Электричество*. 2015. № 12. С. 4-12.

12. Ndawula, M.B., Djokic, S.Z., Hernando-Gil, I. Reliability Enhancement in Power Networks under Uncertainty from Distributed Energy Resources. *Energies*. 2019. 12, 531. <https://doi.org/10.3390/en12030531>.

13. Лесных В.В., Тимофеева Т.Б., Петров В.С. Проблемы оценки экономического ущерба, вызванного перерывами в электроснабжении // *Экономика региона*. 2017. №13(3). С. 847–858. doi: 10.17059/2017–3–17.

14. Черезов А.В. Надежность электроснабжения – наша приоритетная задача // *ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение*. 2019. 3(54), май–июнь. С. 6-13.

15. Ilyin A, On the Relevancy of Taking into Account the Consumers Importance Score in Reliability Management of Power Supply. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference "Young Engineers of the Fuel and Energy Complex: Developing the Energy Agenda of the Future" (EAF 2021). Advances in Engineering Research. V. 213. P. 168-172.

16. Дронова Ю.В., Черненко Н.А., Тихонова Д.А. Анализ достоверности применения условных единиц в оценке эффективности электросетевых компаний // *Энергетические системы*. 2019. № 1. С. 119-127.

17. Тимофеев А.В. Современные методы разработки нормативов численности персонала в электроэнергетике // *Менеджмент в России и за рубежом*. 2011. № 5. С. 21-29.

18. Latipov S.T., Aslanova G.N., Nematov L.A., Akhmedov A.A., Charieva M.R. Calculation of reliability indicators of power supply systems of consumers. E3S Web of Conferences 139, 01037 (2019). <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201913901037>.

19. Сухарев Д.Ю. Оценка резервов повышения эффективности систем технического обслуживания и ремонта высоковольтного электрооборудования промышленных предприятий // *Экономика промышленности*. 2023. 16 (2). С. 190–200. <https://doi.org/10.17073/2072-1633-2023-2-190-200>.

20. Петрова Р.М, Абдуллазянов Э.Ю., Грачева Е.И., Valtchev S., Yousef Ibragim Исследование вероятностных характеристик надежности электрооборудования внутрицеховых систем электроснабжения // *Вестник Казанского государственного энергетического университета*. 2023. Т. 15. №1 (57). С. 93-105.

#### Авторы публикации

**Левин Владимир Михайлович** – д-р техн. наук, доцент, заведующий кафедрой Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета.

**Гужов Николай Петрович** – канд. техн. наук, доцент кафедры Систем электроснабжения предприятий Новосибирского государственного технического университета.

**Боярова Диана Андреевна** – аспирант, Новосибирского государственного технического университета.

#### References

1. Bagryanov A.S., Garanin P.A. Sistema planovo-predupreditel'nykh remontov // *Innovatsii, nauka, obrazovanie*. 2020. № 22. S.196-200. (In Russ).

2. Planovo-predupreditel'nyi remont (PPR) Dostupno po: <https://neftegaz.ru/tech-library/remont/141440-planovo-predupreditelnyy-remont-ppr/#>. (data obrashcheniya 05.06.2023). (In Russ).

3. Grabchak E.P. Nadezhnoe elektrosnabzhenie – eto prioritet dlya vsekh energetikov // *Energeticheskaya politika*. 2021. № 7 (161). S. 4-9. doi: 10.46920/2409-5516\_2021\_7161\_4. (In Russ).

4. Antonenko I.N. Metodologiya RSM: Retrospektiva i perspektiva nadezhnostno-orientirovannogo tekhnicheskogo obsluzhivaniya // *Energiya edinoi seti*. 2019. № 1 (43). S.34-46. (In Russ).

5. Levin V. M. Innovative solutions for risks management of power supply disruptions to oil production consumers / V. M. Levin, N. P. Guzhov, D. A. Boyarova. – DOI 10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016995. – Text: electronic // International Multi-Conference in Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON–2022): proc., Novosibirsk–Yekaterinburg, 11-13 Nov. 2022. – IEEE, 2022. – P. 2070-2075. Available by: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10016995> (access data: 05.06.2023). – ISBN 968-1-6654-6480-2.

6. Levin V.M., Guzhov N.P., Boyarova D.A. K voprosu ob upravlenii remontami elektrooborudovaniya nefteдобычи so strategiei po tekhnicheskomu sostoyaniyu // *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*, 2022. Т.24. №1. S. 39-51. doi: 10.30724/1998-9903-2022-24-1-39-51. (In Russ).

7. Boyarova D.A. Indeks tekhnicheskogo sostoyaniya dlya oborudovaniya 0,4-6(10) kV energoob"ektov nefte dobychi. V sb. XV Vserossiiskoi nauchnoi konferentsiya molodykh uchenykh «Nauka. Tekhnologii. Innovatsii» 6–10 dekabrya 2021. Novosibirsk. Izd-vo NGTU, 2021. Ch. 4. S. 7-12. (In Russ).
8. Levin V.M., Guzhov N.P., Chernenko N.A. et al. Optimization of impacts parameters on the equipment of electrical networks during operation according to the technical condition. 2020 IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 1089. 2021, 012017. doi: 10.1088/1757-899X/1089/1/012017.
9. Diagnostic-base maintenance: A strategy for success. – Available by: <https://www.mapfreglobalrisks.com/en/risks-insurance-management/article/diagnostic-base-maintenance-a-strategy-for-success/> (access data: 05.06.2023).
10. Razumov R.V., Mikhailov A.V., Solov'ev M.Yu. Sistemy monitoringa vysokovol'tnogo energeticheskogo oborudovaniya. Dostupno po: <https://energybase.ru/news/articles/monitoring-systems-for-high-voltage-power-equipment-2020-03-16> (data obrashcheniya 05.06.2023). (In Russ).
11. Oboskalov V. P. Problemy rascheta strukturnoi nadezhnosti sistem elektrosnabzheniya s ispol'zovaniem veroyatnostnogo ekvivalentirovaniya // *Elektrichestvo*. 2015. № 12. С. 4-12. (In Russ).
12. Ndawula, M.B., Djokic, S.Z., Hernando-Gil, I. Reliability Enhancement in Power Networks under Uncertainty from Distributed Energy Resources. *Energies*. 2019. 12, 531. <https://doi.org/10.3390/en12030531>.
13. Lesnykh V.V., Timofeeva T.B., Petrov V.S. Problemy otsenki ekonomicheskogo ushcherba, vyzvannogo pereryvami v elektrosnabzhenii // *Ekonomika regiona*. 2017. №13(3). S. 847–858. doi: 10.17059/2017–3–17. (In Russ).
14. Cherezov A.V. Nadezhnost' elektrosnabzheniya – nasha prioritetnaya zadacha // *ELEKTROENERGIYA. Peredacha i raspredelenie*. 2019. 3(54), mai–iyun'. S. 6-13. (In Russ).
15. Ilyin A, On the Relevancy of Taking into Account the Consumers Importance Score in Reliability Management of Power Supply. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference "Young Engineers of the Fuel and Energy Complex: Developing the Energy Agenda of the Future" (EAF 2021). Advances in Engineering Research. V. 213. P. 168-172.
16. Dronova Yu.V., Chernenko N.A., Tikhonova D.A. Analiz dostovernosti primeneniya uslovykh edinitv v otsenke effektivnosti elektrosetevykh kompanii // *Energeticheskie sistemy*. 2019. № 1. S. 119-127. (In Russ).
17. Timofeev A.V. Sovremennyye metody razrabotki normativov chislenosti personala v elektroenergetike // *Menedzhment v Rossii i za rubezhom*. 2011. № 3. S. 21-29. (In Russ).
18. Latipov S.T., Aslanova G.N., Nematov L.A., Akhmedov A.A., Charieva M.R. Calculation of reliability indicators of power supply systems of consumers. E3S Web of Conferences 139, 01037 (2019). <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201913901037>.
19. Suharev D.Yu. Ocenka rezervov povysheniya effektivnosti sistem tekhnicheskogo obsluzhivaniya i remonta vysokovol'tnogo elektrooborudovaniya promyshlennykh predpriyatij // *Ekonomika promyshlennosti*. 2023. 16 (2). S. 190–200. <https://doi.org/10.17073/2072-1633-2023-2-190-200>. (In Russ).
20. Petrova R.M, Abdullazyanov E.Yu., Gracheva E.I., Valtchev S., Yousef I. Issledovanie veroyatnostnykh harakteristik nadezhnosti elektrooborudovaniya vnutricekhovykh sistem elektrosnabzheniya // *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta*. 2023. T. 15. №1 (57). S. 93-105. (In Russ).

#### Authors of the publication

*Vladimir M. Levin* – Novosibirsk State Technical University.

*Nikolay P. Guzhov* – Novosibirsk State Technical University.

*Diana A. Boyarova* – Novosibirsk State Technical University.

*Шифр научной специальности: 2.4.3. «Электроэнергетика»*

**Получено**

**13.06.2023 г.**

**Отредактировано**

**13.09.2023 г.**

**Принято**

**27.10.2023 г.**