



## ПРЕДИКТИВНАЯ ОЦЕНКА РИСКОВ ПРЕРЫВАНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НЕФТЕДОБЫЧИ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ЗНАЧИМЫХ ФАКТОРОВ

Левин В.М., Гужов Н.П.

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:** *ЦЕЛЬ.* Разработать процедуру принятия решений о выводе в ремонт оборудования в системе электроснабжения объектов нефтедобычи по критерию минимального риска. Обосновать эффективность ее практического применения в задачах управления ремонтами оборудования со стратегией «по техническому состоянию» на основе риск-ориентированного подхода. *МЕТОДЫ.* При решении поставленных задач применялись: метод блок-схем для расчета показателей структурной надежности распределительной электрической сети при изменениях её оперативного состава и технического состояния элементов (оборудования), метод прогноза рисков нарушения электроснабжения в цепи каждого технологического потребителя с учетом возможности резервирования и наложения аварийного восстановления основного элемента на плановый ремонт резервного, сценарный подход для определения сценариев изменения риска отказов электроснабжения при изменениях эксплуатационного состояния схемы электрической сети. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В результате решения задач рассчитаны значения показателей структурной надежности исследуемой распределительной электрической сети при наиболее вероятных сценариях изменения ее оперативного состава и технического состояния оборудования, рассмотрены особенности интегральной оценки технического состояния объектов класса напряжения 6 кВ в условиях их эксплуатации. Получены функции прогноза вероятностей нарушения электроснабжения объектов нефтедобычи в зависимости от интегральной оценки их технического состояния, которые наряду с тяжестью последствий отказов позволяют прогнозировать риски. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Разработана вычислительная процедура, включающая математические модели и алгоритм приоритизации оборудования со стратегией «по техническому состоянию» при выводе его в ремонт на основе прогноза рисков нарушения электроснабжения потребителей. На конкретном примере произведена верификация расчетных моделей и алгоритма, показана эффективность разработанной вычислительной процедуры и ее применимость при решении практических задач управления ремонтами электрооборудования объектов нефтедобычи на основе риск-ориентированного подхода.

**Ключевые слова:** *распределительная сеть; управление ремонтами; оборудование; риск нарушений электроснабжения; вероятность отказа; индекс технического состояния; структурная надежность.*

**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. Предиктивная оценка рисков прерывания электроснабжения потребителей нефтедобычи с учетом изменения значимых факторов // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2022. Т.24. № 5. С. 84-96. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-5-84-96.

## PREDICTIVE RISKS ASSESSMENT OF POWER SUPPLY INTERRUPTION TO OIL PRODUCTION CONSUMERS, TAKING INTO ACCOUNT CHANGES IN SIGNIFICANT FACTORS

VM. Levin, NP. Guzhov

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

**Summary:** *THE GOAL.* To develop a decision-making procedure for the commissioning of equipment in the power supply system of oil production facilities in accordance with the minimum risk criterion. To substantiate the effectiveness of its practical application in the tasks of equipment repair management with the "technical condition" strategy based on a risk-oriented approach. *METHODS.* When solving the tasks, the following methods were used: the flowchart method for calculating the structural reliability indicators of the distribution electrical network with changes in its operational composition and technical condition of elements (equipment), the method for predicting the risks of power supply disruption in the circuit of each technological consumer, taking into account the possibility of reserving and imposing emergency recovery of the main element on the planned repair of the backup, scenario approach for determining scenarios for changing the risk of power supply failures when the operating state of the electrical network circuit changes. *RESULTS.* As a result of solving the problems, the values of the structural reliability indicators of the studied distribution electrical network are calculated under the most likely scenarios of changes in its operational composition and technical condition of equipment, the features of the integrated assessment of the technical condition of objects of voltage class 6 kV in their operating conditions are considered. The functions of forecasting the probabilities of power supply failures of oil production facilities are obtained depending on the integral assessment of their technical condition, which, along with the severity of the consequences of failures, make it possible to predict risks. *CONCLUSION.* A computational procedure has been developed that includes mathematical models and an algorithm for prioritizing equipment with a strategy "according to technical condition" when putting it into repair based on a forecast of the risks of power supply disruption to consumers. On a concrete example, the verification of calculation models and algorithm was carried out, the effectiveness of the developed computational procedure and its applicability in solving practical problems of managing repairs of electrical equipment of oil production facilities based on a risk-oriented approach was shown.

**Keywords:** *distribution network; repair management; equipment; risk of power supply failures; probability of failure; technical condition index, structural reliability.*

**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 VM., Guzhov NP. Predictive risks assessment of power supply interruption to oil production consumers, taking into account changes in significant factors. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2022;24(5):84-96. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-5-84-96.

### **Введение**

Высокий уровень аварийности и увеличение времени восстановления прерываний электроснабжения потребителей в электрических сетях 6 (10) кВ общего и специального назначения в целом объясняется повышенным износом основных производственных фондов при ненадлежащем качестве технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) в период нескольких последних десятилетий [1]. В этой связи наряду с осуществлением традиционных плановых эксплуатационных воздействий на объекты распределительных сетей данного класса напряжения актуально принятие дополнительных действенных мер по снижению аварийности и повышению надежности электроснабжения потребителей. Одной из таких мер служит организация массового перевода электрооборудования (ЭО) сетей 6 (10) кВ со стратегии регламентированного планово-предупредительного ремонта (ППР) на стратегию «по техническому состоянию». Современная нормативная база<sup>1,2</sup> концептуально

---

<sup>1</sup> Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. Приказ Минэнерго РФ от 25.10.2018 года №1013. Доступно по: <https://docs.cntd.ru/document/542610975>. Ссылка активна на 15 августа 2022.

меняет подходы к выбору организации ремонтов ЭО распределительных сетей с учетом профиля рисков. Это придает актуальность совершенствованию методологической поддержки риск-ориентированного подхода (РОП) в рамках ТОиР ЭО «по техническому состоянию» [2-5].

Особую группу объектов представляют электрические сети систем электроснабжения напряжением 6 (10) кВ, питающие потребителей нефтепромыслов. На сегодняшний день многие методологические аспекты РОП применительно к такого рода объектам либо находятся в зачаточном состоянии, либо вовсе отсутствуют.

Методология РОП в управлении ремонтами ЭО 6 (10) кВ нефтегазодобычи включает следующие компоненты [6-8]:

- 1) расчет и прогнозирование показателей надежности электроснабжения технологических потребителей при отказах ЭО с учетом степени резервирования и оперативного состава сети;
- 2) оперативную оценку тяжести последствий нарушений электроснабжения потребителей нефтепромысловых объектов, включающей ущерба от потерь добычи нефти;
- 3) интегральную оценку фактического технического состояния каждой единицы ЭО с закрепленной стратегией «по техническому состоянию» на основе результатов неразрушающего контроля и технического диагностирования;
- 4) разработку критериев и правил корректировки периодичности ТОиР ЭО со стратегией «по техническому состоянию» по результатам интегральной оценки его фактического технического состояния;
- 5) разработку критериев и правил корректировки трудоемкости ремонтных воздействий, прикладываемых к ЭО со стратегией «по техническому состоянию», на основе технологических карт и дефектных ведомостей;
- 6) формирование планов-графиков ППР ЭО на предстоящий период и их корректировка в соответствии с разработанными правилами;
- 7) анализ профиля рисков, ранжирование объектов ремонта по критерию минимального риска, разработку сценариев реализации РОП с выбором наиболее эффективного из них.

В статье детально рассмотрен и обсужден один из ключевых компонентов методологии РОП, а именно предиктивный анализ профиля рисков и ранжирование объектов ремонта в системах электроснабжения (СЭС) нефтепромыслов на основе прогноза вероятности нарушений электроснабжения потребителей при различном оперативном составе, степени резервирования схемы и техническом состоянии ЭО.

#### ***Материалы и методы исследования***

Предиктивная оценка вероятности нарушений электроснабжения технологических потребителей нефтепромыслов при учете ряда влияющих факторов требует решения следующих задач: 1) выделение факторов, значимых для системы с точки зрения эксплуатационной надежности её элементов (оборудования); 2) разработка сценариев вариации единичных факторов при их взаимном сочетании; 3) выполнение расчетов структурной надежности СЭС. Среди факторов, оказывающих влияние на структурную надежность СЭС, наибольшую значимость имеют степень резервирования элементов схемы, её оперативный состав, а также техническое состояние оборудования.

При назначении сценариев изменений структурной схемы СЭС целесообразно рассматривать наиболее вероятные ситуативные состояния, в которых она может пребывать в процессе эксплуатации. К ним относится, например, аварийное отключение основной цепи питания потребителя при отказе одного из последовательно соединенных элементов (в этом случае электроснабжение осуществляется только по резервной цепи), одновременное функционирование основной и резервной цепей (полное резервирование); наложение аварийного восстановления основной цепи на плановый ремонт резервной, др.

Для расчетов структурной надежности СЭС наиболее адекватен метод блок-схем, который использует преобразование исходной схемы электроснабжения в эквивалентную с применением последовательно-параллельных соединений элементов [9-11]. Показатели безотказности и восстанавливаемости рассчитываются для каждого технологического потребителя, как при отсутствии, так и при наличии резервирования в цепи его питания. При наличии структурного резервирования в цепи питания потребителя целесообразно рассмотреть наложение аварийного восстановления основного элемента на плановый ремонт резервного. Общая схема решения выглядит следующим образом. Рассмотрим её на

---

<sup>2</sup> Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей. Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 №676. Доступно по: [www.ti-ees.ru/fileadmin/f/activity/laws/pr676\\_260717.pdf](http://www.ti-ees.ru/fileadmin/f/activity/laws/pr676_260717.pdf). Ссылка активна на 15 августа 2022.

обобщенном примере (рис. 1).

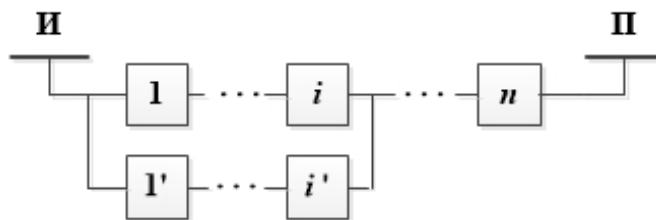


Рис. 1 – Структурная схема СЭС

Fig. 1 – Block diagram of the PSS

На рисунке 1 представлена структурная схема электроснабжения потребителя (П) от источника (И), в которой элементы преимущественно соединены друг с другом последовательно, однако часть из них имеет резервирование по параллельной цепи.

Определение вероятности нарушений электроснабжения потребителя в схеме СЭС (рис. 1) включает:

- расчет результирующих значений параметра потока отказов и времени восстановления для основной (резервной) цепи питания П при последовательном соединении элементов:

$$\omega_{\text{рез}} = \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad T_{\text{Врез}} = \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot T_{\text{В}i} / \omega_{\text{рез}}, \quad (1)$$

где  $\omega_i$  (год<sup>-1</sup>) и  $T_{\text{В}i}$  (час) – осредненные значения параметра потока отказа и времени восстановления  $i$ -й единицы ЭО определенного типа;

- расчет результирующих показателей надежности электроснабжения при параллельном соединении  $i$ -го и  $j$ -го элементов в цепи питания П:

$$\omega_{\text{рез}} = \omega_i \cdot \omega_j \cdot (T_{\text{В}i} + T_{\text{В}j}), \quad T_{\text{Врез}} = T_{\text{В}i} \cdot T_{\text{В}j} / (T_{\text{В}i} + T_{\text{В}j}); \quad (2)$$

- расчет результирующей вероятности нарушения электроснабжения П в схеме СЭС при ее актуальном состоянии по выражениям (1) или (2) (без учета или с учетом резервирования):

$$Q_{\text{рез}} = \sum_{i=1}^n Q_i = \omega_{\text{рез}} \cdot T_{\text{Врез}} / 8760; \quad (3)$$

- расчет результирующей вероятности нарушения электроснабжения П в схеме СЭС при наложении аварийного восстановления основной  $i$ -ой цепи на плановый ремонт  $j$ -й, резервной:

$$Q_{\text{рез}} = Q_i \cdot Q_j = \frac{\omega_{\text{рез}i} \cdot T_{\text{Врез}i}}{8760} \cdot \frac{\mu_j \cdot T_{\text{П}j}}{8760}, \quad (4)$$

где:  $\mu_j$  и  $T_{\text{П}j}$  – частота и продолжительность плановых простоев ЭО  $j$ -й резервной цепи.

Отличие фактического технического состояния ЭО от идеального, которое могут вызывать различного рода неисправности, должно проявляться в изменениях показателей его безотказности и восстанавливаемости. Подобное влияние отражается увеличением последних, а вместе с ними и вероятности отказов ЭО при ухудшении фактического технического состояния. Интегральную оценку фактического состояния ЭО принято<sup>2</sup> осуществлять по значению индекса технического состояния (ИТС), который изменяется в диапазоне от 100% (идеальное состояние) до нуля (аварийное состояние). Пересчет ИТС производится с периодичностью, установленной внутренними регламентами ТООР энергопредприятия, но не реже одного раза в год. При этом пересчету подлежат ИТС только тех единиц оборудования (ЕО), для которых получен актуальный набор оперативных данных, прежде всего, результатов применения методов неразрушающего контроля и технического диагностирования. Для остальных ЕО ИТС принимается равным значению, рассчитанному на предыдущем этапе принятия решений. Следует отметить, что базовая методика оценки ИТС не предназначена для ЭО 6 (10) кВ. Учет специфики объектов ремонта (ОР) указанного назначения и класса напряжения при определении интегральной оценки их технического состояния вызвал к жизни ряд публикаций [12, 13]. Результаты разработок подтвердили свою адекватность и опробованы реальной практикой применения в системе управления ТООР ЭО нефтепромыслов. Разработанные принципы закрепляют объектно-ориентированный подход для определения показателя интегральной

оценки состояния. Это означает, что в качестве единицы рассматриваются ОР – воздушные или кабельные линии (ВЛ, КЛ), трансформаторные подстанции (ТП, КТП), а не их отдельные конструктивные элементы. Как отмечалось в [14] информационной основой расчета ИТС ОР служат листы осмотра с указанными в них обнаруженными отклонениями от нормы (дефектами). Как и в базовой методике, расчеты ИТС ОР производятся с применением соответствующих весовых коэффициентов, которые определяются по методу анализа иерархий на основе матрицы парных сравнений. В таблицах 1 и 2, в качестве примера реализации разработанной методики приведены фрагменты расчетов фактических значений ИТС для ОР типа КТП 6(10)/0,4 кВ и ВЛ 6 кВ по реальным данным о количестве и критичности обнаруженных в них дефектов.

Для включения в математическую модель расчета показателей эксплуатационной надежности (3), (4) фактического значения ИТС  $k$ -го ОР СЭС, отличного от 100%, потребуется дополнить вышеприведенную схему вычислений следующими пунктами:

- расчет вероятности безотказной работы  $k$ -го ОР с ИТС < 100%:

$$P'_k = \exp(-\omega_k \cdot \Delta t) \cdot J_{OPk}, \quad (5)$$

где  $J_{OPk} = \text{ИТС} / 100\%$  – значение индекса технического состояния в относительных единицах;

- расчет осредненного значения параметра потока отказа  $k$ -го ОР с ИТС < 100%:

$$\omega'_k = \frac{1}{\Delta t} \ln(P'_k); \quad (6)$$

- расчет результирующего параметра потока отказа в цепи  $j$ -го потребителя с  $k$ -м ОР, для которого фактическое значение ИТС < 100%:

$$\omega'_{резj} = \omega'_{1j} + \dots + \omega'_{kj} + \dots + \omega'_{nj}; \quad (7)$$

- расчет результирующей вероятности нарушения электроснабжения  $j$ -го потребителя при отказе  $k$ -го ОР с ИТС < 100%:

$$Q'_{резj} = 1 - \exp(-\omega'_{резj} \cdot \Delta t) \quad (8)$$

Таблица 1

Фрагмент расчета ИТС объекта ремонта – КТП 6(10)/0,4 кВ по информации о выявленных дефектах

ФУ	Группа	Наименование дефекта	Кол-во дефектов	Критичность дефекта	Вес ФУ	ИТС ФУ	ИТС ОР, %
Площадка КТП	Строительная часть	Дефекты плит и блоков / свай	1	1	0,04	0,25	51
РУ ВН	РУ ВН	Отсутствие предупредительных плакатов в РУ 6-20 кВ	2	1	0,2	0,88	
Силовой трансформатор	Трансформатор	Наличие течи масла	1	1	0,36	0,44	
РУ НН	РУ НН	Наличие повреждения предохранителя (перегорание плавкой вставки, отсутствие патрона предохранителя в РУ 0,4 кВ)	3	1	0,2	0,83	
Заземляющее устройство	Заземление	Состояние контура заземления: обрыв	1	1	0,2	0	

Таблица 2

Фрагмент расчета ИТС объекта ремонта – ВЛ 6 кВ Л 1.2 по информации о выявленных дефектах

ФУ	Группа	Наименование дефекта	Кол-во дефектов	Критичность дефекта	Вес ФУ	ИТС ФУ	ИТС ОР, %
Опора	Изоляция	Наличие отклонения поддерживающей подвески	4	0	0,75	0,91	71,4
		Наличие коррозии арматуры и шапок изоляторов, эрозии/микротре-щин защитной оболочки	1	0			
Пролет	Фазные провода	Наличие коррозии провода	2	0	0,25	0,125	
		Наличие вытяжки провода из соединительного/натяжного зажима. Дефект соединения провода	1	1			

В формулах (5) и (8) интервал времени  $\Delta t$  задает горизонт планирования корректирующих воздействий при управлении ремонтами электрооборудования СЭС. Его значение целесообразно принять в пределах календарного года ( $\Delta t = 1$  год), что согласуется с периодом актуализации фактических значений ИТС ОР.

Использование выражений (5) – (8) позволяет рассчитать и построить в формате номограмм зависимости вида  $Q_{рез j}(J_{ор k})$ , по которым возможна предиктивная оценка результирующей вероятности нарушений электроснабжения  $j$ -го потребителя при отклонении фактического значения ИТС  $k$ -го ОР от идеального. Анализ профилей рисков при принятии решений по управлению ТОиР ЭО нефтепромыслов предполагает оценку и ранжирование технологических потребителей по важности с точки зрения нарушений электроснабжения каждого из них при отказе какого-либо ОР в схеме СЭС. Степень важности  $j$ -го потребителя эквивалентна тяжести нежелательных последствий при реализации рискованного события, которая определяется математическим ожиданием ущерба  $M[Y]_j$ .

В [14] убедительно показано, что для формирования адекватного критерия принятия решений по ТОиР может быть использована одна из составляющих непроизводственного ущерба, связанная с недовыработкой продукции (потерями добычи нефти):

$$M[Y]_j = \bar{P}_{нагр j} \cdot \bar{D}_j \cdot \Delta t_{нд j} \cdot \xi_0. \quad (9)$$

Здесь:  $\bar{P}_{нагр j}$ ,  $\bar{D}_j$ ,  $\Delta t_{нд j}$  – индивидуальные осредненные данные  $j$ -го потребителя: электрическая нагрузка (кВт); удельная производительность (тонна/кВтч); время перерыва электроснабжения (час);  $\xi_0$  – удельная стоимость потерь нефти (рубль/тонна).

Таким образом, риск  $(R_j)$  прерывания электроснабжения любого  $j$ -го потребителя как инструмент принятия решений определяется степенью его важности и вероятностью возникновения ключевого рискованного события [15-17]. Уровень суммарного риска в СЭС служит критерием для ранжирования ОР с точки зрения их приоритизации, а также допускает прогнозирование в зависимости от изменения значимых факторов. Матрица рисков [18] представляет собой таблицу в декартовой системе координат, в ячейках которой по горизонтали откладывается важность технологических потребителей, а по вертикали – вероятность рискованного события. На пересечении строк и столбцов матрицы проставляются значения прогнозируемых рисков в СЭС, рассчитываемые по выражению:

$$R_j = M[Y]_j \cdot Q_{рез j}. \quad (10)$$

Предиктивная оценка рисков нарушений электроснабжения потребителей и процедура принятия решений по управлению ремонтами ЭО в зависимости от состава схемы СЭС, степени ее резервирования и технического состояния ОР выполняется в соответствии со следующим алгоритмом.

1. Выбираются наиболее вероятные сценарии ситуационного изменения схемы СЭС и варьируемые факторы (например, ИТС,  $0 \leq J_{орk} \leq 1$  с шагом 0,1 для  $k = \overline{1, n}$ ).

2. Назначаются наиболее ответственные ОР в схеме СЭС, для которых с определенной периодичностью могут быть актуализированы фактические значения ИТС.

3. Для каждого сценария эволюции схемы СЭС выполняются вычисления показателей надежности электроснабжения  $j$ -го технологического потребителя нефтедобычи ( $j = \overline{1, m}$ ) по расчетным моделям (1) – (4) и (5) – (8) при вариации значений  $J_{орk}$  для отдельного либо каждого ОР с закрепленной стратегией «по техническому состоянию».

4. По формуле (9) выполняется расчет тяжести последствий нарушений электроснабжения для каждого  $j$ -го технологического потребителя нефтедобычи ( $j = \overline{1, m}$ ) с последующим ранжированием потребителей по важности.

5. Для назначенных сценариев строятся номограммы в координатах результирующей вероятности нарушений электроснабжения каждого  $j$ -го технологического потребителя нефтедобычи ( $j = \overline{1, m}$ ) от индекса технического состояния наиболее ответственного ОР в цепи его питания.

6. Предиктивная оценка рисков нарушений электроснабжения потребителей в СЭС при реализации любого из сценариев выполняется согласно выражению (10) с использованием полученных в пунктах 4 и 5 алгоритма ущербов и номограмм  $Q_{резj}(J_{орk})$ .

7. Производится формирование матрицы рисков с приоритизацией ОР в СЭС по критерию минимального риска и проверкой выполнения установленных ограничений по уровню эксплуатационной надежности и располагаемым ресурсам энергокомпании.

### Результаты и обсуждение

Рассмотрим реализацию разработанных вычислительной процедуры и алгоритма на примере конкретной СЭС (рис. 2). Фрагмент реальной схемы СЭС нефтепромысла состоит из двух кустовых площадок с установленными двухтрансформаторными подстанциями: ТП1 (2х630 кВА) и ТП2 (2х1000 кВА). Подстанции запитаны от распределительного устройства 6,3 кВ главной понизительной подстанции (ГПП) по двум воздушным линиям электропередачи на железобетонных опорах, выполненным по магистральной схеме проводом марки АС-95. Удаленность от ГПП до ТП1 – 4 км, от ТП1 до ТП2 – 3 км. Повышенная надежность электроснабжения потребителей, запитанных от ТП1, обеспечивается установкой реклоузеров на ВЛ Л2.1 и Л2.2 для автоматического отключения участков сети к ТП2 при возникновении на них повреждений.

Осредненные значения мощностей нагрузок технологических механизмов нефтепромысловых объектов по каждому из вводов 6 кВ ТП1 и ТП2, а также их удельные производительности приведены в таблице 3. Для расчета показателей надежности в таблице 4 представлены справочные данные<sup>3</sup> по элементам расчетной схемы СЭС (рис. 2).

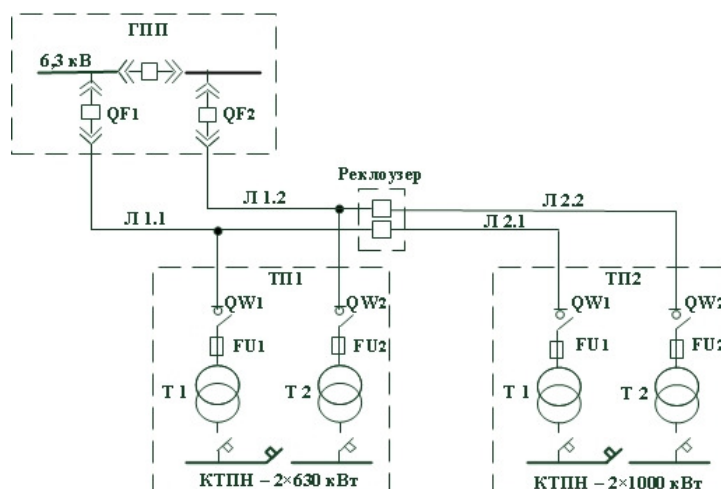


Рис. 2. Схема электроснабжения нефтяного месторождения Fig. 2. Power supply scheme of an oil field

<sup>3</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

Среднегодовые значения мощностей нагрузок и удельных  
производительностей технологических механизмов

Объекты СЭС нефтепромысла		$\bar{P}_{\text{нагр } j}$ , кВт	$\bar{D}_j$ , тонн/кВт·ч
ТП1	T1	340	2,8
	T2	360	3,0
ТП2	T1	560	3,9
	T2	550	3,5

В дальнейших рассуждениях в рамках примера, иллюстрирующего реализацию разработанной методики и алгоритма, будем рассматривать один из магистральных участков распределительной сети 6 кВ, например, Л1.1 в качестве основного, а второй (Л1.2) – в качестве резервного. Аналогично для подстанции ТП2, трансформатор Т1 – основной, Т2 – резервный.

В качестве наиболее вероятных сценариев оперативного состояния рассматриваемой схемы СЭС целесообразно принять следующие:

1. Магистральный участок распределительной электрической сети 6 кВ Л1.1 (основной) выведен из работы, нагрузки Т1 с ТП1 и ТП2 по шинам 0,4 кВ переведены на Т2 этих подстанций, ИТС  $k$ -го ОР изменяется в заданных пределах  $0 \leq J_{\text{ОР}k} \leq 1$  с шагом  $\Delta J_{\text{ОР}k} \leq 0,1$ .

Таблица 4

Показатели надежности и плановых ремонтов элементов СЭС

Элемент	Параметр потока отказов $\omega$ , год <sup>-1</sup>	Время восстановления $T_B$ , час	Частота плановых ремонтов $\mu$ , год <sup>-1</sup>	Время планового простоя $T_{\text{П}}$ , час
ВЛ 6 кВ, одноцепная, на 1 км	0,25	6	0,2	5
Трансформатор 6 кВ	0,035	8	0,25	8
Ячейка выключателя 6 кВ, внутренней установки	0,015	6	0,25	7
Ячейка предохранителя 6 кВ	0,05	2,5	0,15	2,5
Ячейка выключателя нагрузки 6 кВ, внутренней установки	0,002	2,5	0,15	2,5

2. В работе обе ВЛ (полное резервирование), ИТС  $k$ -го ОР переменный  $0 \leq J_{\text{ОР}k} \leq 1$ .

3. В работе обе ВЛ, состояние аварийного восстановления основного элемента  $k$ -го ОР накладывается на плановый ремонт резервного при условии  $(0 \leq J_{\text{ОР}k} \leq 1)$ .

Во всех намеченных сценариях наиболее ответственными ОР являются магистральные участки распределительной сети Л1.1 и Л1.2, а также Т1 и Т2 наиболее загруженной подстанции ТП2, для которых ИТС может служить варьируемым фактором.

В таблице 5 представлены результаты расчета по формул (1) – (4) результирующих значений показателей надежности электроснабжения потребителей, получающих электроэнергию от подстанций ТП1 и ТП2 при реализации сценария 1 с идеальным техническим состоянием всех ОР ( $J_{\text{ОР}k} = 1$ ).

Таблица 5

Результирующие значения показателей надежности электроснабжения потребителей

Потребители	Показатели надежности электроснабжения потребителей
ТП1	$\omega_{\text{рез1}} = 0,015 + 0,25 \cdot 4 + 0,002 + 0,05 + 0,035 = 1,102 \text{ год}^{-1};$ $T_{\text{Врез1}} = \frac{0,015 \cdot 6 + 0,25 \cdot 4 \cdot 6 + 0,002 \cdot 4 + 0,05 \cdot 3 + 0,035 \cdot 8}{1,102} = 5,92 \text{ час};$ $Q_{\text{рез1}} = 1,102 \cdot 5,92 / 8760 = 7,447 \cdot 10^{-4}.$
ТП2	$\omega_{\text{рез2}} = 0,015 \cdot 2 + 0,25 \cdot 7 + 0,002 + 0,05 + 0,035 = 1,867 \text{ год}^{-1};$ $T_{\text{Врез2}} = \frac{0,015 \cdot 2 \cdot 6 + 0,25 \cdot 7 \cdot 6 + 0,002 \cdot 4 + 0,05 \cdot 3 + 0,035 \cdot 8}{1,867} = 5,96 \text{ час};$ $Q_{\text{рез2}} = 1,867 \cdot 5,96 / 8760 = 12,702 \cdot 10^{-4}.$



Расчеты результирующих вероятностей нарушений электроснабжения потребителей ТП1 и ТП2 для каждого из намеченных сценариев оперативного состояния схемы СЭС выполнены по выражениям (5) – (8) и представлены на рисунке 3.

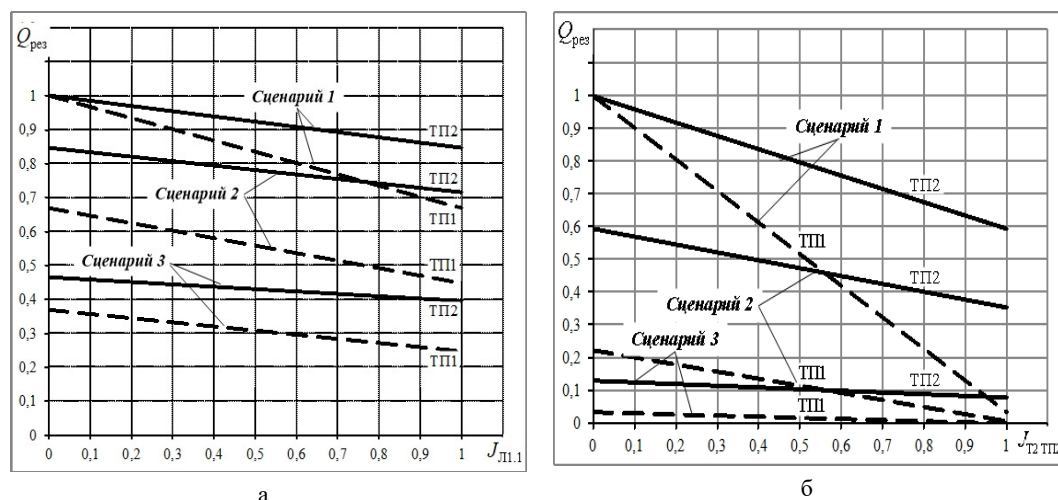


Рис. 3 – Номограммы  $Q_{резj}(J_{OPk})$  для прогнозирования результирующей вероятности нарушений электроснабжения потребителей нефтедобычи:  
а – объект ремонта ВЛ 6 кВ; б – объект ремонта КТПН 6/0,4 кВ

Полученные номограммы представляют собой зависимости типа  $Q_{резj}(J_{OPk})$  и обеспечивают предиктивную оценку результирующей вероятности нарушений электроснабжения  $j$ -го потребителя нефтедобычи при изменении фактического значения ИТС каждого  $k$ -го ОР. Как показали исследования, возможность их аппроксимации линейным полиномом:

$$Q_{резj} = a \cdot J_{OPk} + b \quad (11)$$

обеспечивается применением метода наименьших квадратов со степенью доверия 1,0. Здесь:  $a$  и  $b$  – константы аппроксимации (о.е.), значения которых приведены в таблице 6.

Как отмечено выше, важность потребителя с точки зрения тяжести нежелательных последствий нарушений электроснабжения в СЭС, возникающих при отказах ЭО, измеряется математическим ожиданием ущерба, рассчитываемым по формуле (9). Для рассматриваемого примера этот расчет выглядит следующим образом:

$$M[Y]_{ТП1} = (340 \cdot 2,8 + 360 \cdot 3,2) \cdot 0,0028 \cdot 45000 = 264978 \text{ руб.}$$

$$M[Y]_{ТП2} = (560 \cdot 3,9 + 550 \cdot 3,5) \cdot 0,0028 \cdot 45000 = 513324 \text{ руб.}$$

Здесь: время перерыва электроснабжения с учетом действия автоматики ввода резерва составляет  $\Delta t_{нд} = 0,0028$  час; удельная стоимость потерь добычи нефти принята на уровне 100 \$/баррель, что соответствует  $\xi_0 = 45000$  руб./тонна.

Таблица 6

Значения констант аппроксимации при формировании номограмм предиктивной оценки  $Q_{резj}(J_{OPk})$

ОР с ИТС ≤ 100%	Потребители	Сценарии изменения оперативного состава схемы СЭС					
		1		2		3	
		Коэффициенты аппроксимации					
		a	b	a	b	a	b
ВЛ 6 кВ (Л1.2)	ТП1	− 0,3322	1,0	− 0,1222	0,3677	− 0,2218	0,6678
	ТП2	− 0,1546	1,0	− 0,0720	0,4655	− 0,1307	0,8454
КТПН 6/0,4 кВ (ТП2)	ТП1	− 0,9656	1,0	− 0,2136	0,2212	− 0,0332	0,0344
	ТП2	- 0.4058	1,0	− 0,2411	0,5942	− 0,0533	0,1314

Для выполнения предиктивной оценки уровней суммарного риска непроизводственных потерь добычи нефти потребителями СЭС (формула 10) по каждому из намеченных сценариев воспользуемся результатами расчета фактических значений ИТС

ОР: ТП2 ( $J_{OPk} = 0,714$ ) и Л1.2 ( $J_{OPk} = 0,510$ ), приведенными в таблицах 1 и 2, а также номограммами, аппроксимированными выражением (11) и данными таблице 6.

Так в случае эволюции схемы сети по сценарию 1 и вариации фактических значений ИТС  $\leq 100\%$   $k$ -го ОР результаты применения вычислительной процедуры для оценки уровня рисков и приоритизации ОР приведены в таблице 7 и на рисунке 4.

Таблица 7

Результаты применения вычислительной процедуры для формирования матрицы рисков по сценарию 1

ОР с ИТС $\leq 100\%$	Потребитель	Вероятность $Q_{рез}$ , о.е.	Тяжесть последствий $M[Y]$ , млн. руб.
Л1.2	ТП1	0,831	0,295
	ТП2	0,921	0,513
ТП2	ТП1	0,311	0,295
	ТП2	0,710	0,513

Матрица рисков (рис. 4) демонстрирует, что в обоих случаях Л1.2 является наиболее приоритетным ОР, не смотря на различие в видах необходимого технического воздействия, определяемого фактическим значением его ИТС (51%): для ТП2 – усиленный контроль технического состояния, неотложный ремонт; для ТП1 – ремонт по результатам планового диагностирования. Ранг приоритетности ремонта КТПН 6/0,4 кВ (ТП2), имеющего более высокий ИТС (71,4%), определяет: для ТП2 – ремонт по результатам планового диагностирования; для ТП1 – плановое диагностирование.

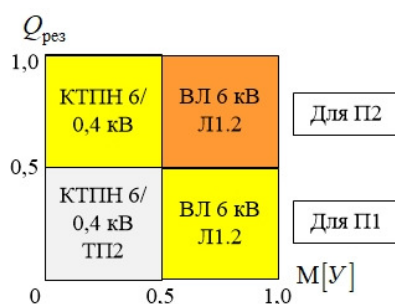


Рис. 4. Матрица рисков для сценария 1 схемы СЭС

Fig. 4. Risk matrix for scenario 1 of the PSS scheme

Аналогично представленному расчету выполняются расчеты для сценариев 2, 3 эволюции схемы СЭС.

Реальные условия эксплуатации, рассмотренные в примере, объясняют полученные результаты приоритизации ТОиР объектов ремонта с точки зрения надежности электроснабжения потребителей нефтепромысла. Вполне очевидным является тот факт, что высший ранг приоритетности ТОиР для обеспечения надежности функционирования каждого из потребителей (ТП1, ТП2) в схеме СЭС принадлежит наиболее ответственному ОР – магистральному участку ВЛ 6 кВ (Л1.2).

Предложенная методика предиктивной оценки вероятности нарушений электроснабжения потребителей и управления ремонтами энергообъектов в схеме СЭС в отличие от ранее известных подходов [19, 20], основанных на экспертных решениях, представляется более перспективной, поскольку главным образом опирается на научно-обоснованные положения теории надежности восстанавливаемых технических систем.

Применение номограмм (11) в качестве регулярного инструмента прогнозирования вероятностей нарушений электроснабжения каждого из нефтепромысловых объектов является оригинальным решением, которое совместно с расчетом ущербов от непроизводственных потерь добычи нефти обеспечивает предиктивную оценку рисков для приоритизации ОР. Некоторым произволом может быть отмечено назначение сценариев эволюции схемы СЭС и состава работающего ЭО, однако это объясняется практическими задачами эксплуатации нефтепромысловых объектов. Объемная на первый взгляд вычислительная процедура методики на самом деле не создает сложностей в применении, зато гарантирует достаточную достоверность и обоснованность получаемых результатов.

### **Заключение**

1. Отечественные нефтегазодобывающие компании, исповедующие философию риск-ориентированного подхода в управлении энергетическими активами, остро нуждаются в регулярном инструментарии для предиктивного анализа и оценки рисков непроизводственных потерь добычи нефти при нарушениях электроснабжения объектов нефте - газодобычи. При этом одним из важных достоинств методологической поддержки является ее базирование не только на экспертных оценках, но и на научно-обоснованных положениях теории надежности сложных восстанавливаемых технических систем.

2. В статье предложена и обсуждена методика предиктивной оценки рисков нарушений электроснабжения потребителей нефтедобычи с учетом вариации оперативного состава схемы СЭС и фактического технического состояния ЭО. Одним из ключевых разделов методики является применение номограмм для прогноза вероятности прерываний электроснабжения каждого из нефтепромысловых объектов месторождения, получение которых базируется на методах расчета структурной надежности СЭС.

3. Разработанная вычислительная процедура методики, включающая математические модели и операционный алгоритм, апробирована на примере типовой СЭС нефтепромысла с реальными параметрами и условиями эксплуатации. Полученные результаты оправдывают заявленные ожидания как по удобству практического применения методики, ее аналитическим опциям, так и по уровню достоверности и обоснованности количественных оценок.

### **Литература**

1. 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.
2. Bounjimi M.E., Abdul-Nour G. Smart Asset Management in Power Industry: A Review of the Key Technologies // International Journal of Engineering Research & Technology. 2021. 10(10), pp. 388-393. doi: 10.17577/IJERTV10IS100149.
3. Манукян М.М., Гредасова Е.Е. Риск-ориентированный подход, основанный на оценке отказов и нарушения целостности оборудования в работе нефтеперерабатывающих производств. В сб. 11 Международной научной конференции «Институты и механизмы инновационного развития: мировой опыт и российская практика», Казань. 2021. – С. 324-328.
4. Kisuule M., Hernando-Gil I., Serugunda J. et al. Stochastic Planning and Operational Constraint Assessment of System-Customer Power Supply Risks in Electricity Distribution Networks. Sustainability. 2021. 13, 9579. <https://doi.org/10.3390/su13179579>.
5. Овчинникова Т.И., Потоцкий Е.П., Фирсова В.М. Риск-ориентированный подход при оценке опасностей в горной промышленности // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2021. (2–1). С. 199-208. doi: 10.25018/0236-1493-2021-21-0-199-208.
6. Хайдер С., Финкельштейн М., Лисанов М.В. и др. Кручинина И.А. Зарубежный опыт использования риск-ориентированного подхода при эксплуатации технических устройств на нефтегазовых объектах // Безопасность труда в промышленности, 2015. №8. С. 24-30.
7. Антоненко И.Н. Риск-ориентированный подход к управлению производственными активами энергетики // Энергоэксперт. 2020. №1 (73). С. 26-33.
8. Kongezos V., Jellum E. Industrial Asset Management strategies for the Oil & Gas sector, IET International Conference of Asset Management in London, November 27<sup>th</sup>. 2012, pp. 1-6.
9. Секретарев Ю.А., Левин В.М. Риск-ориентированные модели управления ремонтом оборудования в системах электроснабжения с монопотребителем // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии, 2021. №14 (1). С. 17-32. doi: 10.17516/1999-494X-0295.
10. 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>
11. Обоскалов В. П. Проблемы расчета структурной надежности систем электроснабжения с использованием вероятностного эквивалентирования // Электричество. 2015. №12. С. 4-12.
12. 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.

13. 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.

14. 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.

15. Абгарян Л.С. Выявление основных рисков нефтедобывающей компании и предложение основных путей их преодоления // Экономика и менеджмент инновационных технологий. 2017. № 1 Доступно по: <https://ekonomika.snauka.ru/2017/01/13889>. Ссылка активна на 15 августа 2022.

16. Костюков В.Н., Костюков Ал.В., Костюков Ан.В. Мониторинг риска эксплуатации оборудования в реальном времени // Динамика систем, механизмов и машин, 2014. С. 126-129.

17. Карпов М.В. Методика оценки ущерба от отказа электросетевого оборудования в системе управления производственными активами // Вестник Омского университета. Серия «Экономика». 2018. № 3 (63). С. 29-37. doi: 10.25513/1812-3988.2018.3.29-37.

18. Новожилов Е.О. Принципы построения матрицы рисков // Функциональная безопасность. Теория и практика. 2015. С. 73-79. Доступно по: <https://www.dependability.ru/jour/article/viewFile/98/267>. Ссылка активна на 15 августа 2022.

19. Gitelman L.D., Kozhevnikov M.V., Chebotareva G.S. et al. Asset Management of energy company based on risk-oriented strategy // Energy Production and Management in the 21st Century IV. 2020. Vol. 246, pp. 125–135. doi: 10.2495/EPM200121.

20. Грабчак Е.П., Медведева Е.А., Петренко А.О. и др. О методологии расчета технического риска на основе вероятности и последствий отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. №1 (52). С.22-29.

#### 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.

#### References

1. Grabchak EP. Nadezhnoe elektrosnabzhenie – eto prioritet dlya vseh energetikov // *Energeticheskaya politika*. 2021;7 (161): 4-9. doi: 10.46920/2409-5516\_2021\_7161\_4. Bounjimi M.E., Abdul-Nour G. Smart Asset Management in Power Industry: A Review of the Key Technologies. *International Journal of Engineering Research & Technology*. 2021. 10(10), pp. 388-393. doi: 10.17577/IJERTV10IS100149.

2. Manukyan MM, Gredasova EE. Risk-orientirovannyj podhod, osnovannyj na ocenke otkazov i narusheniya celostnosti oborudovaniya v rabote neftepererabatyvayuschih proizvodstv. [Abstract] In: *Instituty i mehanizmy innovacionnogo razvitiya: mirovoj opyt i rossijskaya praktika*, Kazan'. 2021:324-328.

4. Kisuule M, Hernando-Gil I, Serugunda J. et al. Stochastic Planning and Operational Constraint Assessment of System-Customer Power Supply Risks in Electricity Distribution Networks. *Sustainability*. 2021;13:9579. <https://doi.org/10.3390/su13179579>

5. Ovchinnikova TI, Potockij EP., Firsova VM. Risk-orientirovannyj podhod pri ocenke opasnostej v gornoj promyshlennosti. *Gornyj informacionno-analiticheskij byulleten'*. 2021;(2–1): 199-208. doi: 10.25018/0236-1493-2021-21-0-199-208.

6. Hajder S, Finkel'shtejn M, Lisanov MV. et al. Zarubezhnyj opyt ispol'zovaniya risk-orientirovannogo podhoda pri ekspluatcii tehniceskikh ustrojstv na neftegazovyh objektah. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti*. 2015;8: 24-30.

7. Antonenko IN. Risk-orientirovannyj podhod k upravleniyu proizvodstvennymi aktivami energetiki. *Energoekspert*. 2020;1 (73): 26-33.

8. Kongezos V, Jellum E. Industrial Asset Management strategies for the Oil & Gas sector, *IET International Conference of Asset Management in London*, November 27<sup>th</sup>. 2012, pp.

1-6.

9. Sekretarev YuA, Levin V.M. Risk-orientirovannye modeli upravleniya remontom oborudovaniya v sistemah elektrosnabzheniya s monopotrebitелем. *Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies*. 2021;14(1): 17–32. doi: 10.17516/1999-494X-0295

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

11.Oboskalov VP. Problemy rascheta strukturnoj nadezhnosti sistem elektrosnabzheniya s ispol'zovaniem veroyatnostnogo ekvivalentirovaniya. *Elektrichestvo*. 2015;12:4-12.

12. Boyarova D.A. Indeks tekhnicheskogo sostoyaniya dlya oborudovaniya 0,4-6(10) kV energo obektov nefteдобычи. In: *Nauka. Tekhnologii. Innovacii*. Novosibirsk, 06 – 10 Dec 2021. Novosibirsk. Izd-vo NGTU. 2021; 4: 7–12.

13. Levin VM, Guzhov NP, Boyarova DA. K voprosu ob upravlenii remontami elektrooborudovaniya nefteдобычи so strategiej po tekhnicheskomu sostoyaniyu. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*. 2022;24(1): 39-51. doi: 10.30724/1998-9903-2022-24-1-39-51.

14. Levin VM, Guzhov NP, Chernenko NA. 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.

15. Abgaryan LS. Vyyavlenie osnovnyh riskov nefteдобывающей компании i predlozhenie osnovnyh putej ih preodoleniya. *Ekonomika i menedzhment innovacionnyh tekhnologij*. 2017. № 1 Dostupno po: <https://ekonomika.snauka.ru/2017/01/13889>. Ssylka aktivna na 15 avgusta 2022.

16.Kostyukov VN, Kostyukov AIV, Kostyukov AnV. Monitoring riska ekspluatatsii oborudovaniya v real'nom vremeni. *Dinamika sistem, mehanizmov i mashin*, 2014: 126-129.

17.Karpov M.V. Metodika ocenki uscherba ot otkaza elektrosetevogo oborudovaniya v sisteme upravleniya proizvodstvennymi aktivami. *Vestnik Omskogo universiteta. Seriya «Ekonomika»*. 2018. № 3 (63): 29-37. doi: 10.25513/1812-3988.2018.3.29-37.

18.Novozhilov E.O. Principy postroeniya matricy riskov. *Funkcional'naya bezopasnost'. Teoriya i praktika*. 2015: 73-79. Dostupno po: <https://www.dependability.ru/jour/article/viewFile/98/267>. Ssylka aktivna na 15 avgusta 2022.

19.Gitelman L.D., Kozhevnikov M.V., Chebotareva G.S. et al. Asset Management of energy company based on risk-oriented strategy. *Energy Production and Management in the 21st Century IV*. 2020;246:125–135. doi: 10.2495/EPM200121.

20.Grabchak EP, Medvedeva EA, Petrenko AO. et al. O metodologii rascheta tekhnicheskogo riska na osnove veroyatnosti i posledstvij otkaza funkcional'nogo uzla i edinicy osnovnogo tehnologicheskogo oborudovaniya. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie*. 2019;1(52): 22-29.

#### Authors of the publication

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

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

**Получено**

**26.08.2022г.**

**Отредактировано**

**11.09.2022г.**

**Принято**

**11.09.2022г.**