

УДК 621.311.22

EDN VCRIUR

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПАРОСИЛОВЫХ ЭНЕРГООБЛОКОВ НА ИХ АВАРИЙНОСТЬ И ТАРИФНЫЕ ПАРАМЕТРЫ (НА ПРИМЕРЕ ТЭС ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЕЭС РОССИИ)

**П.Н. Евсеенко**

ORCID: 0009-0006-5906-9610 e-mail: [evs\\_pavel@mail.ru](mailto:evs_pavel@mail.ru)  
Новосибирский государственный технический университет  
*Новосибирск, Россия*

**А.И. Дворцевой**

ORCID: 0009-0004-3817-8813 e-mail: [dvorcevoj@corp.nstu.ru](mailto:dvorcevoj@corp.nstu.ru)  
Новосибирский государственный технический университет  
*Новосибирск, Россия*

**А.Г. Русина**

ORCID: 0000-0002-1477-2840 e-mail: [rusina@corp.nstu.ru](mailto:rusina@corp.nstu.ru)  
Новосибирский государственный технический университет  
*Новосибирск, Россия*

Проведен анализ влияния различных параметров паросиловых энергоблоков тепловых электростанций на их аварийность, включая такие параметры как мощность, год ввода, тип используемого топлива, продолжительность отопительного периода и др. Подготовлена база данных по 546 энергоблокам тепловых электростанций ОЭС Урала, ОЭС Сибири и ОЭС Востока. Проведен сравнительный анализ структуры генерирующих мощностей, рассматриваемых энергообъединений, выявлены особенности режимов работы тепловых электростанций. На основании подготовленных данных сформирована модель множественной регрессии для оценки вклада различных параметров в коэффициенты аварийности энергоблоков, проведен факторный анализ. Также проанализировано влияние различных факторов на тарифы на электрическую энергию и мощность энергоблоков. Выявлены параметры, которые в большей степени влияют на надежность работы энергоблоков, а также параметры, определяющие тарифы на электрическую энергию и мощность.

**Ключевые слова:** база данных; коэффициент аварийности энергоблока; оценка мультиколлинеарности; множественная регрессия; объединенная энергосистема; паросиловой энергоблок; факторный анализ.

**Для цитирования:** Евсеенко П.Н., Дворцевой А.И., Русина А.Г. Исследование влияния эксплуатационных параметров паросиловых энергоблоков

на их аварийность и тарифные параметры (на примере ТЭС восточной части ЕЭС России) // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 2. С. 100-123. EDN VCRIUR

## ANALYSIS OF THE IMPACT OF OPERATIONAL PARAMETERS ON STEAM POWER UNIT ACCIDENT RATE AND TARIFFS (A CASE STUDY OF THE EASTERN PART OF THE RUSSIAN UNIFIED POWER SYSTEM)

**P.N. Evseenko**

ORCID: **0009-0006-5906-9610** e-mail: **evs\_pavel@mail.ru**  
Novosibirsk State Technical University  
*Novosibirsk, Russia*

**A.I. Dvortsevoy**

ORCID: **0009-0004-3817-8813** e-mail: **dvorcevoj@corp.nstu.ru**  
Novosibirsk State Technical University  
*Novosibirsk, Russia*

**A.G. Rusina**

ORCID: **0000-0002-1477-2840** e-mail: **rusina@corp.nstu.ru**  
Novosibirsk State Technical University  
*Novosibirsk, Russia*

**Abstract.** This article analyzes the impact of various parameters of steam power units at thermal power plants on their accident rate, including capacity, year of commissioning, fuel type, heating season duration, and others. A database was compiled for 546 power units at thermal power plants in the Ural, Siberian, and Eastern Unified Power Systems. A comparative analysis of the structure of generating capacity was carried out, and the features of the operating modes of thermal power plants were identified. Based on prepared data, a multiple regression model was developed to assess the contribution of various parameters to the accident rate of the power units, and a factor analysis was performed. The impact of various factors on the electricity tariff and capacity tariff of the power units was also analyzed. Parameters that have the greatest impact on the reliability of power units were identified, as well as parameters that determine electricity tariff and capacity tariff of various generation facilities.

**Keywords:** database; accident rate of the power unit; assessment of multicollinearity; multiple regression; unified power system; steam power unit; factor analysis.

**For citation:** P.N. Evseenko, A.I. Dvortsevoy and A.G. Rusina, “Analysis of the impact of operational parameters on steam power unit accident rate and tariffs (a case study of the eastern part of the Russian unified power system)”, *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 100-123, 2026. EDN VCRIUR

## 1. Введение

Обеспечение надежности электроснабжения является ключевым приоритетом развития энергосистем. Среди многообразия методов оценки надежности наиболее широкое распространение получил вероятностный анализ, включающий расчет показателей *LOLP* (вероятность дефицита мощности), *LOLE* (ожидание дефицита) и оценку достаточности резервов мощности [1, 2].

Балансовая надежность – это способность энергосистемы обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов энергосистемы, ограничений на поставку энергоресурсов [3, 4].

Оценка балансовой надежности производится при планировании развития энергетических систем и используется для оценки риска возможного ограничения нагрузки, связанного со стохастической природой процессов производства, передачи и потребления электрической энергии [5].

Надежность электроснабжения определяется рядом факторов: ошибки эксплуатационного персонала, отказы оборудования энергосистемы, нарушение топливного снабжения электростанций и т.д. [6]. Среди основных факторов, которые влияют на показатели балансовой надежности энергосистемы, можно выделить факторы, связанные с генерирующими мощностями (плановые, аварийные отключения генерирующих установок; снижение генерации, связанное со снижением теплопотребления на теплоэлектростанциях; изменениями состояния генерирующего оборудования, приводящие к частичному ограничению располагаемой мощности; и др.) и факторы, связанные с режимом электропотребления (случайные изменения спроса на электроэнергию и мощность, связанные со случайным характером технологических процессов, человеческой деятельности, климатических отклонений и др.).

При анализе аварийности генерирующих агрегатов выявлено, что для однотипного оборудования в разных объединенных энергетических системах (ОЭС) аварийность разная и также коэффициент аварийности для современных условий эксплуатации отличается от тех значений, которые представлены в справочниках, что обуславливает постоянную его актуализацию [7]. За последнее время в сфере оценки надежности энергосистем возрастает интерес к изучению влияния на нее изменений в структуре генерирующих мощностей. Этот интерес обусловлен переходом к природному газу в качестве топлива для производства и растущим использованием возобновляемых источников энергии [8].

По информации АО «СО ЕЭС» (рис. 1), [9] причиной 57 % аварий на электрических станциях является повреждение генерирующего и вспомогательного тепломеханического оборудования.



**Рис. 1. Причины аварий на электрических станциях, установленной мощностью 25 МВт и выше**

**Fig. 1. Causes of accidents at power plants with an installed capacity of 25 MW and above**

Приведем примеры наиболее крупных аварий на тепловых электростанциях восточной части ЕЭС России. В 1990 г. на Гусиноозерской ГРЭС из-за взрыва в системе пылеприготовления в районе энергоблока № 5 обрушилась стена. Простой четырех энергоблоков (4x200 МВт) составил 5760 ч. В 2006 г. на Рефтинской ГРЭС в результате нарушения плотности кольца уплотнения генератора энергоблока № 10 произошло возгорание масла. Обрушилась кровля в ячейках блоков № 9 и № 10 машинного отделения. Полностью разрушен турбогенератор энергоблока № 10, остановлена вся первая очередь станции (2000 МВт), простой для энергоблока № 10 составил 11712 ч. [10]. В 2016 г. на Березовской ГРЭС из-за разгерметизации мазутопровода и последующего мощного пожара в районе энергоблока № 3 произошло разрушение несущих конструкций и котла. Простой энергоблока (800 МВт) составил более 45000 ч.

Более 65 % установленной мощности электростанций ЕЭС России приходится на ТЭС, поэтому исследование их аварийности представляет первостепенный интерес для целей повышения балансовой надежности энергосистемы.

Целью настоящего исследования является определение тех эксплуатационных параметров ТЭС, которые оказывают значимое влияние на надежность работы генерирующего оборудования. Полученные выводы могут быть использованы для корректировки методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем [11] и порядка составления прогнозных региональных топливно-энергетических балансов [12], что позво-

лит учитывать их при планировании развития энергетических систем, разработке государственной политики в сфере электроэнергетики, принятии управленческих решений (на местном, региональном и федеральном уровнях), направленных на стимулирование инвестиционных проектов в энергетике.

## II. Объект исследования

Восточная часть ЕЭС России включает в себя объединенные энергосистемы Урала, Сибири и Востока. Суммарная установленная мощность всех объектов генерации этих энергосистем составляет 44 % от суммарной установленной мощности ЕЭС России, в части ТЭС – 48 % (рис. 2) [13].

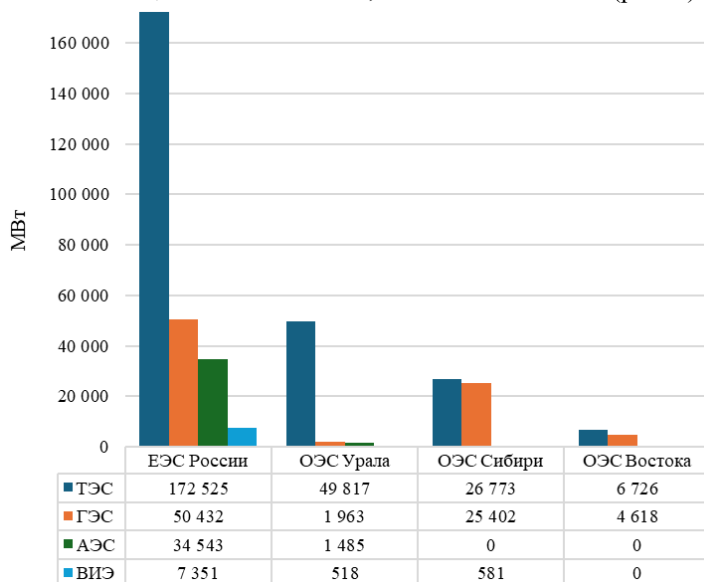


Рис. 2. Структура установленной мощности на 01.01.2026

Fig. 2. Installed capacity structure in 01.01.2026

Отличительной особенностью ОЭС Урала является большая (более 92 %) доля ТЭС в структуре установленной мощности, выполняющих функцию покрытия базовой нагрузки, а также регулирования графика нагрузки потребителей. В энергосистемах Сибири и Востока функцию регулирования графика нагрузки выполняют ГЭС. В случае ОЭС Сибири, где ГЭС занимают порядка половины установленной мощности энергообъединения, ГЭС также частично работают на покрытие базовой части графика нагрузки. По причине этих особенностей можно заметить, что число часов

использования (ЧЧИ) установленной мощности ТЭС в трех рассматриваемых энергообъединениях заметно отличаются: коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) в ОЭС Урала за рассматриваемый 10-летний период составил 62 %, в ОЭС Сибири – 50 %, в ОЭС Востока – 44 % (табл. 1) [14]. Низкий КИУМ ТЭС ОЭС Востока также объясняется характером потребителей: в структуре потребления преобладает бытовая нагрузка с менее плотным, относительно Урала и Сибири графиком нагрузки потребителей.

Таблица 1.

Использование установленной мощности ТЭС за период 2008-2017 гг.

Table 1.

TEP installed capacity usage in 2008-2017

Показатель	Ед. изм.	ОЭС Урала	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
$P_{уст}^*$	МВт	44 468,7	25 341,8	5 813,3
Выработка*	млн кВт·ч	243 164,5	110 642,9	22 186,8
ЧЧИ $P_{уст}$	ч	5 468	4 366	3 817
КИУМ	%	62	50	44

\* – усредненные показатели за 10-летний период 2008-2017 гг.

Пиковые нагрузки ОЭС Урала покрываются маневренными тепловыми энергоблоками с газовыми турбинами (ГТУ). При этом порядка 70 % от установленной мощности ТЭС составляют энергоблоки с паросиловыми установками. В ОЭС Сибири паросиловые агрегаты занимают 97 % от установленной мощности ТЭС, в ОЭС Востока – 90 %.

При этом ресурсное обеспечение электростанций в рассматриваемых ОЭС на сегодняшний день принципиально отличается: в ОЭС Урала основным видом топлива является природный газ, в то время как в ОЭС Сибири практически все крупные электростанции в качестве основного топлива используют уголь, в ОЭС Востока также уголь преобладает в топливном балансе электростанций, однако часть ТЭС была переоборудована для использования природного газа.

В первой половине XX в. энергетика Урала базировалась исключительно на твердом топливе. Использовались угли Кизеловского (Пермская область), Богословского (Свердловская область) и Челябинского бассейнов. С развитием промышленности местных ресурсов стало не хватать. Начался массовый завоз кузнецкого угля и позже – дешевого высокозольного угля из Экибастузского бассейна (Казахстан). В 1960-х гг. в Западной Сибири (Тюменская область, ХМАО, ЯНАО) были открыты месторождения газа и нефти. Урал оказался на пути, по которому сибирский газ шел в европейскую часть СССР. Строительство магистральных газопроводов «Бухара – Урал» и позже «Уренгой – Помары – Ужгород» сделало газ доступным для

уральских электростанций. В Тюменской области, начали строить мощнейшие ГРЭС, изначально спроектированные под газ. Позже началась газификация угольных ТЭЦ в крупных городах (Свердловск, Челябинск, Уфа). Котлы модернизировали для сжигания газа как основного топлива, оставляя уголь или мазут в резерве. Уголь остался топливом только для нескольких крупнейших ГРЭС (Рефтинская ГРЭС, Троицкая ГРЭС).

Электростанции Дальнего Востока долгое время использовали привозной мазут и местные бурые угли. Ситуация изменилась с реализацией шельфовых проектов Сахалина и строительством газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Работы по переводу Владивостокской ТЭЦ-2 на газ проводились в 2010-2013 гг. В Хабаровске газификация генерации проходила поэтапно с середины 2010-х годов по мере наращивания поставок сахалинского газа. Сибирь остается наиболее «угольной» энергосистемой страны благодаря близости Кузбасса и Канско-Ачинского бассейна. Низкая цена угля сдерживает газификацию электростанций региона.

Таким образом, несмотря на использование в различных энергосистемах однотипного оборудования паросиловых энергоблоков ТЭС, режим работы, возрастные характеристики, топливный баланс и множество других параметров различны для разных энергосистем. Поэтому для поиска значимых параметров, влияющих на аварийность генерирующего оборудования, может быть использован многомерный анализ данных. Определение взаимосвязи между множеством переменных часто является ключом к разгадыванию сложных закономерностей и принятию обоснованных решений. Многомерный анализ применяется в различных областях энергетики при решении оптимизационных задач [15, 16].

### III. Подготовка исходных данных

Для практического изучения влияния различных факторов на аварийность электростанций авторами была подготовлена база данных, которая содержит информацию по 546 паросиловым энергоблокам, размещенным на 115 тепловых электростанциях восточной части ЕЭС России (табл. 2).

В базе данных содержатся характеристики энергоблоков, приведенные в табл. 3: 21 наблюдаемый признак и зависимая переменная – коэффициент аварийности энергоблока.

Коэффициент аварийности генерирующего оборудования характеризует относительное время внеплановых (аварийных) ремонтов энергооборудования за год и рассчитывается по формуле:

$$q_{\text{ав}} = \frac{t_{\text{ав}}}{t_{\text{раб}} + t_{\text{ав}}}, \quad (1)$$

где:  $t_{\text{ав}}$  – суммарное число часов простоя оборудования во внеплановых

(включая аварийные) ремонтах в базовом периоде, ч;  $t_{\text{раб}}$  – продолжительность работы оборудования в базовом периоде (ч) [11].

Таблица 2.

Количество рассматриваемых электростанций и энергоблоков (в шт.)

Table 2.

Number of analyzed power plants and power units (in units)

Показатель	ОЭС Урала	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
Количество ТЭС	46	53	16
Количество энергоблоков, в т.ч.:	208	270	68
– с конденсационными турбинами	65	62	20
– с теплофикационными турбинами	57	78	26
– с теплофикационными турбинами с производственным отбором пара	49	70	14
– с турбинами с противодавлением	37	60	8

Для обеспечения репрезентативности исследования набор признаков (табл. 3) формировался на основе физических представлений о работе паросилового оборудования, данных технической отчетности электростанций и критерия доступности информации.

Анализ базы данных показывает, что на электростанциях различных региональных энергосистем зачастую эксплуатируются энергоблоки с аналогичными марками турбин, при этом энергоблоки ОЭС Урала в подавляющем большинстве в качестве топлива используют природный газ, а энергоблоки ОЭС Сибири и ОЭС Востока – уголь. Также можно отметить относительно меньший средний возраст энергоблоков ОЭС Урала, а также заметно большую единичную мощность энергоблока, относительно агрегатов в ОЭС Сибири и ОЭС Востока (табл. 4).

Таблица 3.

Перечень исследуемых признаков

Table 3.

List of investigated features

№ п/п	Наименование признака	Ед. изм.	Обозначение признака
1	2	3	3
1	Коэффициент аварийности энергоблока (ЭБ)*	%	<i>Accident_rate</i>
2	$P_{\text{уст}} \text{ЭБ}^*$	МВт	<i>P_inst</i>
3	$P_{\text{расп}} \text{ЭБ}^*$	МВт	<i>P_avail</i>
4	Год ввода в работу ЭБ	–	<i>Build</i>
5	Тип основного топлива	уголь/газ	<i>Fuel type</i>

Окончание табл. 3.  
Перечень исследуемых признаков

Table 3 (end).  
List of investigated features

6	Вид топлива	–	<i>Fuel subtype</i>
7	Доля угля в топливном балансе*	%	<i>Coal share</i>
8	Тех. мин. ЭБ в процентах от $P_{уст}$ *	%	<i>P inst min</i>
9	Число часов (ЧЧ) капитальных ремонтов энергоблока (ЭБ) в год*	ч	<i>Repair major</i>
10	ЧЧ средних ремонтов ЭБ в год*	ч	<i>Repair middle</i>
11	ЧЧ текущих ремонтов ЭБ в год*	ч	<i>Repair current</i>
12	ЧЧ работы ЭБ в год*	ч	<i>Middle work time</i>
13	ЧЧ ремонтов ЭБ (капитальных, средних и текущих) в году*	ч	<i>Middle repair time</i>
14	Температура наружного воздуха (ТНВ) наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 [17]	°С	<i>T_out_min</i>
15	ТНВ теплого периода с обеспеченностью 0,98 [17]	°С	<i>T_out_max</i>
16	ТНВ наиболее теплого летнего месяца [17]	°С	<i>T_out avg</i>
17	Фактическая продолжительность отопительного периода 2016-2017 гг.	суток	<i>Actual duration of the heating period</i>
18	Тариф на электроэнергию для ЭБ (на II полугодие 2017 г.) [18, 19]	руб./ (МВт·ч)	<i>Rate_ee</i>
19	Тариф на мощность для ЭБ (на II полугодие 2017 г.) [18, 19]	руб./МВт . в месяц	<i>Rate_power</i>
20	Объединенная энергосистема	–	<i>OES</i>
21	Регион РФ	–	<i>Region</i>
22	Тип электростанции	–	<i>Type</i>

\* – усредненный показатель за 10-летний период наблюдений (2008-2017 гг.)

Таблица 4.  
Характеристика паросиловых энергоблоков ТЭС

Table 4.  
Characteristics of TPP steam power units

Показатель	Ед.изм.	ОЭС Урала	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
Количество	шт.	208	270	68
Средний возраст	лет	42	49	49
Усредненная $P_{уст}$	МВт	144	90	82
Доля угля в топливном балансе	%	17	95	73

#### IV. Статистический анализ

В ходе исследования применены методы статистического анализа. Для проверки мультиколлинеарности между независимыми переменными использовался анализ фактора инфляции дисперсии (*VIF*), позволяющий выявить наличие линейной зависимости между признаками, которая может приводить к неустойчивости оценок параметров модели.

Построение моделей для выявления факторов, влияющих на тарифные ставки и коэффициент аварийности энергоблока, осуществлялось с использованием алгоритма случайного леса (*Random Forest*), который относится к методам ансамблевого машинного обучения и позволяет эффективно работать с нелинейными зависимостями, высокоразмерными данными и взаимодействиями между признаками, обеспечивая высокую точность прогнозирования и интерпретируемость результатов за счет оценки важности факторов.

Перечисленные методы статистического анализа применены с использованием библиотеки *sklearn* на языке программирования *Python 3.10*. Данная библиотека предназначена для машинного обучения, в ее состав входят различные алгоритмы, в том числе, необходимые для решения задач классификации, регрессионного и кластерного анализа данных [20].

В качестве альтернатив рассматривались: линейная регрессия с регуляризацией (*Lasso, Ridge*), градиентный бустинг и нейронные сети. Однако линейные модели предполагают строго линейную связь и не улавливают пороговые эффекты, что делает их менее адекватными для стохастической аварийности, демонстрирующей более слабые зависимости. Градиентный бустинг (*XGBoost, LightGBM*) способен дать сходную или даже лучшую точность, но сложнее в настройке гиперпараметров и менее интерпретируем, тогда как для научной статьи прозрачность метода имеет принципиальное значение. Нейронные сети требуют значительно большего объема данных (546 записей недостаточно) и представляют собой «черный ящик» без прямой оценки важности признаков, что исключает их использование в данном исследовании.

#### V. Расчеты

В ходе анализа мультиколлинеарности факторов, влияющих на надежность и эффективность функционирования энергоблоков, с использованием показателя *VIF* (*Variance Inflation Factor*) был выявлен ряд признаков, характеризующихся высокой степенью корреляции. Мультиколлинеарность представляет серьезную проблему при построении регрессионных моделей, поскольку приводит к нестабильности оценок параметров, искажению стандартных ошибок и затрудняет интерпретацию влияния отдельных предикторов на зависимую переменную. В качестве пороговых значений использовались общепринятые критерии: значение *VIF*, превышающее 10, свидетельствует о критическом уровне мультиколлинеарности, тогда

как показатели в диапазоне от 5 до 10 указывают на наличие умеренной корреляции, требующей дальнейшего рассмотрения. Результат анализа представлен на рис. 3.

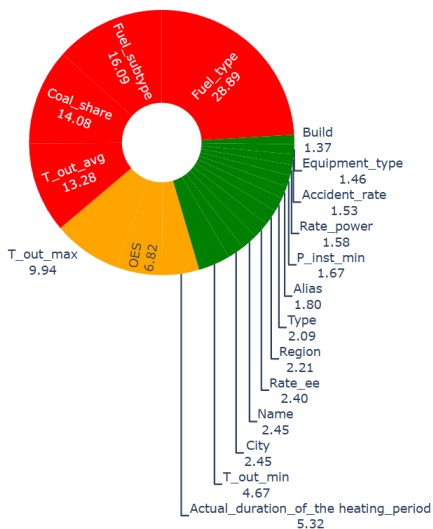


Рис. 3. Анализ взаимосвязи признаков

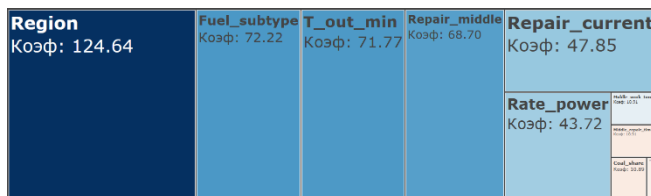
Fig. 3. Analysis of the relationship between features

Проведенный анализ исходного набора данных выявил две группы признаков с недопустимо высокими значениями  $VIF$ . Первая группа объединяет топливные характеристики энергоблоков:  $Fuel\_type$  (тип основного топлива) показал значение  $VIF$  равно 28,68,  $Fuel\_subtype$  (подтип топлива) – 16,08, а  $Coal\_share$  (доля угля) – 13,68. Столь высокие показатели объясняются логической и статистической зависимостью между данными переменными: принадлежность к определенному подтипу топлива предопределяет его общий тип, а для угольных станций доля угля жестко детерминирована его маркой. Вторая группа включает температурные характеристики:  $T\_out\_avg$  (температура наиболее теплого месяца) имеет  $VIF$  13,17, а  $T\_out\_max$  (температура теплого периода) – 9,82, что указывает на высокую корреляцию между показателями, описывающими летний температурный режим.

На основе полученных результатов и с учетом физических особенностей функционирования энергоблоков было принято решение о корректировке набора переменных. Из топливной группы для дальнейшего анализа сохраняются наиболее информативные признаки  $Fuel\_subtype$  и  $Coal\_share$ , тогда как избыточная переменная  $Fuel\_type$  подлежит исключению. Из

группы температурных параметров исключаются  $T_{out\_avg}$  и  $T_{out\_max}$  в пользу сохранения переменных, имеющих прямое физическое обоснование для режимов работы энергооборудования:  $T_{out\_min}$  (температура наиболее холодной пятидневки) и  $Actual\_duration\_of\_the\_heating\_period$  (фактическая продолжительность отопительного периода). Признак принадлежности к объединенной энергосистеме ( $OES$ ), показавший пограничное значение  $VIF$  на уровне 6,8, оставляется в модели в качестве структурной контрольной переменной с последующей проверкой его влияния после удаления коррелирующих температурных факторов. Остальные показатели, включая технические характеристики, ремонтные часы и тарифные ставки, демонстрируют низкие значения  $VIF$  и могут быть включены в модель без дополнительных преобразований.

Для дальнейшей оценки влияния различных факторов на целевые признаки была построена множественная линейная регрессионная модель, из которой для обеспечения чистоты оценок предварительно были исключены коллинеарные признаки. На основании проведенного регрессионного анализа визуализированы десять наиболее значимых признаков, ранжированных по абсолютной величине их влияния на тарифную ставку на электрическую энергию (рис. 4).



**Рис. 4. Анализ наиболее значимых признаков, влияющих на тарифную ставку на электрическую энергию, руб./(МВт·ч)**

**Fig. 4. Analysis of the most significant factors influencing the tariff rate for electricity, RUB/(MWh)**

Анализ полученных результатов позволяет заключить, что наибольший вклад в формирование тарифной ставки на электроэнергию вносят качественные характеристики топливного режима и территориальной принадлежности энергоблока.

Значительная величина коэффициента для переменной *Region* (регион расположения) отражает сохраняющуюся дифференциацию энергетических рынков и тарифных решений в зависимости от географического положения, что может быть обусловлено различиями в логистике поставок топлива, климатических условиях и региональной инвестиционной политике.

Переменная *Fuel\_subtype* (подтип топлива) демонстрирует максимальные абсолютные значения коэффициентов, что подтверждает определяющую роль структуры топливопотребления в себестоимости генерации электроэнергии и, как следствие, в уровне устанавливаемого тарифа.

Среди технико-эксплуатационных параметров наиболее существенное положительное влияние на тарифную ставку оказывают показатели ремонтной деятельности, в частности *Repair\_current* (текущие ремонты) и *Repair\_middle* (средние ремонты), что может быть интерпретировано как перенос затрат на поддержание работоспособности оборудования в конечную цену электроэнергии для потребителя. Примечательно, что переменная *Middle\_work\_time* (среднее время работы) также вошла в число значимых факторов, однако ее коэффициент имеет меньшую величину по сравнению с затратами на ремонты. Важно отметить присутствие в модели климатического фактора – *T\_out\_min* (температура наиболее холодной пятидневки). Взаимосвязь тарифа на электроэнергию с переменной *Rate\_power* (тарифная ставка на мощность) подтверждает наличие перекрестного субсидирования или технологической связи между двумя составляющими конечной цены на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

На рис. 5 представлены десять признаков, оказывающих наиболее сильное влияние на тарифную ставку на мощность, ранжированных по абсолютной величине стандартизированных коэффициентов.

<b>Coal_share</b> Коэф: 48838.01	<b>Type</b> Коэф: 44084.28	<b>Rate_ee</b> Коэф: 32152.31	<b>Region</b> Коэф: 25144.13	<b>Fuel_subtype</b> Коэф: 19329.49
			<b>Build</b> Коэф: 21260.74	<b>Repair_middle</b> Коэф: 12865.92
				<b>Repair_current</b> Коэф: 10497.20
				<b>Accident_rate</b> Коэф: 7285.17

**Рис. 5. Анализ наиболее значимых признаков, влияющих на тарифную ставку на мощность, руб./ (МВт в месяц)**

**Fig. 5. Analysis of the most significant factors influencing the tariff rate for capacity, RUB/ (MW per month)**

Наибольшее положительное влияние на рост тарифной ставки оказывает доля угля в топливном балансе (*Coal\_share*). Высокие издержки на содержание систем хранения, подготовки топлива и утилизации отходов напрямую транслируются в повышенную требуемую плату за мощность.

Вторым по значимости фактором выступает тип электростанции (*Type*). Положительный знак коэффициента (при соответствующем кодировании переменной) указывает на системные различия в экономике ТЭЦ и КЭС. Теплоэлектроцентрали, функционирующие в режиме когенерации, имеют возможность распределять затраты на тепловую и электрическую энергию,

что формирует иную, чем у конденсационных станций, структуру тарифа на мощность. Высокий положительный коэффициент для тарифа на электроэнергию (*Rate\_ee*) свидетельствует о тесной связи двух тарифных составляющих. Энергоблоки, работающие в более выгодном ценовом кластере электроэнергии, как правило, обладают и более высокой ставкой мощности, что может отражать их востребованность в ценозависимых режимах.

Значимость региональной принадлежности (*Region*) и года ввода (*Build*) подтверждает гипотезы о территориальной дифференциации затрат и о премии для новых инвестиционных проектов (ДПМ). Более детальная градация топлива (*Fuel\_subtype*) также ожидаемо увеличивает тариф, так как разные марки угля и виды газа имеют различную теплотворную способность и стоимость.

На рис. 6 представлен ранжированный перечень признаков, оказывающих наиболее существенное влияние на коэффициент аварийности энергоблоков (*Accident\_rate*).

Feature	Importance
<i>P_inst_min</i>	0.00406
<i>Fuel_subtype</i>	0.00399
<i>Coal_share</i>	0.00351
<i>Repair_current</i>	0.00301
<i>Rate_power</i>	0.00128

**Рис. 6. Анализ наиболее значимых признаков, влияющих на аварийность энергоблоков**

**Fig. 6. Analysis of the most significant features influencing the accident rate of power units**

Наибольшее положительное влияние на рост коэффициента аварийности оказывает технический минимум энергоблока (*P\_inst\_min*). На основе полученных результатов статистического анализа базы данных можно предположить, что увеличение технического минимума повышает коэффициент аварийности. Положительная корреляция здесь требует специальной интерпретации: авторы полагают, что энергоблоки с высоким техническим минимумом (то есть неспособные глубоко разгружаться) вынуждены чаще работать в режимах, близких к номиналу, либо, наоборот, испытывать стресс при попытках работы в неоптимальных зонах нагрузки. Это сокращает ресурс оборудования и повышает вероятность аварий. Более маневренные блоки (с низким минимумом) имеют возможность выбора более щадящих режимов.

Подтип топлива (*Fuel\_subtype*), также оказывает заметное влияние на коэффициент аварийности. Различные марки угля, виды газа обладают неодинаковой теплотворной способностью и химическим составом, что

напрямую влияет на интенсивность износа котельного оборудования, горелок и поверхностей нагрева.

Практически равнозначное влияние демонстрирует доля угля в топливном балансе (*Coal\_share*). Положительный коэффициент подтверждает, что увеличение доли угля в топливной корзине станции ведет к росту статистики отказов оборудования.

Влияние текущих ремонтов (*Repair\_current*) и тарифа на мощность (*Rate\_power*) замыкает пятерку лидеров. По мнению авторов, положительный коэффициент для текущих ремонтов может указывать на то, что высокий объем текущих ремонтов является не превентивной мерой, а следствием уже имеющейся высокой аварийности (причинно-следственная связь может быть инвертирована). Связь с тарифом на мощность, хоть и слабая, может отражать тот факт, что станции, пытающиеся максимизировать доход, эксплуатируют оборудование в более напряженном режиме, жертвуя ресурсом.

Интерес представляют крайне низкие положительные коэффициенты для ремонтов (*Middle\_repair\_time*, *Repair\_middle*) и длительности отопительного сезона. Они статистически значимы, но их вклад минимален, что вероятно говорит о том, что плановые ремонты в целом справляются со своей задачей нивелирования износа, а длительность зимы сама по себе не является прямым драйвером аварий – важнее то, как эксплуатируют оборудование в этот период.

## VI. Результаты

Проведенный комплексный факторный анализ трех ключевых показателей – тарифа на электроэнергию, тарифа на мощность и уровня аварийности – позволил выявить общие закономерности и принципиальные различия в структуре детерминирующих их факторов. Полученные результаты дают возможность сформировать целостное представление о том, какие характеристики энергоблоков в наибольшей степени определяют их рыночную стоимость и надежность (табл. 5).

Одним из главных выводов является доминирование топливных характеристик во всех трех моделях. Доля угля и подтип топлива стабильно входят в число наиболее значимых признаков, однако направление влияния различается: угольная генерация ожидаемо повышает оба тарифа, компенсируя высокие издержки, но она же демонстрирует повышенный риск аварийности в силу более тяжелых условий эксплуатации оборудования. Подобные выводы были сделаны авторами по итогам анализа коэффициентов аварийности конденсационных энергоблоков ОЭС Урала и ОЭС Сибири [21]. При этом важно отметить, что анализ коэффициентов аварийности конденсационных энергоблоков проводился с использованием других статистических методов (построение матрицы корреляций параметров, РСА-анализ), что подтверждает надежность полученных результатов.

**Таблица 5.**  
**Направление и величина влияния ключевых факторов на тарифные ставки и коэффициент аварийности энергоблоков**

**Table 5.**  
**Key factors direction and magnitude on tariff rates and the accident rate of power units**

Признак	Тариф на электроэнергию ( <i>Rate ee</i> )	Тариф на мощность ( <i>Rate power</i> )	Коэффициент аварийности ( <i>Accident rate</i> )
Доля угля ( <i>Coal share</i> )	↑ (среднее)	↑↑ (наибольшее)	↑ (среднее)
Подтип топлива ( <i>Fuel subtype</i> )	↑↑ (наибольшее) газ повышает (уголь снижает)	↑ (среднее) уголь повышает (газ снижает)	↑↑ (наибольшее) уголь повышает (газ снижает)
Технический минимум ( <i>P inst min</i> )	нейтральное	↓ (отрицательное)	↑↑ (наибольшее)
Тип энергоблока ( <i>Type</i> )	н/д	↑↑ (второе по величине) ТЭЦ повышает (КЭС снижает)	↓ (отрицательное) ТЭЦ снижает (КЭС повышает)
Год ввода ( <i>Build</i> )	нейтральное	↑ (среднее)	н/д
Текущие ремонты ( <i>Repair current</i> )	↑ (среднее)	н/д	↑ (среднее)
Капитальные ремонты ( <i>Repair major</i> )	нейтральное	↓ (отрицательное)	нейтральное
Температура холодной пятидневки ( <i>T out min</i> )	↑ (среднее)	↓ (отрицательное)	↓ (отрицательное)
Тариф на электроэнергию ( <i>Rate ee</i> )	–	↑↑ (третье по величине)	н/д
Тариф на мощность ( <i>Rate power</i> )	↑ (среднее)	–	↑ (малое)
Среднее время работы ( <i>Middle work time</i> )	↑ (малое)	н/д	н/д

**Примечания:**

↑ – положительное влияние (рост признака ведет к росту целевой переменной);

↓ – отрицательное влияние (рост признака – снижение целевой переменной);

↑↑ – наиболее сильное положительное влияние среди всех признаков;

«нейтральное» – коэффициент близок к нулю;

«н/д» – нет данных (признак не рассматривался для данной целевой переменной или исключен при VIF-фильтрации).

Признак «подтип топлива» (*Fuel\_subtype*) является категориальным и отражает качественный переход между типами топлива, что создает пороговый эффект: даже частичное использование угля в топливном балансе приводит к качественному изменению условий эксплуатации энергоблока и росту аварийности. В то же время «доля угля в топливном балансе» (*Coal\_share*) – количественная переменная, которая внутри группы угольных блоков уже не дает пропорционального увеличения числа аварий, так как основные риски связаны с самим фактом использования угля, а не с его точным процентным содержанием.

Температурные факторы играют существенную, но разнонаправленную роль. В тарифообразовании на мощность низкие температуры выступают фактором снижения удельной ставки, предположительно из-за эффекта «избыточного резервирования», когда большой объем мощностей, востребованных лишь в пиковые холода, распределяется на весь период. Влияние же климата на коэффициент аварийности оказалось парадоксальным: суровые условия коррелируют с меньшим числом аварий, что может быть связано с изначально более высокими требованиями к проектированию оборудования в северном исполнении.

Анализ ремонтных факторов выявил принципиальное различие между капитальными и текущими ремонтами. Капитальные ремонты демонстрируют устойчивую отрицательную связь с коэффициентом аварийности и при этом ассоциируются с более низкими тарифами на мощность. Напротив, текущие ремонты имеют положительную связь с коэффициентом аварийности, что свидетельствует об их реактивном, а не профилактическом характере.

Важной закономерностью стала четкая поляризация факторов. Для тарифа на мощность положительный вклад вносят уголь, тип ТЭЦ, возраст энергоблока (год ввода), тогда как отрицательный – низкие температуры, маневренность и капитальные ремонты. Для коэффициента аварийности положительный вклад дают уголь и его подтипы, а отрицательный – тип станции и тип оборудования. Отсутствие единообразного влияния одних и тех же факторов подчеркивает сложность системы и необходимость поиска компромиссов при управлении энергосистемами.

Сравнительный анализ подтвердил, что экономические показатели лучше поддаются линейному моделированию, демонстрируя прямые связи с техническими характеристиками. Аварийность, будучи стохастическим явлением, показывает более слабые зависимости, однако даже в линейном приближении удалось выделить устойчивые факторы риска. Полученные результаты создают основу для построения комплексной модели оптимизации, учитывающей как экономическую эффективность, так и эксплуатационную надежность энергоблоков.

## VII. Заключение

Анализ функционирования паросиловых энергоблоков Восточной части ЕЭС России за рассматриваемый десятилетний период позволяет сделать следующие выводы.

Во всех рассматриваемых энергообъединениях тепловые электростанции занимают основную часть генерирующих мощностей. При этом структура установленной мощности, и как следствие – функции тепловых электростанций в различных объединенных энергосистемах – разные, а значит и режим их работы различается. Так, в ОЭС Урала тепловые электростанции покрывают как базовую нагрузку потребителей, так и пиковую часть графика нагрузки, выполняя регулирующую функцию, тогда как в ОЭС Востока, и особенно в Сибири, регулирующую функцию выполняют гидроэлектростанции. Что касается топливного баланса электростанций, можно отметить, что в ОЭС Урала основным видом топлива является природный газ, в то время как в ОЭС Сибири практически все крупные электростанции в качестве основного топлива используют уголь, в ОЭС Востока также уголь преобладает в топливном балансе электростанций, но часть ТЭС была переоборудована для использования природного газа.

Одним из главных выводов проведенного регрессионного анализа является значимое влияние топливных характеристик генерирующего оборудования на его экономические характеристики и надежность. Угольные энергоблоки имеют более высокие тарифные параметры, а также демонстрируют повышенные коэффициенты аварийности, в сравнении с газовыми энергоблоками. По результатам анализа, влияние вида топлива на коэффициент аварийности является наиболее сильным по сравнению с другими наблюдаемыми признаками.

Полученные результаты анализа могут быть использованы при разработке предложений, направленных на повышение балансовой надежности энергосистем. Также возможно использование зафиксированных закономерностей для корректировки методики расчета межтопливной конкуренции, которая является составной частью Порядка составления прогнозных региональных топливно-энергетических балансов [12]. Продолжением настоящего исследования может стать проведение аналогичного анализа по электростанциям ОЭС западной части ЕЭС России.

© Евсеенко П.Н., 2026

© Дворцовой А.И., 2026

© Русина А.Г., 2026

*Поступила в редакцию 06.04.2026*

*Принята к публикации 20.04.2026*

*Received 06.04.2026*

*Accepted 20.04.2026*

## Библиографический список

- [1] Garver L.L. Effective load carrying capability of generating units // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1966. № PAS-85 (8). P. 910-919.
- [2] Billinton R., Allan R.N. Reliability evaluation of power systems. Boston, MA, USA: Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
- [3] Глоссарий // АО «СО ЕЭС». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.soups.ru/functioning/glossary/> (дата обращения 01.01.2026).
- [4] Stenclik D., Bloom A., Cole W., Acevedo A.F., Stephen G., Tuohy A. Redefining resource adequacy for modern power systems: A report of the redefining resource adequacy task force. Tech. Rep. NREL/TP-5C00-80896. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021. DOI: 10.2172/1961567
- [5] Carvallo J.P., Zhang N., Leibowicz B.D., Carr T., Baik S., Larsen P.H. A guide for improved resource adequacy assessments in evolving power systems: Institutional and technical dimensions. Tech. Rep. Berkeley, CA, USA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2023.
- [6] Alvarez-Alvarado M.S., Donaldson D.L., Recalde A.A., Noriega H.H., Khan Z.A., Velasquez W., Rodriguez-Gallegos C.D. Power system reliability and maintenance evolution: A critical review and future perspectives // *IEEE Access*. 2022. № 10. P. 51922-51950. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3172697
- [7] Крупнёв Д.С., Бояркин Д.А., Якубовский Д.В., Северина Я.Д. Исследование влияния аварийности энергетического оборудования на показатели балансовой надёжности и величину оперативного резерва электроэнергетических систем // Методические вопросы исследования надёжности больших энергетических систем, Сентябрь 21-26, 2020, Казань, Россия. Казань: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, 2020. С. 159-168.
- [8] Mansouri M.A., Sioshansi R. The effect of natural gas prices on power system reliability // *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*. 2021. № 8. P. 164-173. DOI: 10.1007/s40518-021-00185-5
- [9] Лишуди А.В. Участие в расследовании аварий, сбор информации об авариях и иных технологических нарушениях, анализ причин аварийности. Участие в контроле за техническим состоянием объектов электроэнергетики // Конференция по ознакомлению субъектов электроэнергетики с технологической деятельности АО «СО ЕЭС», Октябрь 23, 2018, Москва, Россия. [Электронный ресурс]. URL: [https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf\\_5\\_231018\\_prez\\_05\\_inv.pdf](https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf_5_231018_prez_05_inv.pdf) (дата обращения 01.01.2026).
- [10] Белов В.В., Пергаменщик Б.К. Крупные аварии на ТЭС и их влияние на компоновочные решения главных корпусов // *Вестник МГСУ*. 2013. № 4. С. 61-69.
- [11] Приказ Минэнерго России от 06.12.2022 г. N 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. N 1195» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405965165/> (дата обращения 01.01.2026).

- [12] Приказ Минэнерго России от 29.10.2021 N 1169 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: [://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/402941176/](http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/402941176/) (дата обращения 01.01.2026).
- [13] Отчет о функционировании энергосистем России в 2025 году (на основе оперативных данных), АО «СО ЕЭС», 2025. – 5 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2026/tech-disc2026ups/> (дата обращения 01.01.2026).
- [14] Отчеты о функционировании энергосистемы России // АО «СО ЕЭС». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/> (дата обращения 01.01.2026).
- [15] Frieden F., Leker J., Delft S. A multi-objective analysis of grid-connected local renewable energy systems for industrial SMEs // Journal of Energy Storage. 2024. Vol. 98. Part B. DOI: 10.1016/j.est.2024.113033
- [16] Salinas-González J.D., García-Hernández A., Riveros-Rosas D., Moreno-Chávez G., Zarzalejo L.F., Alonso-Montesinos J., Galván-Tejada C.E., Mauricio-González A., González-Cabrera A.E. Multivariate Analysis for Solar Resource Assessment Using Unsupervised Learning on Images from the GOES-13 Satellite // Remote Sensing. 2022. № 14 (9). P. 2203. DOI:10.3390/rs14092203
- [17] Значения коэффициентов и расчетных температур наружного воздуха энергосистем, применяемых для расчетов электроэнергетических режимов и определении технических решений при перспективном развитии энергосистем // АО «СО ЕЭС». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/tech-data/> (дата обращения 01.01.2026).
- [18] Приказ ФАС России от 08.12.2016 N 1736/16 «О ценах (тарифах) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка на 2017 год» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <https://fas.gov.ru/documents/683963> (дата обращения 01.01.2026).
- [19] Приказ ФАС России от 23.12.2016 N 1839/16 «Об утверждении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в ценовых зонах оптового рынка субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) по договорам, заключенным в соответствии с законодательством Российской Федерации с гарантирующими поставщиками (энерго-снабжающими организациями, энергосбытовыми организациями, к числу покупателей электрической энергии (мощности) которых относятся население и (или) приравненные к нему категории потребителей), в целях обеспечения потребления электрической энергии населением и (или) приравненными к нему категориями потребителей, а также с определенными Правительством Российской Федерации субъектами оптового рынка – покупателями электрической энергии (мощности), функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, на 2017

- год» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <https://fas.gov.ru/documents/683959> (дата обращения 01.01.2026).
- [20] Pedregosa F. et al. Scikit-learn: Machine Learning in Python // *Journal of Machine Learning Research*. 2011. № 12 (85). P. 2825-2830.
- [21] Evseenko P., Dvortseyov A., Rusina A., Arestova A. Impact of condensing power plant parameters on failure rates // 2025 IEEE 26th International Conference of Young Professionals in Electron Devices and Materials (EDM), June 27-July 1, 2025, Altai, Russia: IEEE, 2025. P. 1070-1074. DOI: 10.1109/EDM65517.2025.11096889

### References

- [1] L.L. Garver, “Effective load carrying capability of generating units”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-85, no. 8, pp. 910-919, Aug. 1966.
- [2] R. Billinton and R.N. Allan, *Reliability evaluation of power systems*. Boston, MA, USA: Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
- [3] Glossarij [Glossary]. [Online]. Available at: <https://www.sops.ru/functioning/glossary/> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [4] D. Stenlik, A. Bloom, W. Cole, A.F. Acevedo, G. Stephen and A. Tuohy, “Redefining resource adequacy for modern power systems: A report of the redefining resource adequacy task force”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/TP-5C00-80896, 2021.
- [5] J.P. Carvalho, N. Zhang, B.D. Leibowicz, T. Carr, S. Baik and P. H. Larsen, “A guide for improved resource adequacy assessments in evolving power systems: Institutional and technical dimensions”, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA, Tech. Rep., 2023.
- [6] M.S. Alvarez-Alvarado, D.L. Donaldson, A.A. Recalde, H.H. Noriega, Z.A. Khan, W. Velasquez and C.D. Rodriguez-Gallegos, “Power system reliability and maintenance evolution: A critical review and future perspectives”, *IEEE Access*, vol. 10, pp. 51922-51950, May 2022. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3172697
- [7] D.S. Krupenev, D.A. Boyarkin, D.V. Yakubovsky and Y.D. Severina, “Issledovanie vliyaniya avarijnosti energeticheskogo oborudovaniya na pokazateli balansovoj nadyozhnosti i velichinu operativnogo rezerva elektroenergeticheskikh sistem [Study of the influence of accidents of power equipment on the indicators of balance reliability and the size of the operating reserve of electric power systems]”, in proc. *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shih energeticheskikh sistem [Methodological issues of studying the reliability of large energy systems]*, Sep. 21-26, 2020, Kazan, Russia, pp. 159-168 (in Russian).
- [8] M.A. Mansouri and R. Sioshansi, “The effect of natural gas prices on power system reliability”, *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, vol. 8, pp. 164-173, Jun. 2021. DOI: 10.1007/s40518-021-00185-5
- [9] A.V. Lishudi, “Uchastie v rassledovanii avarij, sbor informacii ob avariayah i inyh tekhnologicheskikh narusheniyah, analiz prichin avarijnosti. Uchastie v kontrole za tekhnicheskim sostoyaniem ob"ektov elektroenergetiki (Participation in accident investigations, collection of information on accidents and other technological violations, analysis of accident causes. Participation in monitoring the technical condition of electric power facilities)”, presented at the *Konferenciya po*

- oznakomleniyu sub"ektov elektroenergetiki s tekhnologicheskoy deyatel'nosti AO «SO EES» [Conference on familiarizing electric power industry entities with the technological activities of JSC SO UES], Oct. 23, 2018, Moscow, Russia. [Online]. Available at: [https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf\\_5\\_23\\_1018\\_prez\\_05\\_inv.pdf](https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf_5_23_1018_prez_05_inv.pdf) (in Russian).*
- [10] V.V. Belov and B.K. Pergamenschchik, “large-scale accidents at thermal power plants (tpp) and their influence on equipment layouts inside main buildings”, *Vestnik MGSU [Bulletin of MGSU]*, no. 4, pp. 61-69, 2013 (in Russian).
- [11] Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated Dec. 6, 2022 no. 1286 “Ob utverzhdenii Metodicheskikh ukazaniy po proektirovaniyu razvitiya energosistem i o vnesenii izmenenij v prikaz Minenergo Rossii ot 28 dekabrya 2020 g. N 1195 [On approval of the Methodological Guidelines for the Design of Energy Systems Development and on amendments to the Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated December 28, 2020 N 1195]”, *Official Internet portal of legal information.* [Online]. Available at: [//www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405965165/](http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405965165/) [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [12] Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated Oct. 29, 2021 no. 1169 “Ob utverzhdenii Poryadka sostavleniya toplivno-energeticheskikh balansov sub"ektov Rossijskoj Federacii, municipal'nyh obrazovaniy [On approval of the Procedure for compiling fuel and energy balances of constituent entities of the Russian Federation, municipalities]”, *Official Internet portal of legal information.* [Online]. Available at: [//www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/402941176/](http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/402941176/) [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [13] *Otchet o funkcionirovanii energosistem Rossii v 2025 godu (na osnove operativnykh dannyh) [Report on the functioning of the Russian energy systems in 2025 (based on operational data)]*, “SO UPS”, JSC, 2025. [Online]. Available at: <https://www.soups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2026/tech-disc2026ups/> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [14] *Otchety o funkcionirovanii energosistemy Rossii [Reports on the functioning of the Russian energy system].* [Online]. Available at: <https://www.soups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [15] F. Frieden, J. Leker and S. Delft, “A multi-objective analysis of grid-connected local renewable energy systems for industrial SMEs”, *Journal of Energy Storage*, vol. 98, part B, Sept. 2024. DOI: 10.1016/j.est.2024.113033
- [16] J.D. Salinas-González, A. García-Hernández, D. Riveros-Rosas, G. Moreno-Chávez, L.F. Zarzalejo, J. Alonso-Montesinos, C.E. Galván-Tejada, A. Mauricio-González, and A.E. González-Cabrera, “Multivariate Analysis for Solar Resource Assessment Using Unsupervised Learning on Images from the GOES-13 Satellite”, *Remote Sensing*, vol. 14, no. 9, pp. 2203, May 2022. DOI: 10.3390/rs14092203
- [17] *Znacheniya koeffitsientov i raschetnykh temperatur naruzhnogo vozduha energosistem, primenyaemykh dlya raschetov elektroenergeticheskikh rezhimov i opredelenii tekhnicheskikh reshenij pri perspektivnom razvitiu energosistem [Values of coefficients and calculated temperatures of outdoor air of power systems used for calculating electric power modes and determining technical solutions for the long-*

- term development of power systems]. [Online]. Available at: <https://www.soups.ru/future-planning/tech-data> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [18] Order of the FAS Russian Federation dated Dec. 8, 2016 no. 1736/16 “O cenah (tarifah) na elektricheskuyu energiyu (moshchnost'), postavlyaemuyu v necenovyyh zonah optovogo rynka na 2017 god [On prices (tariffs) for electric energy (capacity) supplied in non-price zones of the wholesale market for 2017]”, *Official Internet portal of legal information*. [Online]. Available at: <https://fas.gov.ru/documents/683963> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [19] Order of the FAS Russian Federation dated Dec. 12, 2016 no. 1839/16 “Ob utverzhdenii cen (tarifov) na elektricheskuyu energiyu (moshchnost'), postavlyaemuyu v cenovyh zonah optovogo rynka sub"ektami optovogo rynka - proizvoditelyami elektricheskoy energii (moshchnosti) po dogovoram, zaklyuchennym v sootvetstvii s zakonodatel'stvom Rossijskoj Federacii s garantiruyushchimi postavshchikami (energосnabzhayushchimi organizatsiyami, energosbytovymi organizatsiyami, k chislu pokupatelej elek-tricheskoy energii (moshchnosti) kotoryh odnosyatsya naselenie i (ili) priravnennyye k nemu kategorii potrebitelej), v celyah obespecheniya potrebleniya elektricheskoy energii naseleniem i (ili) priravnennymi k nemu kategoriyami potrebitelej, a takzhe s opredelennymi Pravitel'stvom Rossijskoj Federacii sub"ektami optovogo rynka - pokupatelyami elektricheskoy energii (moshchnosti), funkcioniruyushchimi v otдел'nyh chastyakh cenovyh zon optovogo rynka, dlya kotoryh Pravitel'stvom Rossijskoj Federacii ustanovleny osobennosti funkcionirovaniya optovogo i roznichnyh rynkov, na 2017 god [On Approval of Prices (Tariffs) for Electric Energy (Capacity) Supplied in Wholesale Market Price Zones by Wholesale Market Entities - Producers of Electric Energy (Capacity) under Agreements Concluded in Accordance with the Legislation of the Russian Federation with Guaranteeing Suppliers (Energy Supply Organizations, Energy Sales Organizations, Whose Electric Energy (Capacity) Buyers Include the Population and (or) Equivalent Consumer Categories), in Order to Ensure Electric Energy Consumption by the Population and (or) Equivalent Consumer Categories, as well as with Wholesale Market Entities Determined by the Government of the Russian Federation - Buyers of Electric Energy (Capacity), Operating in Certain Parts of Wholesale Market Price Zones, for Which the Government of the Russian Federation Has Established the Features of the Functioning of the Wholesale and Retail Markets, for 2017]”, *Official Internet portal of legal information*. [Online]. Available at: <https://fas.gov.ru/documents/683959> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [20] F. Pedregosa et al., “Scikit-learn: Machine Learning in Python”, *Journal of Machine Learning Research*, vol. 12, no. 85, pp. 2825-2830, 2011.
- [21] P. Evseenko, A. Dvortsevoy, A. Rusina and A. Arestova, “Impact of condensing power plant parameters on failure rates”, in *proc. 2025 IEEE 26th International Conference of Young Professionals in Electron Devices and Materials (EDM)*, June 27-July 1, 2025, Altai, Russia, pp. 1070-1074. DOI: 10.1109/EDM65517.2025.11096889

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**  
**INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Евсеенко Павел Николаевич**, аспирант Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация.

**Pavel N. Evseenko**, postgraduate student of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation.

**Дворцевой Александр Игоревич**, кандидат технических наук, доцент Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация.

**Alexandr I. Dvortsevov**, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation.

**Русина Анастасия Георгиевна**, доктор технических наук, доцент Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация.

**Anastasia G. Rusina**, D. Sci. (Eng.), associate professor of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation.