

УДК 621.311.1:621.316

EDN ZQPIJF

## МЕТОДИКА СТРУКТУРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО ФОРМИРОВАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЛОКАЛЬНОГО УЧАСТКА СЕТИ 0,4 кВ

**И.Н. Паскарь**ORCID: 0000-0002-4826-4967 e-mail: [paskar-ivan@mail.ru](mailto:paskar-ivan@mail.ru)Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева  
Кемерово, Россия**А.С. Устюжанина**ORCID: 0009-0004-2049-5984 e-mail: [au.ustyuzhanina@mail.ru](mailto:au.ustyuzhanina@mail.ru)Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева  
Кемерово, Россия

В статье рассмотрена задача структурно-параметрического формирования интеллектуальной распределенной энергосистемы локального участка сети 0,4 кВ. Исходная проблема состоит в том, что индивидуальный выбор солнечных электростанций и систем накопления электроэнергии по установленной мощности или сроку окупаемости не учитывает положение потребителей в сети, исходный профиль напряжения, загрузку линий и трансформатора, ограничения по размещению оборудования и необходимость резервирования критической нагрузки. Предложена методика, включающая формирование расчетного паспорта участка, разделение потребителей на функциональные группы, многокритериальный отбор активных узлов, расчет мощности солнечных электростанций и емкости накопителей, генерацию альтернативных конфигураций, энергетическую и режимную проверку, Парето-отбор и итоговое ранжирование методом *TOPSIS*. Методика отличается последовательным совместным определением структуры участников и параметров оборудования локального электротехнического комплекса. Апробация выполнена для обезличенного участка реальной сети 0,4 кВ, расчетная топология которого включает 33 точки присоединения потребителей. Ненулевые почасовые профили нагрузки представлены для 24 точек. Расчетный массив включает 10 409 часовых интервалов, а энергетические и экономические показатели приведены к годовому периоду. Из 4080 структурных конфигураций после энергетической фильтрации оставлено 24 варианта, из которых 22 удовлетворили принятым режимным ограничениям. В Парето-множество вошли 16 решений. Конфигурация ранга 1 включает 12 активных потребителей, 147 кВт солнечных электростанций и 125,44 кВт·ч систем накопления электроэнергии. Минимальное и максимальное напряжения составляют соответственно 0,9636 и 1,0550 о.е., максимальная загрузка линии – 90,42 %, трансформатора – 66,56 %. Коэффициент годового покрытия равен 1,0042, доля самоснабжения – 47,75 %. Простой срок окупаемости полной конфигурации составляет 26,40 г, сценарный срок с учетом ежегодного роста тарифа на 11 % –

11,38 г. Ограничениями исследования являются использование однофазного эквивалента сети, отсутствие учета деградации накопителей и предпроектный характер экономической оценки.

**Ключевые слова:** активный потребитель; интеллектуальная распределенная энергосистема; локальный электротехнический комплекс; многокритериальный выбор; Парето-отбор; система накопления электроэнергии; солнечная электростанция; структурно-параметрическое формирование; *TOPSIS*.

**Для цитирования:** Паскарь И.Н., Устюжанина А.С. Методика структурно-параметрического формирования интеллектуальной распределенной энергосистемы локального участка сети 0,4 кВ // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 3. С. 120-140. EDN ZQPIJF

## METHOD FOR STRUCTURAL AND PARAMETRIC FORMATION OF INTELLIGENT DISTRIBUTED ENERGY SYSTEM FOR A 0.4 kV LOCAL NETWORK SECTION

**I.N. Paskar**

ORCID: 0000-0002-4826-4967 e-mail: [paskar-ivan@mail.ru](mailto:paskar-ivan@mail.ru)  
Kuzbass State Technical University n.a. T.F. Gorbachev  
Kemerovo, Russia

**A.S. Ustyuzhanina**

ORCID: 0009-0004-2049-5984 e-mail: [au.ustyuzhanina@mail.ru](mailto:au.ustyuzhanina@mail.ru)  
Kuzbass State Technical University n.a. T.F. Gorbachev  
Kemerovo, Russia

**Abstract.** The paper addresses the structural and parametric formation of an intelligent distributed energy system for a 0.4 kV local network section. The initial problem is that the individual selection of photovoltaic power plants and battery energy storage systems based on installed capacity or payback period does not account for the location of consumers within the network, the initial voltage profile, line and transformer loading, equipment placement constraints, or the need to provide backup power for critical loads. A method is proposed that includes the development of a calculation passport for the network section, classification of consumers into functional groups, multicriteria selection of active nodes, determination of photovoltaic capacity and battery storage capacity, generation of alternative configurations, energy and operating condition verification, Pareto selection, and final ranking using the TOPSIS method. The proposed method is distinguished by the sequential and integrated determination of participant roles and equipment parameters within the local electrotechnical complex. The method was tested on an anonymized real 0.4 kV network section whose calculation topology comprises 33 consumer connection points. Non-zero hourly load profiles were available for 24 points. The calculation dataset comprises 10,409 hourly intervals, and the energy and economic indicators were

annualized. Of the 4,080 structural configurations, 24 remained after energy-based filtering, 22 satisfied the adopted operating constraints, and 16 solutions formed the Pareto set. The first-ranked configuration comprises 12 active consumers, 147 kW of photovoltaic capacity, and 125.44 kWh of battery energy storage capacity. The minimum and maximum voltages are 0.9636 and 1.0550 p.u., respectively. The maximum line and transformer loadings are 90.42% and 66.56%. The annual energy coverage ratio is 1.0042, while the self-supply ratio is 47.75%. The simple payback period of the complete configuration is 26.40 years, and the scenario-based payback period considering annual electricity tariff growth of 11% is 11.38 years. The limitations of the study include the use of a single-phase network equivalent, the omission of battery degradation, and the preliminary nature of the economic assessment.

**Keywords:** active consumer; battery energy storage system; intelligent distributed energy system; local electrotechnical complex; multicriteria decision-making; Pareto selection; photovoltaic power plant; structural and parametric formation; TOPSIS.

**For citation:** I.N. Paskar and A.S. Ustyuzhanina, "Method for structural and parametric formation of intelligent distributed energy system for a 0.4 kv local network section", *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 120-140, 2026. EDN ZQPIJF

## I. Введение

Распределительные сети 0,4 кВ являются нижним уровнем системы электроснабжения. При интеграции микрогенерации, солнечных электростанций (СЭС), систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) и цифрового учета такой участок переходит к активному режиму работы. Потребитель может потреблять, генерировать, накапливать и передавать избытки электроэнергии во внешнюю сеть [1-5].

Требования к локальному управлению и координации активных ресурсов в микросетях рассматриваются в стандартах *IEEE* [6, 7], а механизмы взаимодействия объектов микрогенерации и их интеграции в энергетическую систему исследованы в [8-10]. Интеграция распределенных энергетических ресурсов изменяет профиль напряжения, потокораспределение и загрузку элементов сети, что требует учета места установки и параметров СЭС и СНЭЭ [11-13]. Поэтому формирование интеллектуальной распределенной энергосистемы (ИРЭС) 0,4 кВ рассматривается как задача построения локального электротехнического комплекса с разными ролями участников.

Цель исследования – разработать и апробировать методику структурно-параметрического формирования ИРЭС участка сети 0,4 кВ с учетом энергетических, режимных, пространственных, надежности и технико-экономических ограничений. Новизна состоит в объединении назначения ролей потребителей, расчета параметров оборудования, генерации альтер-

натив, фильтрации, Парето-отбора и *TOPSIS* в единую процедуру предпроектного выбора. Расчеты выполнялись в среде *Python* с использованием библиотеки *pandapower* для однофазного эквивалента реального локального участка сети 0,4 кВ. Исходный почасовой массив включал 10 409 расчетных интервалов, соответствующих 433,708 суткам. Годовые энергетические и экономические показатели получены путем умножения результатов расчетного периода на коэффициент приведения  $k_{\text{год}} = 365/433,708 = 0,841579$ . Для каждой конфигурации определялись узловые напряжения, нагрузка линий и трансформатора, генерация СЭС, собственное потребление, покупка и экспорт электроэнергии, режимы заряда и разряда СНЭЭ, а также технико-экономические показатели.

Активная нагрузка каждого узла задавалась индивидуальным почасовым профилем. Реактивная нагрузка определялась расчетно при постоянном коэффициенте мощности  $\cos\varphi = 0,95/P_i(t) \cdot \text{tg}(\arccos 0,95)$ . Поопорная схема содержит марки проводов и длины участков, но не включает полный набор паспортных электрических характеристик. Поэтому сопротивления и допустимые токи отдельных линий принимались по типовым значениям для соответствующих марок проводов. Данное допущение соответствует предпроектному уровню исследования.

## II. Постановка задачи

Локальный участок сети 0,4 кВ рассматривается как нижний расчетный уровень распределительного электротехнического комплекса. В его состав входят пассивные и активные потребители, СЭС, СНЭЭ, учет, мониторинг и локальное управление.

Множество расчетных потребителей участка задается как  $P = \{P_1, P_2, \dots, P_n\}$ , где  $P_i$  –  $i$ -й расчетный потребитель;  $n$  – количество потребителей. При формировании ИРЭС оно разделяется на три непересекающихся подмножества:

$$P = P^{PV+BESS} \cup P^{PV} \cup P^0, \quad (1)$$

где  $P^{PV+BESS}$  – множество просьюмеров со СЭС и СНЭЭ;  $P^{PV}$  – множество потребителей только с СЭС;  $P^0$  – множество потребителей без дополнительного оборудования.

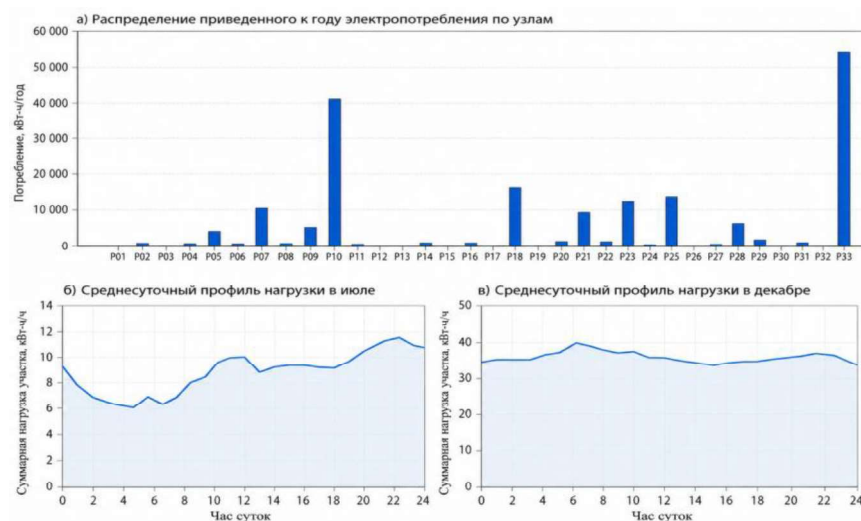
Расчетная топология включает 33 точки присоединения к трансформатору 10/0,4 кВ мощностью 160 кВА. Ненулевые почасовые профили бытовой нагрузки заданы для 24 точек; для  $P15$  и  $P26-P33$  использованы нулевые профили, сохраненные только в топологии сети. Активная мощность задавалась индивидуальными временными рядами, реактивная определялась при  $\cos\varphi = 0,95$ . Участок рассматривается как реальный объект апробации, а не как статистически репрезентативная выборка. Поэтому результаты применимы к сетям с аналогичной радиальной структурой и характером нагрузки, но не переносятся непосредственно на сети с выраженной

трехфазной несимметрией или промышленными потребителями. Сводные показатели и основные ограничения приведены в табл. 1. Распределение нагрузки и характерные профили электропотребления расчетного участка приведено на рис. 1.

**Таблица 1.**  
Исходные показатели и ограничения локального участка сети 0,4 кВ

**Table 1.**  
Initial indicators and constraints of the local 0.4 kV network section

| Показатель                                    | Значение             |
|-----------------------------------------------|----------------------|
| Количество точек присоединения                | 33                   |
| Приведенное к году потребление участка        | 165 887,8 кВт·ч      |
| Пиковая суммарная нагрузка                    | 48,33 кВт            |
| Минимальное / максимальное напряжение         | 0,9084 / 1,0000 о.е. |
| Максимальная загрузка линии / трансформатора  | 46,68 / 34,66 %      |
| Допустимая загрузка линии                     | не более 100 %       |
| Расчетный диапазон напряжения                 | 0,90-1,10 о.е.       |
| Целевая предпроектная загрузка трансформатора | не более 80 %        |



**Рис. 1.** Распределение нагрузки и характерные профили электропотребления расчетного участка

**Fig. 1.** Load distribution and characteristic electricity consumption profiles of the analyzed network section

$$U_{\min}^{dop} \leq U_i(t) \leq U_{\max}^{dop}; \beta_l \leq 100\%; \beta_{tr} \leq 80\%, \quad (2)$$

где  $U_i(t)$  – напряжение в  $i$ -м узле в момент времени  $t$ , о.е.;  $U_{\min}^{dop}$ ,  $U_{\max}^{dop}$  – нижняя и верхняя границы принятого расчетного диапазона напряжения;  $\beta_l$  – нагрузка  $l$ -го элемента сети, %;  $\beta_{tr}$  – нагрузка трансформатора, %.

Исходный режим удовлетворяет принятому расчетному диапазону напряжения 0,90...1,10 о.е. Минимальное напряжение 0,9084 о.е. близко к нижней границе. Максимальная нагрузка линии составляет 46,68 %, трансформатора – 34,66 %. Номинальный предел нагрузки трансформатора составляет 100 %, однако в качестве предпроектного целевого ограничения принято значение 80 %, обеспечивающее резерв для изменения нагрузки и эксплуатационных отклонений. Задача формирования ИРЭС связана с повышением минимального напряжения, ростом локального покрытия нагрузки и резервированием критических электроприемников.

### III. Методика структурно-параметрического формирования

Методика включает структурный и параметрический блоки. Структурный блок определяет роль потребителя в составе ИРЭС. Параметрический блок определяет мощность СЭС, емкость СНЭЭ и расчетные показатели конфигурации.

$$E_i^{PV} = P_i^{PV} \cdot h_{PV}; K_{cov} = \frac{E_{\Sigma}^{PV}}{E_{load}}, \quad (3)$$

где  $E_i^{PV}$  – годовая генерация СЭС  $i$ -го потребителя, кВт·ч/год;  $P_i^{PV}$  – установленная мощность СЭС, кВт;  $h_{PV}$  – удельная годовая выработка, кВт·ч/(кВт·год);  $E_{\Sigma}^{PV}$  – суммарная годовая генерация СЭС, кВт·ч/год;  $E_{load}$  – годовое электропотребление участка, кВт·ч;  $K_{cov}$  – коэффициент годового покрытия.

Первичный допуск потребителя к установке СЭС выполняется по доступной площади. Далее используется многокритериальный отбор. Веса критериев определялись авторами методом анализа иерархий на основании отдельных матриц попарных сравнений для каждого этапа [14]. Независимый экспертный опрос не проводился. Для выбора потребителей только с СЭС коэффициент согласованности  $CR$  равен 0; для выбора потребителей с СЭС и СНЭЭ – 0,0224; для итогового выбора конфигурации – 0,0044. Во всех случаях  $CR < 0,1$ , что свидетельствует о приемлемой согласованности матриц. Ранжирование выполнялось методом *TOPSIS* [15, 16]. Коэффициент близости к идеальному решению имеет вид:

$$C_i = \frac{D_i^-}{D_i^+ + D_i^-}, \quad (4)$$

где  $C_i$  – коэффициент близости  $i$ -й альтернативы к идеальному решению;  $D_i^+$  – расстояние до положительного идеального решения;  $D_i^-$  – расстояние до отрицательного идеального решения.

Для формирования группы кандидатов используется условие  $C_i \geq \alpha C_{\max}$ . Для формирования групп кандидатов использовались отдельные пороговые значения близости к лучшему решению:  $\alpha_{PV} = 0,9$  для потребителей только с СЭС и  $\alpha_{PV+BESS} = 0,88$  для потребителей с СЭС и СНЭЭ. Кандидат включался в соответствующую группу при выполнении условия  $C_i \geq \alpha C_{\max, g}$ . Такой порог исключает выбор единственного лидера и сохраняет группу близких по приоритету потребителей для последующей генерации альтернатив.

Критерии отбора активных потребителей приведены в табл. 2. Поскольку расчет выполнен с использованием однофазного эквивалента сети, стандартизированные коэффициенты несимметрии напряжений и кратковременные провалы напряжения непосредственно не определялись. Вместо них при предварительном ранжировании использовались расчетные индикаторы напряженно-загрузочного состояния узлов.

Таблица 2.

Критерии многокритериального отбора активных потребителей

Table 2.

Criteria for multicriteria selection of active consumers

| Группа     | Критерий                                             | Вес    | Направление |
|------------|------------------------------------------------------|--------|-------------|
| СЭС и СНЭЭ | модуль исходного отклонения напряжения               | 0,2087 | max         |
| СЭС и СНЭЭ | комплексный индекс напряженно-загрузочного состояния | 0,2481 | max         |
| СЭС и СНЭЭ | статический дефицит напряжения                       | 0,2951 | max         |
| СЭС и СНЭЭ | загрузка линии                                       | 0,2481 | max         |
| Только СЭС | удаленность от ТП                                    | 0,3333 | min         |
| Только СЭС | модуль исходного отклонения напряжения               | 0,3333 | min         |
| Только СЭС | комплексный индекс напряженно-загрузочного состояния | 0,3333 | max         |

Для потребителей с СЭС и СНЭЭ модуль исходного отклонения напряжения максимизировался, поскольку накопитель размещался преимущественно в наиболее проблемных узлах, где требовалось локальное резервирование и режимная поддержка. При отборе потребителей только с СЭС данный критерий минимизировался, чтобы не усиливать отклонение напряжения в узлах при отсутствии регулирующего накопителя. В однофазной

расчетной модели комплексный индекс напряженно-загрузочного состояния определялся как  $I_i = 100 \cdot \text{abs}(U_i - 1) + 0,02\beta_i$ , где  $\beta_i$  – нагрузка линии, питающей соответствующий узел. Статический дефицит напряжения определялся как  $D_i = \max(0; 1 - U_i)$ . Эти величины являются расчетными индикаторами состояния узла и не интерпретируются как коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности или зарегистрированный кратковременный провал напряжения.

Таблица 3.

Расчетные группы потребителей и параметры итоговой конфигурации

Table 3.

Calculated consumer groups and parameters of the final configuration

| Группа                     | Состав                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Кол-во | Параметры                                                               |
|----------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|-------------------------------------------------------------------------|
| Просьюмеры со СЭС и СНЭЭ   | P04 – СЭС 15 кВт, СНЭЭ 2,56 кВт·ч; P08 – СЭС 15 кВт, СНЭЭ 5,12 кВт·ч; P09 – СЭС 15 кВт, СНЭЭ 5,12 кВт·ч; P10 – СЭС 3 кВт, СНЭЭ 38,40 кВт·ч; P11 – СЭС 15 кВт, СНЭЭ 2,56 кВт·ч; P23 – СЭС 14 кВт, СНЭЭ 2,56 кВт·ч; P24 – СЭС 5 кВт, СНЭЭ 7,68 кВт·ч; P25 – СЭС 5 кВт, СНЭЭ 61,44 кВт·ч. | 8      | Суммарная мощность СЭС – 147 кВт; суммарная емкость СНЭЭ – 125,44 кВт·ч |
| Потребители только с СЭС   | P01 – 15 кВт; P02 – 15 кВт; P03 – 15 кВт; P07 – 15 кВт                                                                                                                                                                                                                                 | 4      | СЭС в составе общей мощности                                            |
| Без оборудования           | остальные потребители                                                                                                                                                                                                                                                                  | 21     | –                                                                       |
| Итого активные потребители | 12 потребителей                                                                                                                                                                                                                                                                        | 12     | СЭС 147 кВт; генерация 166 584,63 кВт·ч/год                             |

Формирование альтернатив выполнялось в два этапа. На структурном этапе перебирались непустые подмножества восьми кандидатов на установку СЭС и СНЭЭ, и произвольные подмножества четырех кандидатов на установку только СЭС. Поэтому число структурных конфигураций определялось как:

$$N_{conf} = 2^{n_{PV}} (2^{n_{BESS}} - 1) = 2^4 (2^8 - 1) = 4080. \quad (5)$$

На параметрическом этапе для каждого выбранного потребителя формировался дискретный набор допустимых мощностей СЭС. Мощность СЭС изменялась в диапазоне от 1 до 15 кВт с шагом 1 кВт при дополнительном ограничении по доступной площади размещения фотоэлектрических

модулей. Емкость СНЭЭ принималась равной ближайшему большему значению каталожного ряда с дискретом 2,56 кВт·ч относительно расчетной требуемой емкости. Для каждой структурной конфигурации методом динамического программирования выбиралось сочетание индивидуальных мощностей СЭС, минимизирующее капитальные затраты и обеспечивающее выполнение ограничения по коэффициенту годового покрытия:

$$\min \sum_{i \in A} C_{PV,i} (P_i^{PV}). \quad (6)$$

При:

$$K_{cov} = \frac{\sum_{i \in A} W_{PV,i}}{W_{load}} \geq 1; 0 \leq P_{PV,i} \leq \min(P_{area,i}, 15). \quad (7)$$

Все сформированные конфигурации рассчитывались на одном почасовом массиве нагрузки и солнечной генерации, при одинаковых тарифах, стоимостных параметрах и режимных ограничениях. Это обеспечивает сопоставимость вариантов с различным количеством активных потребителей и различным составом оборудования.

$$P_i^{PV} = \min(N_i^{PV} \cdot P_{mod}; P_{max}^{PV}), \quad (8)$$

где  $N_i^{PV}$  – допустимое число фотоэлектрических модулей;  $P_{mod}$  – мощность одного модуля, кВт;  $P_{max}^{PV}$  – предельная установленная мощность СЭС у одного потребителя, кВт.

$$\begin{aligned} E_{i,cr} &= \max_{\tau} \left( \sum_{t \in \tau} P_{i,cr}(t) \Delta t \right); \\ C_{i,req} &= \frac{E_{i,cr}}{DoD \cdot \eta_{dis}}; \\ C_{i,inst} &\geq C_{i,req}; \\ P_{i,conv} &= \frac{C_{i,inst}}{4}, \end{aligned} \quad (9)$$

где  $E_{i,cr}$  – максимальная энергия критической нагрузки  $i$ -го потребителя на непрерывном расчетном интервале без солнечной генерации, кВт·ч;  $P_{i,cr}(t)$  – мощность критической нагрузки  $i$ -го потребителя в момент времени  $t$ , кВт;  $\Delta t$  – продолжительность расчетного интервала, ч;  $\tau$  – рассматриваемый непрерывный интервал отсутствия солнечной генерации;  $C_{i,req}$  – требуемая номинальная емкость СНЭЭ, кВт·ч;  $C_{i,inst}$  – установленная емкость СНЭЭ, выбранная из каталожного ряда, кВт·ч;  $DoD = 0,8$  – допустимая глубина разряда;  $\eta_{dis} = 0,95$  – коэффициент полезного действия при разряде;  $P_{i,conv}$  – расчетная мощность преобразователя СНЭЭ, кВт.

Расчетным месяцем для определения емкости СНЭЭ является декабрь. Продолжительность световой части суток принята равной 6 часам, непрерывного интервала без солнечной генерации – 18 часам. Суммарная энергия критической нагрузки выбранных потребителей на этом интервале составляет 83,77 кВт·ч. При  $DoD = 0,8$  и  $\eta_{dis} = 0,95$  требуемая номинальная емкость равна 110,22 кВт·ч. После выбора оборудования из каталожного ряда суммарная установленная емкость составила 125,44 кВт·ч. Расчетная мощность преобразователей определялась по четырехчасовой характеристике СНЭЭ. Дegradaция аккумуляторов и отдельная оптимизация мощности преобразователей на данном этапе не учитывались. Ее логика приведена на рис. 2. Пустое множество потребителей со СНЭЭ исключается, так как такая конфигурация не выполняет функцию резервирования.

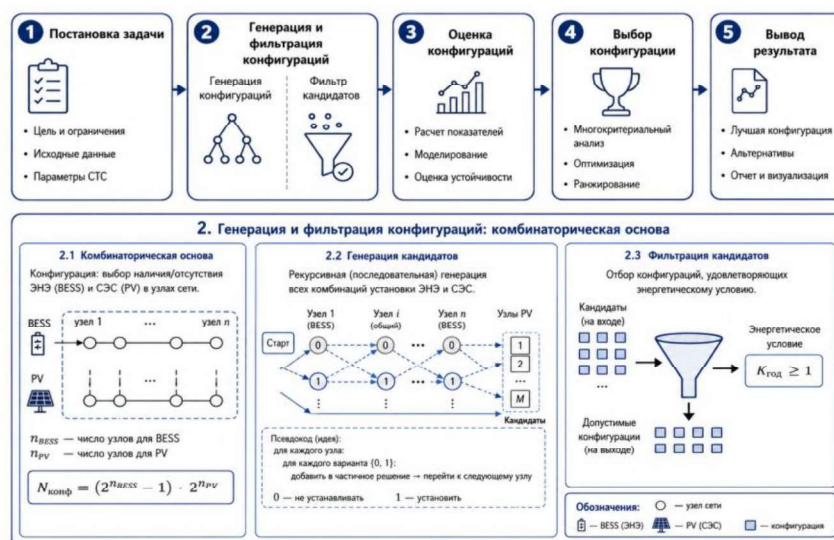


Рис. 2. Генерация и фильтрация допустимых конфигураций ИРЭС

Fig. 2. Generation and filtering of feasible IDES configurations

Для расчетного участка выбраны четыре кандидата в группу потребителей только с СЭС и восемь кандидатов в группу потребителей с СЭС и СНЭЭ. После энергетической фильтрации по коэффициенту годового покрытия для режимной проверки оставлено 24 варианта. Два варианта исключены вследствие нарушения ограничений по напряжению или загрузке линии. В технически допустимом множестве осталось 22 конфигурации. Максимальная загрузка трансформатора среди проверенных вариантов не

превысила 79,47 %, поэтому применение целевого ограничения 80 % не изменило состав допустимого множества. По результатам многокритериального сопоставления 16 конфигураций вошли в Парето-множество [17].

Итоговое ранжирование Парето-оптимальных решений выполнялось по пяти критериям: сценарный срок окупаемости – 0,3917; доля самоснабжения – 0,2242; капитальные затраты – 0,2242; максимальное отклонение напряжения – 0,08; максимальная загрузка линии – 0,08. Срок окупаемости, капитальные затраты, отклонение напряжения и загрузка линии минимизировались, доля самоснабжения максимизировалась. Показатель отклонения годового покрытия от целевого значения исключен из итогового TOPSIS, поскольку для всех финальных конфигураций он равен 0,0042 и не обладает различающей способностью. После исключения постоянного критерия порядок ранжирования и конфигурация ранга 1 не изменились.

$$f_i(A) \geq f_i(B); j \in J^+; f_j(A) \leq f_j(B); j \in J^-, \quad (10)$$

где  $A, B$  – сравниваемые конфигурации;  $f_i$  – значение  $i$ -го критерия;  $J^+$  – множество критериев максимизации;  $J^-$  – множество критериев минимизации. Доминирование фиксируется, если конфигурация  $A$  не хуже  $B$  по всем критериям и лучше хотя бы по одному.

#### IV. Результаты

Расчетная конфигурация ИРЭС ранга 1 приведена на рис. 3.

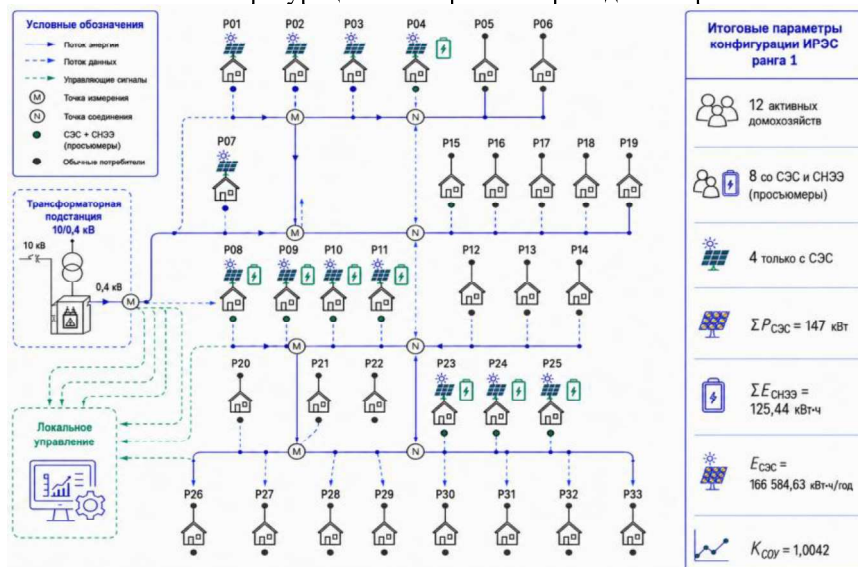


Рис. 3. Расчетная конфигурация ИРЭС ранга 1 на локальном участке сети 0,4 кВ

Fig. 3. First-rank IDES configuration for a local 0.4 kV network section

Она включает 12 активных потребителей: восемь с СЭС и СНЭЭ и четыре только с СЭС. Остальные 21 потребитель учитываются в энергетическом и режимном балансе без установки оборудования.

Суммарная установленная мощность СЭС конфигурации ранга 1 составляет 147 кВт, установленная емкость СНЭЭ – 125,44 кВт·ч. Приведенная к году генерация СЭС равна 166 584,63 кВт·ч при потреблении 165 887,79 кВт·ч, поэтому коэффициент годового покрытия составляет 1,0042. Собственное покрытие нагрузки равно 79 215,85 кВт·ч/год, покупка электроэнергии из внешней сети – 86 671,94 кВт·ч/год, отпуск избытков во внешнюю сеть – 84 497,37 кВт·ч/год. За год на заряд СНЭЭ направляется 28 627,41 кВт·ч, в нагрузку из накопителей отпускается 25 756,00 кВт·ч, расчетные потери составляют 2 871,40 кВт·ч. Доля самоснабжения равна 47,75 %. Коэффициент покрытия, превышающий единицу, не означает автономности участка, поскольку графики солнечной генерации и нагрузки не совпадают во времени. Емкость СНЭЭ является характеристикой оборудования и не должна суммироваться с выработкой СЭС при расчете энергетического баланса.

$$K_{self} = \frac{E_{load} - E_{grid}^{after}}{E_{load}} \cdot 100 \%, \quad (8)$$

где  $K_{self}$  – доля самоснабжения, %;  $E_{load}$  – годовое электропотребление участка, кВт·ч;  $E_{grid}^{after}$  – объем электроэнергии, приобретенной из внешней сети после формирования ИРЭС, кВт·ч.

Состав пяти лучших конфигураций приведен в табл. 4, их расчетные показатели – в табл. 5.

**Таблица 4.**  
Состав пяти лучших конфигураций ИРЭС

**Table 4.**  
Composition of the five highest-ranked ices configurations

| Ранг | Активные потребители с СЭС и СНЭЭ      | Активные потребители только с СЭС | Общее число активных потребителей | Суммарная мощность СЭС, кВт | Суммарная емкость СНЭЭ, кВт·ч |
|------|----------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| 1    | P04, P08, P09, P10, P11, P23, P24, P25 | P01, P02, P03, P07                | 12                                | 147                         | 125,44                        |
| 2    | P04, P08, P09, P10, P11, P23, P25      | P01, P02, P03, P07                | 11                                | 147                         | 117,76                        |

*Продолжение таблицы 4*  
Состав пяти лучших конфигураций ИРЭС

*Continuation of the table 4.*  
Composition of the five highest-ranked ides configurations

|   |                                         |                       |    |     |       |
|---|-----------------------------------------|-----------------------|----|-----|-------|
| 3 | P04, P08, P09,<br>P11, P23, P24,<br>P25 | P01, P02, P03,<br>P07 | 11 | 147 | 87,04 |
| 4 | P04, P08, P09,<br>P11, P24, P25         | P01, P02, P03,<br>P07 | 10 | 147 | 84,48 |
| 5 | P04, P08, P09,<br>P11, P23, P25         | P01, P02, P03,<br>P07 | 10 | 147 | 79,36 |

*Таблица 5.*  
Расчетные показатели пяти лучших конфигураций ИРЭС

*Table 5.*  
Calculated performance indicators of the five highest-ranked ides configurations

| Ранг | CAPEX,<br>млн руб. | Срок окуп.,<br>лет, простой /<br>сценарный | Напряжение<br>$U_{min}/U_{max}$ , о.е. | Загрузка ли-<br>нии / транс.,<br>% | Самоснаб.,<br>% / TOPSIS |
|------|--------------------|--------------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------|--------------------------|
| 1    | 10,796             | 26,402 /<br>11,380                         | 0,9636 /<br>1,0550                     | 90,42 / 66,56                      | 47,75 /<br>0,666407      |
| 2    | 10,797             | 26,370 /<br>11,375                         | 0,9612 /<br>1,0620                     | 91,76 / 67,55                      | 47,05 /<br>0,612701      |
| 3    | 10,239             | 24,211 /<br>10,973                         | 0,9534 /<br>1,0688                     | 97,30 / 71,63                      | 43,92 /<br>0,582769      |
| 4    | 10,207             | 24,087 /<br>10,947                         | 0,9534 /<br>1,0715                     | 97,75 / 71,95                      | 43,63 /<br>0,550267      |
| 5    | 10,119             | 23,753 /<br>10,875                         | 0,9509 /<br>1,0744                     | 98,65 / 72,62                      | 43,04 /<br>0,520152      |

*Примечание:* Сценарный срок окупаемости рассчитан при ежегодном росте тарифа на электроэнергию на 11 %. Дисконтирование денежных потоков не выполнялось.

Во всех пяти вариантах суммарная мощность СЭС составляет 147 кВт, однако различаются состав потребителей, оснащенных СНЭЭ, и установленная емкость накопителей. Конфигурация ранга 1 не имеет минимального простого или сценарного срока окупаемости, но получает наибольшую итоговую оценку за счет сочетания доли самоснабжения, режима напряжения, загрузки линии и экономических показателей.

### V. Проверка выбранной конфигурации

Сопоставление режимных показателей до и после формирования ИРЭС приведено на рис. 4. Проверка достаточности емкости СНЭЭ и предпроектная технико-экономическая оценка представлены далее.

Конфигурация ранга 1 выбрана по максимальному коэффициенту *TOPSIS*, хотя не имеет минимального срока окупаемости. Ее преимущество определяется сочетанием доли самоснабжения, режима напряжения, загрузки линии и экономических показателей. Ограничениями исследования являются однофазный эквивалент сети, ненулевые профили только для 24 точек, отсутствие моделирования деградации СНЭЭ и зависимость экономического результата от тарифных и экспортных условий. Переход к проектному решению требует трехфазной проверки и анализа чувствительности.



Рис. 4. Сравнение режимных показателей до и после формирования ИРЭС

Fig. 4. Comparison of operating indicators before and after IDES formation

После формирования ИРЭС минимальное напряжение повысилось с 0,9084 до 0,9636 о.е., максимальное составило 1,0550 о.е. Максимальная нагрузка линии увеличилась до 90,42 %, трансформатора до 66,56 %, не превысив принятых ограничений. При этом рост загрузки линии указывает на сокращение резерва ее пропускной способности.

Установленной емкости СНЭЭ 125,44 кВт·ч достаточно для покрытия критической нагрузки выбранных потребителей на расчетном 18-часо-

вом интервале без солнечной генерации. Запас относительно требуемой емкости 110,22 кВт·ч составляет 15,22 кВт·ч, или 13,81 %. Полученный результат не означает автономность всех потребителей участка.

Капитальные затраты конфигурации составляют 10,796 млн руб., эксплуатационные 245,926 тыс. руб. в год. Простой срок окупаемости равен 26,40 года, сценарный недисконтированный срок при ежегодном росте тарифа на 11 % составляет 11,38 года. Эти значения имеют предпроектный характер, поскольку не учитывают дисконтирование, деградацию СНЭЭ и изменение стоимости оборудования.

#### VI. Заключение

Разработана методика структурно-параметрического формирования ИРЭС локального участка сети 0,4 кВ, объединяющая назначение функциональных ролей потребителей, расчет параметров СЭС и СНЭЭ, генерацию альтернатив, энергетическую и режимную проверку, Парето-отбор и ранжирование *TOPSIS*.

Для расчетного участка сформировано 4080 структурных конфигураций. После энергетической фильтрации оставлено 24 варианта, из которых 22 удовлетворили принятым режимным ограничениям; 16 решений вошли в Парето-множество. Предпочтительная конфигурация включает 12 активных потребителей, 147 кВт СЭС и 125,44 кВт·ч СНЭЭ. Минимальное и максимальное напряжения составляют 0,9636 и 1,0550 о.е.; максимальная загрузка линии – 90,42 %, трансформатора – 66,56 %. Коэффициент годового покрытия равен 1,0042, доля самоснабжения – 47,75 %.

Простой срок окупаемости полной конфигурации составляет 26,40 года, сценарный недисконтированный срок окупаемости при принятом ежегодном росте тарифа на 11 % составляет 11,38 года. Методика предназначена для предпроектного выбора структуры и параметров ИРЭС. Переход к проектному решению требует трехфазного моделирования, уточнения исходных профилей нагрузки, настройки управления инверторами и СНЭЭ, учета деградации накопителей и проверки чувствительности экономических показателей.

© Паскарь И.Н., 2026

© Устюжанина А.С., 2026

Поступила в редакцию 16.06.2026

Принята к публикации 07.08.2026

Received 16.06.2026

Accepted 07.08.2026

## Библиографический список

- [1] Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.04.2025 г. N 908-р «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <http://static.government.ru/media/files/LWYfSENa10uBrrBoyLQqAAOj5eJY1A60.pdf> (дата обращения 01.01.2026).
- [2] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014-07-01. М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
- [3] Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. N 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам коммерческого оператора оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <http://government.ru/docs/all/50967/> (дата обращения 01.01.2026).
- [4] Постановление Правительства Российской Федерации от 02.03.2021 г. N 299 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части определения особенностей правового регулирования отношений по функционированию объектов микрогенерации» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <https://base.garant.ru/400418448/> (дата обращения 01.01.2026).
- [5] IEEE 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. Intro. 2018-04-06. IEEE, 2018. – 227 p.
- [6] IEEE 2030.7-2017. IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers. Intro. 2018-04-23. IEEE, 2018. – 43 p. DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8340204
- [7] IEEE 2030.8-2018. IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers. Intro. 2018-08-24. IEEE, 2018. – 42 p.
- [8] Устюжанина А.С., Паскарь И.Н. P2P-рынок как способ взаимодействия объектов микрогенерации // Экономика и управление инновациями. 2024. № 4 (31). С. 84-95. DOI: 10.26730/2587-5574-2024-4-84-95
- [9] Устюжанина А.С., Паскарь И.Н. Ценообразование на рынке электроэнергии для объектов микрогенерации // Экономика и управление инновациями. 2025. № 3 (34). С. 69-81. DOI: 10.26730/2587-5574-2025-3-69-81
- [10] Устюжанина А.С., Паскарь И.Н. Социально-экономические сценарии развития интеграции Интернета энергии в России // Международный научно-исследовательский журнал. 2026. № 5 (167). DOI: 10.60797/IRJ.2026.167.34

- [11] Mazza A., Mirtaheri H., Chicco G., Russo A., Fantino M. Location and Sizing of Battery Energy Storage Units in Low Voltage Distribution Networks // *Energies*. 2020. № 13 (1). DOI: 10.3390/en13010052
- [12] Azuatalam D., Paridari K., Ma Y., Forstl M., Chapman A.C., Verbic G. Energy management of small-scale PV-battery systems: A systematic review considering practical implementation, computational requirements, quality of input data and battery degradation // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 112. P. 555-570. DOI: 10.1016/j.rser.2019.06.007
- [13] Choudhury S. Review of energy storage system technologies integration to microgrid: Types, control strategies, issues, and future prospects // *Journal of Energy Storage*. 2022. Vol. 48. DOI: 10.1016/j.est.2022.103966
- [14] Saaty T.L. *The Analytic Hierarchy Process: planning, priority setting, resource allocation*. New York: McGraw-Hill, 1980. – 287 p.
- [15] Hwang C.L., Yoon K. *Multiple Attribute Decision Making: Methods and Applications: A State-of-the-art Survey*. Berlin: Springer, 1981. – 259 p.
- [16] Opricovic S., Tzeng G.H. Compromise solution by MCDM methods: A comparative analysis of VIKOR and TOPSIS // *European Journal of Operational Research*. 2004. № 156 (2). P. 445-455. DOI: 10.1016/S0377-2217(03)00020-1
- [17] Deb K. *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*. Chichester: John Wiley & Sons, 2001. – 497 p.

#### References

- [1] Order of the Government of the Russian Federation dated Apr. 12, 2025 no. 908-p “Energeticheskaya strategiya Rossijskoj Federacii na period do 2050 goda [Energy Strategy of the Russian Federation through 2050]”, *Official Internet portal of legal information*. [Online]. Available at: <http://static.government.ru/media/files/LWYf-SENa10uBrrBoyLQqAAOj5eJYlA60.pdf> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [2] Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems, GOST 32144-2013, July 2014.
- [3] Resolution of the Government of the Russian Federation dated Dec. 27, 2004 no. 861 “Ob utverzhdenii Pravil nediskriminacionnogo dostupa k uslugam po peredache elektricheskoy energii i okazaniya etih uslug, Pravil nediskriminacionnogo dostupa k uslugam po operativno-dispatcherskomu upravleniyu v elektroenergetike i okazaniya etih uslug, Pravil nediskriminacionnogo dostupa k uslugam kommercheskogo operatora optovogo rynka i okazaniya etih uslug i Pravil tekhnologicheskogo prisoedineniya energoprimayushchih ustroystv potrebitel'ev elektricheskoy energii, ob"ektov po proizvodstvu elektricheskoy energii, a takzhe ob"ektov elektrosetevogo hozyajstva, prinadlezhashchih setevym organizaciyam i inym licam, k elektricheskim setyam [On Approval of the Rules for Non-Discriminatory Access to Electric Power Transmission Services and the Provision of These Services, the Rules for Non-Discriminatory Access to Operational Dispatch Management Services in the Electric Power Industry and the Provision of These Services, the Rules for Non-Discriminatory Access to the Services of a Commercial Wholesale Market Operator and the Provision of These Services, and the Rules for the Technological Connection of Power Receiving Devices of Electric Power Consumers, Electric Power Production Facilities, as well as

- Electric Grid Facilities Belonging to Grid Organizations and Other Persons, to Electric Grids]", *Official Internet portal of legal information*. [Online]. Available at: <http://government.ru/docs/all/50967/> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [4] Resolution of the Government of the Russian Federation dated Mar. 2, 2021 no. 299 "O vnesenii izmenenij v nekotorye akty Pravitel'stva Rossijskoj Federacii v chasti opredeleniya osobennostej pravovogo regulirovaniya otnoshenij po funkcionirovaniyu ob"ektov mikrogeneracii [On Amendments to Certain Acts of the Government of the Russian Federation in Terms of Defining the Specifics of Legal Regulation of Relations Regarding the Operation of Microgeneration Facilities]", *Official Internet portal of legal information*. [Online]. Available at: <https://base.garant.ru/400418448/> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [5] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, IEEE 1547-2018, April 2018.
- [6] IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers, IEEE 2030.7-2017, April 2018. DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8340204
- [7] IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers, IEEE 2030.8-2018, August 2018.
- [8] A.S. Ustyuzhanina and I.N. Paskar, "The P2P market as a way of interaction between microgeneration facilities", *Economics and Innovation Management*, vol. 4, no. 31, pp. 84-95, 2024. DOI: 10.26730/2587-5574-2024-4-84-95
- [9] A.S. Ustyuzhanina and I.N. Paskar, "Pricing in the electricity market for microgeneration facilities", *Economics and Innovation Management*, vol. 3, no. 34, pp. 69-81, 2025. DOI: 10.26730/2587-5574-2025-3-69-81
- [10] A.S. Ustyuzhanina and I.N. Paskar, "Socio-economic scenarios for the development of the internet of energy in Russia", *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal [International Research Journal]*, vol. 5, no. 167, 2026 (in Russian). DOI: 10.60797/IRJ.2026.167.34
- [11] A. Mazza, H. Mirtaheri, G. Chicco, A. Russo and M. Fantino, "Location and sizing of battery energy storage units in low voltage distribution networks", *Energies*, vol. 13, no. 1, 2020. DOI: 10.3390/en13010052
- [12] D. Azuatalam, K. Paridari, Y. Ma, M. Forstl, A.C. Chapman and G. Verbic, "Energy management of small-scale PV-battery systems: A systematic review considering practical implementation, computational requirements, quality of input data and battery degradation", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 555-570, Sep. 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.06.007
- [13] S. Choudhury, "Review of energy storage system technologies integration to microgrid: Types, control strategies, issues, and future prospects", *Journal of Energy Storage*, vol. 48, Apr. 2022. DOI: 10.1016/j.est.2022.103966
- [14] T.L. Saaty, *The Analytic Hierarchy Process: planning, priority setting, resource allocation*. New York: McGraw-Hill, 1980.
- [15] C.L. Hwang and K. Yoon, *Multiple Attribute Decision Making: Methods and Applications: a State-of-the-art Survey*. Berlin: Springer, 1981.
- [16] S. Opricovic and G.H. Tzeng, "Compromise solution by MCDM methods: A comparative analysis of VIKOR and TOPSIS", *European Journal of Operational Research*, vol. 156, no. 2, pp. 445-455, 2004. DOI: 10.1016/S0377-2217(03)00020-1

- [17] K. Deb, *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*. Chichester: John Wiley & Sons, 2001.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ  
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Паскарь Иван Николаевич**, старший преподаватель Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Российская Федерация.

**Ivan N. Paskar**, assistant professor of the Kuzbass State Technical University n.a. T.F. Gorbachev, Kemerovo, Russian Federation.

**Устюжанина Анастасия Сергеевна**, магистрант Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Российская Федерация.

**Anastasia S. Ustyuzhanina**, master student of the Kuzbass State Technical University n.a. T.F. Gorbachev, Kemerovo, Russian Federation.