



УДК/UDC 621.311

DOI: <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2026-199-80-87>

EDN: UBWTLM

Научная статья/Original article

ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ МОЩНОСТИ И СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ОБЪЕКТА РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ДЛЯ НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА С АНОМАЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ

И. Н. Паскарь, А. С. Устюжанина✉, В. В. Артемасов

Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева,
Россия, 650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28

✉ au.ustyuzhanina@mail.ru

В статье рассмотрена задача обоснования предварительной мощности и схемы присоединения объекта распределенной генерации для населенного пункта, характеризующегося повышенным удельным электропотреблением относительно нормируемого уровня. Работа развивает ранее выполненный этап интервального оценивания техноценоза муниципальных образований Прокопьевского района Кемеровской области — Кузбасса и посвящена следующему этапу оптимизации: выбору аномального объекта, нормированию его удельного электропотребления и предварительной инженерной оценке мощности локального генерирующего источника.

В качестве объекта исследования выбран поселок Маяковка на территории Кемеровской области — Кузбасса. На основе непрерывного ряда из 48 месячных интервалов наблюдения выполнено сопоставление фактического и нормируемого удельного электропотребления, определена средняя величина превышения фактических значений над нормируемыми и показано, что эквивалентная средняя мощность компенсирующего источника составляет порядка 28 кВт, тогда как для более устойчивой компенсации дополнительной потребности в энергоресурсе целесообразно рассматривать предпроектный диапазон установленной мощности 32–70 кВт. В исследовании обоснована схема совместной работы локального источника с централизованной сетью, при которой внешняя сеть используется как основной резерв.

Полученные результаты могут быть использованы при предварительном выборе параметров распределенной генерации для других сельских населенных пунктов с аномальным электропотреблением.

Ключевые слова: техноценоз, интервальное оценивание, нормирование электропотребления, распределенная генерация, локальная система электроснабжения, схема присоединения

Для цитирования: Паскарь И. Н., Устюжанина А. С., Артемасов В. В. Обоснование предварительной мощности и схемы присоединения объекта распределенной генерации для населенного пункта с аномальным электропотреблением. *Омский научный вестник*. 2026. № 3 (199). С. 80–87. <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2026-199-80-87>. EDN: UBWTLM.



© Паскарь И. Н., Устюжанина А. С., Артемасов В. В., 2026.
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

JUSTIFICATION OF PRELIMINARY SIZING AND INTERCONNECTION SCHEME FOR A DISTRIBUTED GENERATION UNIT SERVING AN AREA WITH ABNORMAL POWER DEMAND

I. N. Paskar, A. S. Ustyuzhanina✉, V. V. Artemasov

T. F. Gorbachev State Technical University,
Vesennaya St., 28, Kemerovo, 650000, Russia

✉ au.ustyuzhanina@mail.ru

The article examines the problem of the justification of preliminary sizing and interconnection scheme for a distributed generation unit serving an area with abnormal power demand relative to the normative level. The research extends the previously completed stage of interval estimation of the technocenosis of municipal entities within the Prokopyevsky district of the Kemerovo Region (Kuzbass). The paper is dedicated to the subsequent optimization phase: the identification of the anomalous object, the normalization of its specific electricity consumption, and a preliminary engineering assessment of the local generating unit's capacity.

The object of the research is the Mayakovka village in the Kemerovo Region (Kuzbass). The authors perform the comparison of actual versus normalized specific electricity consumption basing on a continuous dataset spanning 48 months. The average magnitude by which actual values exceed the normative baseline is determined. It is shown that the equivalent average power of a compensating source amounts to approximately 28 kW; however, for more stable compensation of the additional energy demand, it is advisable to consider a preliminary design range for the installed capacity of 32–70 kW. The research substantiates an operating scheme for the local generation unit in parallel with the centralized grid, wherein the external network serves as the primary reserve.

The results can be applied in the preliminary selection of distributed generation parameters for other rural areas with abnormal electricity consumption.

Keywords: technocenosis, interval estimation, rationing of electricity consumption, distributed generation, local power supply system, connection scheme

For citation: Paskar I. N., Ustyuzhanina A. S., Artemasov V. V. Justification of preliminary sizing and interconnection scheme for a distributed generation unit serving an area with abnormal power demand. *Omsk Scientific Bulletin*. 2026;3(199):80–87. <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2026-199-80-87>. EDN: UBWTLM. (In Russ.).



© Paskar I. N., Ustyuzhanina A. S., Artemasov V. V., 2026.
The content is available under a Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Развитие распределенной генерации остается одним из ключевых направлений повышения устойчивости и гибкости распределительных сетей. Для российской энергетики эта проблематика дополнительно актуализируется требованиями законодательства об электроэнергетике^{1,2}, правилами технологического присоединения³ и развитием механизмов микрогенерации⁴. Современные зару-

бежные исследования также показывают, что эффективность объектов распределенной генерации определяется не только самим фактом их внедрения, но и корректностью выбора места установки, мощности, режимов работы в сети и характера взаимодействия с накопителями энергии [1–6]. В более поздних исследованиях дополнительно рассматривается влияние распределенных энергоресурсов на загрузку распределительных сетей, учет

¹ Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ. Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс».

² Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года: Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-р. Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс».

³ Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям: Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861. Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс».

⁴ О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части определения особенностей правового регулирования отношений по функционированию объектов микрогенерации: Постановление Правительства РФ от 02.03.2021 № 299. Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс».

неопределенности при выборе параметров микросетей, а также размещение систем накопления энергии [7–10].

Проблема выбора параметров распределенной генерации в локальных системах электроснабжения включает как минимум три взаимосвязанные задачи: определение целесообразности размещения источника, оценку требуемой установленной мощности и выбор режима его взаимодействия с существующей сетью. На практике именно сочетание этих трех задач определяет, будет ли локальный источник выполнять компенсирующую, резервную или частично автономизирующую функцию. Следовательно, для территориально распределенных и малонаселенных объектов важно не только фиксировать факт повышенного электропотребления, но и переходить к количественной оценке параметров возможного источника распределенной генерации.

Для сельских населенных пунктов и удаленных нагрузочных узлов задача приобретает дополнительное значение, поскольку локальный источник может рассматриваться одновременно как средство частичной компенсации повышенной нагрузки и инструмент повышения надежности, так и в качестве механизма снижения зависимости от внешней сети в переходных режимах. Тип источника, характер нагрузки и способ его включения определяют различие между эквивалентной средней мощностью и требуемой установленной мощностью реального генерирующего объекта, поэтому в предпроектных исследованиях необходимо не ограничиваться усредненным расчетом, а рассматривать диапазон мощности, отражающий вариативность нагрузки по интервалам наблюдений.

С этой точки зрения техноценологический подход представляет интерес как инструмент предварительной структурной диагностики энергосистемы. Его сильная сторона заключается не в детальном режимном моделировании, а в возможности на основе рангового анализа и нормирования выделить объекты, для которых отклонение параметров электропотребления носит устойчивый, а не случайный характер, что делает техноценологический подход удобным именно для первого этапа отбора объектов, потенциально требующих дополнительного инженерного анализа и уточнения параметров распределенной генерации.

В рамках техноценологического подхода крупные инфраструктурные и территориально распределенные энергетические системы могут быть описаны как техноценозы, для которых характерны устойчивые закономерности структуры и расхода ресурсов [11]. В прикладных энергетических задачах это позволяет использовать процедуры рангового анализа, мониторинга, параметрической адаптации и режимного нормирования электропотребления [12–15].

Ранее авторами были опубликованы результаты интервального оценивания техноценоза муниципальных образований Прокопьевского района Кузбасса, в рамках которого были выделены населенные пункты с аномально высоким уровнем удельного электропотребления [16]. Дальнейшее развитие этой линии представлено в работах по применению ципфового метода прогнозирования и исследованию региональных энергосистем с использованием техноценологического подхода [17, 18]. В отличие от ранее опубликованного этапа интервального оценивания в настоящей работе вы-

полняется переход к предварительной инженерной оценке мощности локального источника распределенной генерации и выбору схемы его совместной работы с сетью для конкретного населенного пункта.

Цель исследования

Цель статьи состоит в переходе от этапа выявления аномального объекта к этапу предварительного инженерного обоснования параметров распределенной генерации. Для достижения цели решаются следующие задачи: уточнить перечень приоритетных объектов; выполнить нормирование удельного электропотребления для выбранного населенного пункта; оценить эквивалентную среднюю мощность локального генерирующего источника; определить предпроектный диапазон его мощности; предложить схему присоединения к существующей системе электроснабжения.

Научная новизна

Научная новизна работы состоит в том, что техноценологический подход используется не только для выявления населенного пункта с аномальным удельным электропотреблением, но и для перехода к следующему этапу оптимизации — предварительной инженерной оценке не только эквивалентной средней мощности локального источника распределенной генерации, но и диапазона его мощности в зависимости от распределения отклонений по непрерывному ряду наблюдений, а также выбору схемы совместной работы такого источника с централизованной сетью.

Материалы и методы

В качестве исходной методической базы использованы положения техноценологического подхода и процедуры рангового анализа, изложенные в трудах Б. И. Кудрина, В. И. Гнатюка и О. Р. Кивчуна [11–15]. В работе последовательно применяются интервальное оценивание, режимное нормирование и инженерная интерпретация полученных результатов (рис. 1).

На первом этапе используется ранее сформированный массив данных по муниципальным образованиям Прокопьевского района, включающий сведения об удельном электропотреблении и численности населения [16]. По результатам интервального оценивания были выделены населенные пункты, наиболее существенно отклоняющиеся от доверительного интервала по параметру электропотребления. Ранжированное представление объектов с наибольшим отклонением приведено на рис. 2. Среди выявленных объектов в качестве расчетного примера выбран поселок Маяковка, имеющий высокое относительное отклонение и достаточную повторяемость аномальных значений в динамике [16].

На втором этапе выполняется нормирование удельного электропотребления поселка Маяковка по 48 последовательным месячным интервалам наблюдения. Для каждого интервала фиксируются фактическое удельное электропотребление, нормируемое значение и величина отклонения. В исходном массиве удельные показатели представлены в тыс. кВт·ч на человека за месяц, что обеспечивает сопоставимость рядов и позволяет перейти от удельного отклонения к оценке требуемого дополнительного энергоресурса.

Использование непрерывного ряда из 48 месячных интервалов наблюдения позволяет решить две

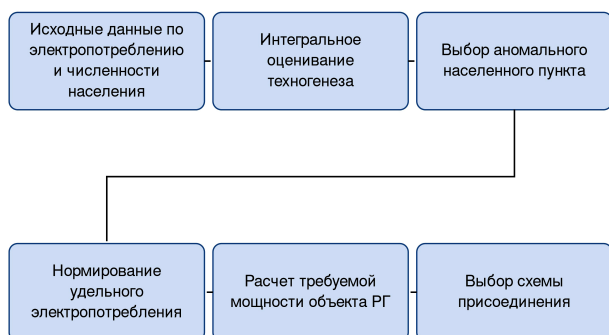


Рис. 1. Последовательность перехода от интервального оценивания к выбору параметров распределенной генерации

Fig. 1. Transition sequence from interval estimation to distributed generation parameter selection

Источник / Source: разработано авторами / compiled by the authors

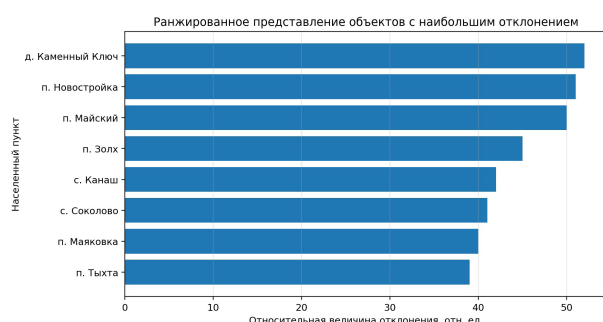


Рис. 2. Ранжированное представление населенных пунктов с наибольшим отклонением от доверительного интервала

Fig. 2. Ranked representation of areas with the largest deviation from the confidence interval

Источник / Source: разработано авторами / compiled by the authors

задачи. Во-первых, такой ряд достаточно протяжен для выявления устойчивых закономерностей отклонения фактического удельного электропотребления от нормируемого уровня. Во-вторых, его длина обеспечивает возможность перехода от единичных пиковых значений к статистически более устойчивым характеристикам, включая среднее значение, медиану и перцентильные оценки. В рамках данного исследования это принципиально важно, поскольку цель исследования состоит не в фиксации одиночного экстремума, а в определении инженерно осмысленного диапазона мощности локального источника распределенной генерации.

Нормируемое значение удельного электропотребления в данной постановке рассматривается как расчетный ориентир, с которым сопоставляется фактическое значение в каждом интервале наблюдения. Положительное отклонение интерпретируется как добавочная потребность в энергоресурсе, которая потенциально может быть компенсирована локальным источником. При этом среднее отклонение характеризует усредненный уровень такой потребности, тогда как распределение отклонений по интервалам дает возможность оценить, насколько часто и насколько существенно система выходит за пределы типового режима.

Переход от среднего отклонения к эквивалентной средней мощности носит в настоящей работе

предпроектный характер. Он позволяет связать месячную энергетическую добавку с условной мощностью источника, способного компенсировать эту добавку в пределах расчетного интервала. Вместе с тем такая величина не должна отождествляться с окончательной установленной мощностью конкретного генерирующего оборудования, поскольку последняя зависит от типа источника, коэффициента использования установленной мощности, принятой схемы работы с сетью и степени требуемой компенсации отклонений.

Таким образом, в работе наряду со средней эквивалентной мощностью дополнительно рассматриваются медианная и перцентильные оценки. Такой подход позволяет перейти от одного усредненного значения к диапазону мощности, более пригодному для предварительного инженерного выбора. Нижняя граница диапазона отражает компенсацию среднего и типового уровня дополнительной потребности, тогда как верхняя связана с необходимостью покрытия более напряженных интервалов нагрузки.

Расчет требуемой мощности объекта распределенной генерации выполняется через переход от среднемесячного дефицита электроэнергии к эквивалентной мощности источника:

$$\Delta \bar{W} = \bar{\delta} \cdot N; \quad (1)$$

$$P_{\text{РГ}} = \frac{1000 \cdot \Delta \bar{W}}{T_{\text{эф}}}, \quad (2)$$

где $\bar{\delta}$ — среднее отклонение фактического удельного электропотребления от нормируемого, тыс. кВт·ч/(чел.·мес); N — численность населения рассматриваемого поселка, чел.; $\Delta \bar{W}$ — среднемесячный дополнительный энергоресурс, тыс. кВт·ч/мес.; $T_{\text{эф}}$ — расчетная продолжительность покрытия дополнительной потребности в пределах месячного интервала, ч.; $P_{\text{РГ}}$ — эквивалентная средняя мощность объекта распределенной генерации, кВт.

Величина $P_{\text{РГ}}$, определяемая по среднему значению отклонения, рассматривается в работе как эквивалентная средняя мощность компенсирующего источника, тогда как для предпроектного выбора дополнительно анализируется распределение мощности по всем интервалам наблюдения. Такая постановка позволяет перейти от удельного месячного дефицита электроэнергии к предварительной инженерной оценке мощности локального источника. Вместе с тем для предпроектного выбора необходимо учитывать не только среднее значение отклонения, но и его распределение по интервалам наблюдения. Поэтому дополнительно выполняется пересчет эквивалентной мощности по каждому из 48 интервалов наблюдения, что позволяет оценить не только средний уровень дополнительной потребности в энергоресурсе, но и диапазон мощности, необходимый для компенсации более напряженных интервалов.

В расчетах приняты следующие параметры: $N = 238$ чел. по данным исходного массива наблюдений для поселка Маяковска; $T_{\text{эф}} = 744$ ч/мес. как расчетная продолжительность покрытия дополнительной потребности в пределах месячного интервала для эквивалентного непрерывно доступного источника.

Тогда среднемесячный дополнительный энергоресурс составляет:

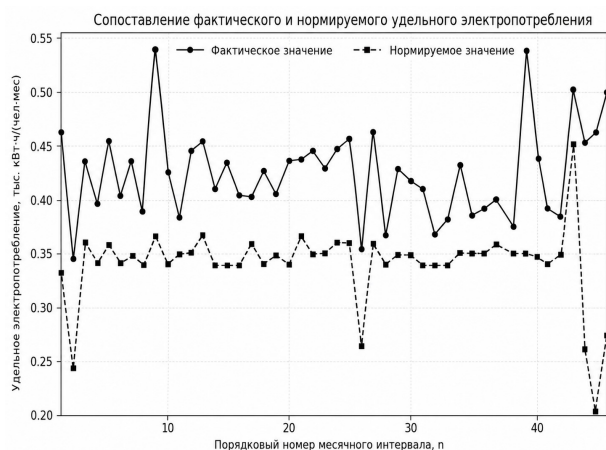


Рис. 3. Сопоставление фактического и нормируемого удельного электропотребления по последовательным интервалам наблюдения

Fig. 3. Comparison of actual and normalized specific electricity consumption over consecutive observation intervals

Источник / Source: разработано авторами / compiled by the authors

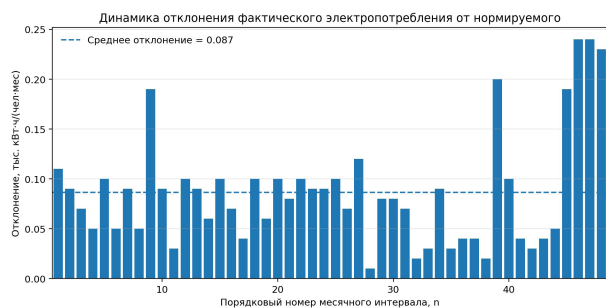


Рис. 4. Динамика отклонения фактического электропотребления от нормируемого значения
Fig. 4. Dynamics of the deviation of actual electricity consumption from the normative value

Источник / Source: разработано авторами / compiled by the authors

$$\Delta \bar{W} = 0,087 \cdot 238 = 20,706 \text{ тыс. кВт·ч/мес.}, \quad (3)$$

а эквивалентная средняя мощность:

$$P_{\text{рт}} = \frac{1000 \cdot 20,706}{744} = 27,8 \text{ кВт}, \quad (4)$$

то есть ориентировочно 28 кВт.

Результаты и обсуждение

Результаты нормирования удельного электропотребления для поселка Маяковка представлены на рис. 3, 4. Графическое представление полного ряда из 48 интервалов наблюдения позволяет проследить как общий уровень электропотребления, так и интервалы наиболее выраженных отклонений без перегрузки статьи громоздкими таблицами первичных данных.

Среднее фактическое удельное электропотребление за рассматриваемый ряд наблюдения составило 0,416 тыс. кВт·ч/(чел·мес.), среднее нормируемое значение — 0,330 тыс. кВт·ч/(чел·мес.), а среднее отклонение — 0,087 тыс. кВт·ч/(чел·мес.), что эквивалентно 87 кВт·ч/(чел·мес.). Положительное отклонение наблюдается во всех 48 интервалах,

а максимумы достигают 0,24 тыс. кВт·ч/(чел·мес.) в завершающей части ряда. Это указывает на устойчивый, а не случайный характер превышений и подтверждает целесообразность рассмотрения локального источника распределенной генерации как средства частичной компенсации дополнительной потребности в энергоресурсе.

При принятых значениях $N = 238$ чел. и $T_{\text{эф}} = 744$ ч/мес. эквивалентная средняя мощность компенсирующего источника составляет 27,8 кВт, что в инженерной записи округляется до 28 кВт. Однако пересчет мощности по каждому из 48 интервалов наблюдения показывает, что медианное значение составляет 25,6 кВт, уровень 75-го перцентиля — 32,0 кВт, уровень 90-го перцентиля — 60,8 кВт, уровень 95-го перцентиля — 70,2 кВт, а максимальное значение достигает 76,8 кВт. Следовательно, величина 27,8 кВт характеризует средний уровень дополнительной потребности в энергоресурсе, тогда как для покрытия более напряженных интервалов наблюдения целесообразно рассматривать более высокий диапазон установленной мощности.

Полученные значения позволяют по-разному интерпретировать искомую мощность локального источника. Если задача формулируется как компенсация среднего уровня дополнительной потребности в энергоресурсе на протяжении всего ряда наблюдения, то ориентиром служит величина порядка 28 кВт. В этом случае источник рассматривается как компенсирующий в усредненном смысле, а его мощность отражает эквивалентную среднюю потребность объекта. Такой результат полезен для предварительной энергетической оценки, однако сам по себе он не гарантирует достаточность мощности в интервалах, где отклонение существенно превышает средний уровень.

Если же постановка задачи смещается в сторону более устойчивого покрытия отклонений, то для предпроектного выбора более показательными становятся перцентильные оценки. Значение порядка 32 кВт соответствует уровню, близкому к верхней границе типового режима, и может рассматриваться как минимально практичный ориентир для локального источника, рассчитанного на компенсацию не только среднего, но и значительной части повышенных отклонений. Значения уровня 60–70 кВт, в свою очередь, характеризуют уже более напряженные режимы и отражают сценарий, при котором источник должен компенсировать большую часть интервалов с повышенной дополнительной потребностью в энергоресурсе.

С инженерной точки зрения это означает, что выбор мощности должен определяться не только средним отклонением, но и требуемой функцией объекта распределенной генерации в системе электроснабжения. Если источник рассматривается прежде всего как средство сглаживания типового избытка потребления и снижения нагрузки на внешнюю сеть, то допустим нижний диапазон. Если же от него требуется более глубокая компенсация в напряженных режимах, то проектный ориентир должен быть смещен в сторону верхних значений диапазона. Именно поэтому в настоящей работе предлагается рассматривать не фиксированное окончательное значение мощности, а предпроектный диапазон 32–70 кВт.

С учетом характера сезонной неравномерности нагрузки и того обстоятельства, что поселок Маяковка не является полностью изолированным от централизованной сети, наиболее рациональным

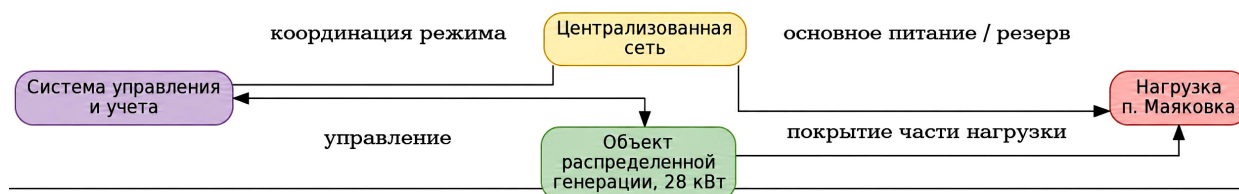


Рис. 5. Рекомендуемая схема совместной работы локального источника распределенной генерации и централизованной сети для п. Маяковка
 Fig. 5. Recommended scheme for the joint operation of a local distributed generation source and a centralized network for the Mayakovka village
 Источник / Source: разработано авторами / compiled by the authors

представляется схема совместной работы локального объекта распределенной генерации с внешней сетью (рис. 5). В этом случае распределенная генерация покрывает часть текущей нагрузки, а внешняя сеть используется как основной резерв и как источник балансирования режима. Такой подход лучше согласуется с современными представлениями о внедрении объектов распределенной генерации в распределительных сетях [1–10]. При этом нижняя граница диапазона мощности может быть ориентирована на покрытие среднего и типового уровня дополнительной потребности, тогда как верхняя граница должна рассматриваться для вариантов, в которых требуется более глубокая компенсация отклонений без перехода к полной автономизации объекта.

Предлагаемое решение не предполагает полной автономизации поселка и не требует обязательного использования дизель-генератора в качестве постоянного резерва. Приоритет отдается схеме, в которой локальный источник уменьшает объем потребления из внешней сети в базовых и переходных режимах, а внешняя сеть сохраняет функцию резервирования. Для последующего проектного этапа требуется уточнение типа источника, коэффициента использования установленной мощности, режима взаимодействия с потребителем и параметров учета выработки.

Ограничения исследования

Полученная оценка мощности и предлагаемая схема присоединения имеют характер предварительного инженерного обоснования. В работе не рассматривались технико-экономическая оптимизация источника, выбор конкретной технологии генерации, моделирование режимов напряжения и потокораспределения в сети, а также вариант с накопителем энергии. Предложенная оценка получена без учёта потерь в электрических сетях и без моделирования режимов напряжения, что снижает точность предварительного обоснования; уточнение этих факторов относится к последующей стадии проектной детализации. Принятое значение $T_{эф} = 744$ ч/мес. соответствует эквивалентному непрерывно доступному источнику и не является прямым проектным режимом конкретной технологии генерации. Следовательно, эквивалентная средняя мощность порядка 28 кВт и предпроектный диапазон 32–70 кВт должны рассматриваться как результаты предварительного инженерного этапа, требующие дальнейшего уточнения на стадии проектной детализации с учетом типа источника, режима его работы, экономических ограничений и характеристик сети.

Заключение

Проведенное исследование позволило последовательно перейти от выявления населенного пункта с аномальным электропотреблением к предварительному инженерному обоснованию параметров локального объекта распределенной генерации.

Показано, что техноценнологический подход позволяет использовать результаты интервального оценивания не только для выявления аномальных объектов, но и для перехода к прикладной задаче выбора параметров распределенной генерации.

Для поселка Маяковка на основе нормирования по непрерывному ряду из 48 интервалов наблюдения установлено устойчивое превышение фактических значений над нормируемыми; среднее отклонение составляет 0,087 тыс. кВт·ч/(чел.·мес.), или 87 кВт·ч/(чел.·мес.).

Предварительный инженерный расчет показывает, что эквивалентная средняя мощность компенсирующего источника составляет 27,8 кВт, то есть порядка 28 кВт. Вместе с тем анализ распределения отклонений по интервалам наблюдения показывает, что для более устойчивой компенсации в напряженных режимах целесообразно рассматривать предпроектный диапазон установленной мощности 32–70 кВт. Полученный диапазон 32–70 кВт соответствует типовому классу маломощных объектов распределенной генерации и может быть реализован на различной технологической базе — например, газопоршневыми или дизельными установками, а также возобновляемыми источниками энергии в сочетании с накопителем. Выбор конкретной технологии в пределах указанного диапазона выходит за рамки настоящего предварительного этапа и определяется на стадии проектной детализации с учетом удаленности объекта от централизованной сети, требуемого режима работы (постоянная или резервная генерация) и технико-экономических ограничений.

Для рассматриваемого поселка предпочтительна схема совместной работы локального источника с централизованной сетью, при которой внешняя сеть выполняет резервную функцию, а распределенная генерация покрывает часть текущей нагрузки. Такая схема согласуется как с предпроектным диапазоном мощности 32–70 кВт, так и с трактовкой 28 кВт как эквивалентной средней мощности компенсирующего источника.

Практическая ценность работы состоит в возможности тиражирования предложенной последовательности действий на другие сельские населенные пункты с аномальным электропотреблением при условии последующей верификации расчетных параметров по фактическим режимным и демографическим данным.

1. Grisales-Noreña L. F., Restrepo-Cuestas B. J., Cortés-Cañedo B. [et al.]. Optimal location and sizing of distributed generators and energy storage systems in microgrids: A review. *Energies*. 2023;16(1):106. <https://doi.org/10.3390/en16010106>. EDN: COASYU.
2. Nogueira W. C., Garcés Negrete L. P., López-Lezama J. M. Optimal allocation and sizing of distributed generation using interval power flow. *Sustainability*. 2023;15(6):5171. <https://doi.org/10.3390/su15065171>. EDN: GAMPBB.
3. Jain A., Gupta S. C. Optimal placement of distributed generation in power distribution system and evaluating the losses and voltage using machine learning algorithms. *Frontiers in Energy Research*. 2024;12:1378242. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1378242>. EDN: COYMJZ.
4. Hussein Farh H. M., Al-Shamma'a A. A., Qamar A. [et al.]. Optimal sizing and placement of distributed generation under n-1 contingency using hybrid crow search – particle swarm algorithm. *Sustainability*. 2024;16(6):2380. <https://doi.org/10.3390/su16062380>. EDN: SGQFNY.
5. Bouchikhi N., Boussadia F., Bouddou R. [et al.]. Optimal distributed generation placement and sizing using modified grey wolf optimization and ETAP for power system performance enhancement and protection adaptation. *Scientific Reports*. 2025;15:13919. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-98012-0>. EDN: FCMNED.
6. Khenissi I., Guesmi T., Alshammari B. M. [et al.]. A hybrid chaotic bat algorithm for optimal placement and sizing of DG units in radial distribution networks. *Energy Reports*. 2024;12:1723 – 1741. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.07.042>. EDN: JZBTFFQ.
7. Iqbal H., Stevenson A., Sarwat A. I. Impact analysis and optimal placement of distributed energy resources in diverse distribution systems for grid congestion mitigation and performance enhancement. *Electronics*. 2025;14(10):1998. <https://doi.org/10.3390/electronics14101998>. EDN: CJTLJN.
8. Valencia-Díaz A., Hincapié R. A., Gallego R. A. Optimal placement and sizing of distributed generation in electrical dc distribution networks using a stochastic mixed-integer LP model. *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2025;50:5835 – 5851. <https://doi.org/10.1007/s13369-024-09655-6>. EDN: TNPXSA.
9. Castellanos-Buitrago S. F., Maya-Duque P., Villa-Acevedo W. M. [et al.]. Enhancing energy microgrid sizing: a multiyear optimization approach with uncertainty considerations for optimal design. *Algorithms*. 2025;18(2):111. <https://doi.org/10.3390/a18020111>. EDN: OTOAZ.
10. Karve G. M., Thakare M. S., Vaidya G. A. Optimal siting and sizing of battery energy storage system in distribution system in view of resource uncertainty. *Energies*. 2025;18(9):2340. <https://doi.org/10.3390/en18092340>. EDN: BLWSUW.
11. Кудрин Б. И. Выделение и описание электрических ценозов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 1985. № 7. С. 49 – 54.
12. Kudrin B. I. Vydeleniye i opisaniye elektricheskikh tsenozov. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Elektromekhanika*. 1985;7:49 – 54. (In Russ.).
13. Гнатюк В. И., Кивчун О. Р., Васильев В. Н., Луценко Д. В. Методика мониторинга электропотребления электротехнического комплекса Калининградской области // Промышленная энергетика. 2015. № 3. С. 26 – 35. EDN: TNGDEJ.
14. Gnatyuk V. I., Kivchun O. R., Vasil'yev V. N., Lutsenko D. V. Metodika monitoringa elektropotrebleniya elektrotekhnicheskogo kompleksa Kaliningradskoy oblasti. *Industrial Energy*. 2015;3:26 – 35. EDN: TNGDEJ. (In Russ.).
15. Гнатюк В. И., Кивчун О. Р., Илюшин П. В. Параметрическая адаптация данных об электропотреблении объектов региональной энергосистемы на основе рангового анализа // Промышленная энергетика. 2020. № 10. С. 48 – 56. EDN: HJXNGB.
16. Gnatyuk V. I., Kivchun O. R., Ilyushin P. V. Parametricheskaya adaptatsiya dannykh ob elektropotreblenii ob"yektov regional'noy energosistemy na osnove rangovogo analiza. *Industrial Energy*. 2020;10:48 – 56. EDN: HJXNGB. (In Russ.).
17. Кивчун О. Р., Гнатюк В. И. Методика определения Z2-потенциала энергосбережения объектов регионально-го электротехнического комплекса // Морские интеллектуальные технологии. 2021. № 4-4(54). С. 94 – 98. <https://doi.org/10.37220/MIT.2021.54.4.003>. EDN: XWFKBD.
18. Kivchun O. R., Gnatyuk V. I. Methodology for determining the Z2-energy saving potential objects of the regional electrotechnical complex. *Marine Intellectual Technologies*. 2021;4-4(54):94 – 98. <https://doi.org/10.37220/MIT.2021.54.4.003>. EDN: XWFKBD. (In Russ.).
19. Кивчун О. Р. Режимное нормирование электропотребления объектов регионального электротехнического комплекса на основе векторного рангового анализа // Промышленная энергетика. 2023. № 4. С. 48 – 58. EDN: ZSVDBK.
20. Kivchun O. R. Regime rationing of the power consumption of objects of the regional electrotechnical complex on the basis of vector rank analysis. *Industrial Energy*. 2023;4:48 – 58. EDN: ZSVDBK. (In Russ.).
21. Паскарь И. Н., Фролова М. В. Интервальное оценивание техноценоза по параметру потребления электроэнергии на примере Прокопьевского района Кузбасса // Горное оборудование и электромеханика. 2020. № 5 (151). С. 64 – 70. <https://doi.org/10.26730/1816-4528-2020-5-64-70>. EDN: DEREMW.
22. Paskar I. N., Frolova M. V. Interval assessment of technocenosis by the electric power consumption parameter on the example of Prokopyevsky district of Kuzbass. *Mining Machines and Automatics*. 2020;5(151):64 – 70. <https://doi.org/10.26730/1816-4528-2020-5-64-70>. EDN: DEREMW. (In Russ.).
23. Завьялов Н. В., Паскарь И. Н., Лебедев Г. М. Применение цифрового (Z-) метода прогнозирования при нормировании техноценоза региональной энергосистемы // Горное оборудование и электромеханика. 2023. № 5 (169). С. 22 – 30. <https://doi.org/10.26730/1816-4528-2023-5-22-30>. EDN: GNOBDZ.
24. Zavyalov N. V., Paskar I. N., Lebedev G. M. Application of the digital (Z-) forecasting method when normalizing the technocenosis of the regional power system. *Mining Machines and Automatics*. 2023;5(169):22 – 30. <https://doi.org/10.26730/1816-4528-2023-5-22-30>. EDN: GNOBDZ. (In Russ.).
25. Завьялов Н. В., Паскарь И. Н., Лебедев Г. М. Исследование региональных энергетических систем с применением техноценологического подхода // Горное оборудование и электромеханика. 2024. № 2 (172). С. 39 – 50. <https://doi.org/10.26730/1816-4528-2024-2-39-50>. EDN: LMPBXG.
26. Zavyalov N. V., Paskar I. N., Lebedev G. M. Study of regional energy systems using the technocentric approach. *Mining Machines and Automatics*. 2024;2(172):39 – 50. <https://doi.org/10.26730/1816-4528-2024-2-39-50>. EDN: LMPBXG. (In Russ.).

Вклад авторов:

И. Н. Паскарь. Концепция и постановка задачи исследования; разработка методики перехода от нормирования электропотребления к предварительной оценке мощности распределенной генерации; интерпретация результатов; подготовка и научное редактирование текста; формулирование выводов.

А. С. Устюжанина. Сбор и обработка исходных данных; выполнение расчетов; определение статистических характеристик и диапазона мощности; подготовка графиков и блок-схем; участие в подготовке первоначального текста статьи.

В. В. Артемасов. Анализ отечественных и зарубежных исследований; проверка методики и расчетных результатов; интерпретация схемы совместной ра-

боты источника с централизованной сетью; научное редактирование рукописи.

Authors' contribution:

Ivan N. Paskar. Conceptualization and formulation of the research problem; development of a methodology for transitioning from electricity consumption normalization to the preliminary capacity assessment of distributed generation; interpretation of results; manuscript preparation and scientific editing; formulation of conclusions.

Anastasia S. Ustyuzhanina. Collection and processing of initial data; performance of calculations; determination of statistical characteristics and power range; preparation of graphs and flowcharts; contribution to the drafting of the initial manuscript.

Valery V. Artemasov. Analysis of domestic and international studies; verification of the methodology and computational results; interpretation of the scheme for joint operation of the source with the centralized grid; scientific editing of the manuscript.

Информация об авторах:

ПАСКАРЬ Иван Николаевич, старший преподаватель кафедры «Электроснабжение горных и промышленных предприятий» Кузбасского государственного технического университета имени Т. Ф. Горбачева (КузГТУ), г. Кемерово.

SPIN-код: 2129-7337

AuthorID (РИНЦ): 786435

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4826-4967>

AuthorID (SCOPUS): 57202332941

ResearcherID: R-6973-2016

e-mail: pin.egpp@kuzstu.ru

УСТЮЖАНИНА Анастасия Сергеевна, магистрант кафедры «Электроснабжение горных и промышленных предприятий» КузГТУ, г. Кемерово.

SPIN-код: 7603-5037

AuthorID (РИНЦ): 1335364

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2049-5984>

e-mail: au.ustyuzhanina@mail.ru

АРТЕМАСОВ Валерий Валерьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение горных и промышленных предприятий» КузГТУ, г. Кемерово.

SPIN-код: 4707-5196

AuthorID (РИНЦ): 262472

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8548-0098>

e-mail: memorial142@mail.ru

Прозрачность финансовой деятельности: авторы не имеют финансовой заинтересованности в пред-

ставленных материалах и методах. Конфликт интересов отсутствует.

Авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

При подготовке данной рукописи авторы не использовали генеративный искусственный интеллект или аналогичные автоматизированные инструменты.

Статья поступила в редакцию 22.04.2026; одобрена после рецензирования 18.06.2026; принята к публикации 08.07.2026.

Information about the authors:

PASKAR Ivan Nikolayevich, Senior Lecturer of the Power Supply of Mining and Industrial Enterprises Department, T. F. Gorbachev State Technical University, Kemerovo.

SPIN-code: 2129-7337

AuthorID (RSCI): 786435

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4826-4967>

AuthorID (SCOPUS): 57202332941

ResearcherID: R-6973-2016

e-mail: pin.egpp@kuzstu.ru

USTYUZHANINA Anastasia Sergeevna, Master's Student of the Power Supply of Mining and Industrial Enterprises Department, T. F. Gorbachev State Technical University, Kemerovo.

SPIN-code: 7603-5037

AuthorID (RSCI): 1335364

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2049-5984>

e-mail: au.ustyuzhanina@mail.ru

ARTEMASOV Valery Valerievich, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Power Supply of Mining and Industrial Enterprises Department, T. F. Gorbachev State Technical University, Kemerovo.

SPIN-code: 4707-5196

AuthorID (RSCI): 262472

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8548-0098>

e-mail: memorial142@mail.ru

Financial transparency: the authors have no financial interest in the presented materials or methods. There is no conflict of interest.

The authors have read and approved the final manuscript.

The authors did not use the Artificial Intelligence or similar automated tools in the article.

The article was submitted 22.04.2026; approved after reviewing 18.06.2026; accepted for publication 08.07.2026.