

УДК 621.311.1:621.316.1

Шифр специальности ВАК 2.4.2

ДВУХУРОВНЕВАЯ МЕТОДИКА ВЫБОРА ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПОСЛЕДУЮЩЕГО АНАЛИЗА РЕКОНСТРУКЦИИ И СНЯТИЯ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

Предложена двухуровневая методика выбора объектов распределительной электрической сети для последующего анализа реконструкции и снятия сетевых ограничений. Методика предназначена для предварительной приоритизации объектов на ранней стадии анализа, когда выполнение детальных режимных и технико-экономических расчетов по всей региональной совокупности объектов затруднено из-за неоднородности исходных данных и различий сетевого масштаба. Первый уровень методики связан с анализом центров питания 35 кВ и выше, второй — с локализацией объектов распределительной сети ниже 35 кВ, электрически связанных с выбранным центром питания. В качестве расчетных признаков используются средняя установленная мощность, текущий резерв, резерв технологического присоединения, относительные резервные показатели и частота дефицитных состояний. Для оценки неоднородности совокупности применяется рангово-интервальный анализ с построением области допустимых значений, а итоговая приоритизация выполняется по сценарным индексам, учитывающим масштаб объекта, ограниченность резерва и устойчивость неблагоприятного состояния во времени. Апробация выполнена на данных электросетевого комплекса Кемеровской области — Кузбасса за 2017–2025 годы. Полученный результат рассматривается не как готовое проектное решение, а как расчетно обоснованный выбор объекта для последующей инженерной проверки, включающей анализ режимов, надежности, заявок технологического присоединения, вариантов реконструкции и технико-экономической эффективности мероприятий.

АВТОР:

И.Н. Паскарь,
старший преподаватель,
ORCID 0000-0002-4826-4967,
paskar-ivan@mail.ru,
ФГБОУ ВО «Кузбасский
государственный технический
университет имени
Т.Ф. Горбачёва», г. Кемерово, РФ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

#распределительная
электрическая сеть; #центры
питания; #реконструкция
электрических сетей;
#технологическое присоединение;
#резерв мощности; #рангово-
интервальный анализ; #область
допустимых значений;
#предварительная приоритизация
объектов; #сетевые ограничения

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Паскарь И.Н. Двухуровневая методика выбора объектов распределительной электрической сети для последующего анализа реконструкции и снятия сетевых ограничений // Энергия единой сети. 2026. № 3–4 (82). С. 33–45.

ВВЕДЕНИЕ

Развитие распределительных электрических сетей связано с необходимостью своевременно выявлять участки, в которых ограниченность резерва мощности, рост нагрузки или повторяемость дефицитных состояний могут потребовать реконструкции, изменения схемы питания, перераспределения нагрузки либо иных мероприятий по снятию сетевых ограничений [1]. На ранней стадии анализа возникает задача не выбора конкретного технического решения, а определения объектов, по которым углубленная инженерная проверка должна выполняться в первую очередь. Такая постановка особенно важна для региональных электросетевых комплексов, где в одной системе данных одновременно присутствуют центры питания разных классов напряжения, распределительные подстанции, участки сети и потребители с различным характером нагрузки.

Вопросы развития распределительных электрических сетей в научной и инженерной литературе обычно рассматриваются через оценку загрузки оборудования, наличия резерва мощности, надежности электроснабжения, качества напряжения, технического состояния элементов сети, заявок технологического присоединения [2] и экономической эффективности мероприятий. Такой подход является необходимым при разработке конкретных схемных и инвестиционных решений, поскольку позволяет сопоставлять варианты реконструкции, строительства новых сетевых элементов, перераспределения нагрузки и подключения новых потребителей. Вместе с тем на ранней стадии анализа применение полного набора режимных, надежностных и технико-экономических расчетов ко всей региональной совокупности объектов затруднено. Причина не только в большом числе объектов, но и в различии их сетевого масштаба, неполноте исходных данных и необходимости предварительно определить зону, для которой детальная проверка действительно обоснована [3–5].

Предлагаемая методика рассматривается не как замена действующим процедурам перспективного планирования и проектирования электрических сетей, а как предварительный аналитический фильтр. Ее результат может использоваться для формирования перечня объектов, по которым затем требуется уточнять фактические и перспективные нагрузки, заявки технологического присоединения, схемные решения, уровни напряжения, загрузку линий и трансформаторов, надежность и экономическую эффективность мероприятий. Такая постановка согласуется с общей логикой перспективного развития электроэнергетики, в которой решения по развитию сетевой инфраструктуры должны опираться на анализ существующих и перспективных режимов, потребности в технологическом присоединении [2], надежность электроснабжения и обоснование мероприятий по развитию сети. В действующей системе планирования эти вопросы отражаются в Схеме и программе развития электроэнергетических систем России [1], а также в материалах, связанных с развитием энергосистем субъектов Российской Федерации. Предлагаемая методика не подменяет эти документы и не является самостоятельным основанием для включения объекта в инвестиционную программу. Ее роль более узкая: выде-

лить из региональной совокупности объектов те участки распределительной сети, по которым дальнейшая инженерная проверка имеет наибольший приоритет.

Отдельное направление связано с технико-экономическим и ранговым анализом сложных технических совокупностей. В работах Б.И. Кудрина заложены общие положения технетики и технoэкономического представления технической реальности [6]. В.И. Гнатьком развиты методы рангового анализа, позволяющие выявлять структурную неоднородность совокупностей и оценивать положение объектов в ранговом распределении [7–10]. О.Р. Кивчун применяет ранговый аппарат к задачам управления электропотреблением объектов регионального электротехнического комплекса и режимного нормирования в условиях ресурсных ограничений [11, 12]. А.Р. Абельдаев показывает возможность использования экономического подхода для задач оптимизации региональных электрогенерирующих мощностей [13]. В работах И.Н. Паскаря технoэкономический подход используется для интервальной оценки электропотребления и планирования развития региональных энергетических систем [14, 15]. Указанные исследования подтверждают применимость рангового аппарата к анализу неоднородных технических совокупностей, однако для распределительной электрической сети требуется дополнительная адаптация: объект второго уровня должен рассматриваться не в общем региональном массиве, а внутри локальной совокупности, электрически связанной с выбранным центром питания.

Несмотря на наличие развитых подходов к планированию, реконструкции и ранговому анализу технических совокупностей, для распределительного электросетевого комплекса сохраняется методическая проблема предварительного перехода от регионального уровня к локальному объекту дальнейшей проверки. Региональная сеть включает центры питания разных классов напряжения, трансформаторные подстанции распределительной сети, участки сетей 6–10 кВ и 0,4 кВ, а также потребителей с различным характером нагрузки. Эти объекты нельзя корректно рассматривать как простой перечень независимых элементов. Центр питания 110/35/6 кВ и трансформаторная подстанция распределительной сети различаются по масштабу, функциям и роли в системе электроснабжения. Поэтому объединение таких объектов в один ранговый ряд приводит к потере сетевого смысла анализа и может исказить выбор объекта для последующей инженерной проверки.

На ранней стадии анализа эта проблема усиливается ограниченностью исходных данных. Для полноценной расчетной проверки нужны актуальные схемы сети, параметры линий и трансформаторов, графики нагрузки, данные о резерве мощности, сведения о заявках технологического присоединения и режимная информация. Однако такой набор данных часто неполон, неоднороден или доступен только для части объектов. Прямое детальное моделирование всех возможных участков региональной сети становится избыточным и методически неоправданным. Поэтому требуется предварительная приоритизация объектов, которая не заменяет режимный расчет, а формирует обоснованную исходную область для дальнейшей инженерной проверки.

В существующих подходах к планированию развития распределительных сетей приоритет объектов обычно определяется через режимные, надежностные, инвестиционные, заявочные или технические показатели [3–5]. При этом на ранней стадии анализа остается недостаточно формализованным переход от региональной совокупности центров питания к локальной совокупности нижестоящих объектов без смешения объектов разных классов напряжения и сетевого масштаба. Именно этот переход рассматривается в статье как самостоятельная методическая задача. Технoэкономические методы позволяют оценивать неоднородность технических совокупностей [6–15], однако применительно к распределительной сети они требуют учета сетевой иерархии: объект второго уровня должен анализироваться не в общем региональном массиве, а в составе локальной расчетной совокупности, электрически связанной с выбранным центром питания.

Для уточнения места предлагаемой методики среди существующих подходов к выбору объектов развития распределительной сети в таблице 1 приведено их методическое сопоставление. Сравнение выполнено не по величине экономического эффекта (поскольку статья не содержит проектного расчета конкретного мероприятия), а по назначению подхода, составу исходных данных и роли в последовательности принятия инженерного решения [3–15].

Для решения этой задачи предлагается двухуровневая методика предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети. На первом уровне анализируются центры питания напряжением 35 кВ и выше. На втором уровне рассматриваются объекты распределительной сети ниже 35 кВ, электрически связанные с выбранным центром питания. Такой переход позволяет сохранить сетевой смысл анализа: сначала определяется приоритетная зона, затем внутри нее выбирается локальный объект, который целесообразно передать на последующую инженерную проверку.

В качестве расчетных признаков используются: средняя установленная мощность, текущий резерв, резерв технологического присоединения, относительные резервные показатели и частота дефицитных состояний. Для описания неоднородности совокупности применяется рангово-интервальный анализ. Положение объекта оценивается относительно расчетной ранговой зависимости и области допустимых значений. Итоговый приоритет формируется не только по масштабу объекта, но и по резервным ограничениям и повторяемости неблагоприятных состояний. Такой набор признаков позволяет использовать методику как предварительный фильтр перед последующим анализом вариантов реконструкции, перераспределения нагрузки, изменения схемы питания и иных мероприятий по снятию сетевых ограничений [3–5, 7–15].

Таблица 1. Сопоставление подходов к выбору объектов развития распределительной электрической сети

Подход	Что учитывает	Ограничение на ранней стадии анализа	Место предлагаемой методики
Отбор по установленной мощности	Масштаб объекта и его положение в структуре сети	Не отражает резервные ограничения, повторяемость дефицита и возможность технологического присоединения	Использует мощность как один из признаков, но не сводит выбор к наиболее крупному объекту
Отбор по текущему резерву мощности	Наличие свободной мощности или дефицита по объекту	Может фиксировать разовое состояние без учета устойчивости ограничения во времени	Дополняет резервные признаки оценкой частоты дефицитных состояний
Отбор по резерву технологического присоединения	Возможность подключения дополнительной нагрузки	Требует последующей проверки заявок, перспективной нагрузки и схемных условий	Использует резерв технологического присоединения как предварительный индикатор объекта, требующего углубленной проверки
Отбор по заявкам технологического присоединения	Перспективный спрос и запросы потребителей	Не всегда позволяет оценить историческую устойчивость сетевого ограничения	Может применяться до детального анализа заявок или совместно с ним для уточнения приоритетных зон
Режимный расчет участка сети	Уровни напряжения, загрузку линий и трансформаторов, потери, допустимость схемы	Требует подробной схемы, параметров сети и графиков нагрузки	Выполняется после предварительной приоритизации выбранных объектов
Технико-экономическое сравнение мероприятий	Стоимость, эффект, надежность, эксплуатационные последствия и экономическую эффективность	Не может быть корректно применено ко всей региональной совокупности без предварительного отбора объектов	Используется на следующем этапе для выбранного объекта и набора возможных мероприятий
Предлагаемая двухуровневая методика	Масштаб объекта, резервное состояние, повторяемость дефицита и сетевую иерархию	Не заменяет проектирование, режимные расчеты, анализ надежности и экономическое обоснование	Формирует перечень объектов распределительной сети для последующей инженерной проверки

▼ **Цель исследования** — разработка и апробация двухуровневой методики предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети для последующего анализа развития, реконструкции, перераспределения нагрузки или иных мероприятий по снятию выявленных сетевых ограничений.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- сформировать двухуровневую структуру анализа регионального электросетевого комплекса с разделением центров питания 35 кВ и выше и связанных с ними объектов распределительной сети ниже 35 кВ;
- определить расчетные признаки, отражающие масштаб объекта, резервное состояние, возможность технологического присоединения и устойчивость неблагоприятных состояний во времени;
- построить рангово-интервальную оценку центров питания 35 кВ и выше с использованием области допустимых значений;
- сформировать первоочередную группу центров питания для перехода к локальному анализу нижестоящей сети;
- выполнить переход от выбранного центра питания к локальной совокупности электрически связанных объектов ниже 35 кВ;
- выбрать объект распределительной сети для последующей инженерной проверки вариантов реконструкции, развития сети или снятия выявленных ограничений.

Расчетная апробация выполнена на данных электросетевого комплекса Кемеровской области — Кузбасса за период с I квартала 2017 г. по IV квартал 2025 года. На первом уровне рассматриваются центры питания 35 кВ и выше. На втором уровне для выбранного центра питания формируется локальная расчетная совокупность объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с ним. Результатом является не готовое проектное решение, а обоснованная расчетная цепочка перехода от региональной совокупности центров питания к конкретному объекту распределительной сети, по которому далее должны выполняться режимные, надежность и технико-экономические расчеты.

Научная значимость исследования состоит в развитии рангово-интервального подхода применительно к иерархически организованному распределительному электросетевому комплексу. Отличие предлагаемой методики в том, что ранговый анализ используется не для общего ранжирования всех объектов сети, а в составе связанной двухуровневой процедуры. Это позволяет избежать смещения объектов разных классов напряжения и сетевого масштаба.

Практическая значимость исследования заключается в возможности использовать предложенную методику как предварительный аналитический фильтр при подготовке перечня объектов для дальнейшей инженерной проверки. Методика не заменяет разработку схемных решений, режимные расчеты, оценку надежности, анализ заявок технологического присоединения и технико-экономическое сравнение мероприятий. Ее задача состоит в том, чтобы уже на раннем этапе сократить исходную совокупность объектов и определить, по каким

Таблица 2. Характеристика расчетной базы первого уровня

Показатель	Значение
Объект анализа первого уровня	Центры питания 35 кВ и выше
Территория анализа	Кемеровская область — Кузбасс
Расчетный период	I квартал 2017 г. — IV квартал 2025 г.
Шаг наблюдения	Квартал
Число квартальных наблюдений после очистки	8986
Число идентифицированных центров питания за период	329
Число центров питания в действующей совокупности IV квартала 2025 г.	254
Назначение массива	Предварительная приоритизация центров питания для последующего анализа нижестоящей распределительной сети

участкам распределительной сети целесообразно в первую очередь выполнять углубленный анализ реконструкции, перераспределения нагрузки, изменения схемы питания или иных мероприятий по снятию ограничений.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Расчет выполнен по данным о наличии мощности, свободной для технологического присоединения, по объектам электросетевого комплекса Кемеровской области — Кузбасса. Расчетный период — с I квартала 2017 г. по IV квартал 2025 года. Шаг наблюдения — квартал. Исторический ряд используется не для прямого прогноза перспективной нагрузки, а для выявления объектов, у которых резервные ограничения или дефицитные состояния имеют повторяющийся характер. Такой подход позволяет отличить разовое неблагоприятное состояние от устойчивого признака, требующего последующей инженерной проверки. Перспективные нагрузки, заявки технологического присоединения и конкретные схемные мероприятия должны уточняться на следующем этапе анализа.

В качестве основной расчетной совокупности первого уровня приняты центры питания напряжением 35 кВ и выше. После очистки и нормализации исходного массива сформировано 8986 квартальных наблюдений. За расчетный период идентифицировано 329 центров питания, из которых 254 объекта присутствуют в действующей совокупности IV квартала 2025 года. Характеристика расчетной базы приведена в таблице 2.

Наличие данных за несколько лет принципиально для рассматриваемой задачи. Если объект имеет ограниченный резерв только в одном отчетном периоде, это может

быть связано с временными условиями эксплуатации, изменением состава потребителей или особенностями учета. Если же неблагоприятное состояние повторяется в нескольких кварталах, такой объект получает более высокий приоритет для последующей проверки. Поэтому в методике учитывается не только величина резерва, но и частота дефицитных состояний в доступном историческом ряду.

Методика строится как двухуровневая. Первый уровень предназначен для выделения приоритетных центров питания 35 кВ и выше. Второй уровень используется для анализа объектов распределительной сети ниже 35 кВ, электрически связанных с выбранным центром питания. Общая схема двухуровневой предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети приведена на рисунке 1.

Необходимость двух уровней связана с тем, что центр питания 110/35/6 кВ и объект распределительной сети ниже 35 кВ имеют разный масштаб и разную роль

в системе электроснабжения. Их объединение в один ранговый ряд методически некорректно, поскольку крупный центр питания и локальная трансформаторная подстанция отражают разные уровни сетевой иерархии. Поэтому на первом этапе определяется приоритетная зона анализа, а на втором этапе внутри этой зоны выбирается локальный объект для последующей инженерной проверки.

Связь между уровнями задается по признаку электрической принадлежности. Муниципальная привязка, балансовая принадлежность и сходство наименований могут использоваться как вспомогательные признаки, но не заменяют подтвержденную электрическую связь. Это принципиально для сохранения сетевого смысла анализа: объект второго уровня рассматривается не как самостоятельная строка регионального перечня, а как часть локальной совокупности конкретного центра питания.

Для оценки объектов используются три группы признаков: масштаб объекта, резервное состояние



Рис. 1. Двухуровневая структура предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети
Источник: составлено автором

Таблица 3. Расчетные признаки предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети

Группа признаков	Показатель	Инженерный смысл
Масштаб объекта	Средняя установленная мощность	Показывает системную значимость объекта в расчетной совокупности
Текущее состояние	Средний текущий резерв	Отражает наличие свободной мощности или дефицита
Возможность технологического присоединения	Средний резерв технологического присоединения	Характеризует возможность подключения дополнительной нагрузки
Сопоставление объектов разного масштаба	Относительный текущий резерв	Позволяет сравнивать объекты с разной установленной мощностью
Сопоставление ограничений технологического присоединения	Относительный резерв технологического присоединения	Показывает ограниченность присоединения с учетом масштаба объекта
Устойчивость неблагоприятного состояния	Частота текущего дефицита	Отражает повторяемость отрицательного текущего резерва
Устойчивость ограничения технологического присоединения	Частота дефицита технологического присоединения	Отражает повторяемость ограничения по технологическому присоединению

и устойчивость неблагоприятного состояния. Состав признаков приведен в таблице 3.

Показатели таблицы 3 не являются самостоятельными проектными критериями. Они используются для предварительной приоритизации, то есть для выбора объектов, по которым затем должны выполняться более детальные расчеты. Например, низкий резерв технологического присоединения указывает на необходимость проверки перспективной нагрузки и заявок на подключение, но сам по себе не доказывает необходимость реконструкции. Аналогично высокая частота дефицитного состояния показывает устойчивость ограничения во времени, однако конкретное мероприятие может быть выбрано только после анализа схемы сети, режимов, надежности и экономики.

Для каждого объекта рассчитывается текущий резерв мощности. Если в исходных данных резерв задан напрямую, используется исходное значение. Если резерв определяется через установленную мощность и текущую загрузку, используется выражение:

$$R_{it} = P_{it}^{уст} - P_{it}^{зарп}, \tag{1}$$

где R_{it} — текущий резерв мощности i -го объекта в квартале t ;
 $P_{it}^{уст}$ — установленная мощность;
 $P_{it}^{зарп}$ — текущая загрузка.

При $R_{it} > 0$ объект имеет свободную мощность. При $R_{it} < 0$ фиксируется дефицит. Для сопоставления объектов разного масштаба текущий резерв и резерв технологического присоединения дополнительно приводятся к относительному виду. Повторяемость неблагоприятного состояния оценивалась через частоту появления дефицита в квартальных наблюдениях. Если объект присутствовал в исходном массиве не на всем расчетном интервале 2017–2025 гг., агрегирование выполнялось по фактическому числу доступных наблюдений. Такой порядок выбран для того, чтобы не исключать из анализа объекты с неполной

историей и одновременно не подставлять расчетные значения вместо отсутствующих данных.

На следующем этапе проверялась неоднородность совокупности по средней установленной мощности. Для этого объекты ранжировались по убыванию мощности, после чего для полученного ряда аппроксимировалась Н-кривая [7–12, 14, 15]:

$$P(r) = ar^{-b}, \tag{2}$$

где $P(r)$ — расчетное значение средней установленной мощности для ранга r ;
 a и b — параметры аппроксимации;
 r — ранг объекта.

Н-кривая используется как инструмент описания ранговой неоднородности, а не как самостоятельное основание для выбора объекта. Поэтому дополнительно определяется область допустимых значений. После построения Н-кривой для каждого объекта сравнивались два значения: фактическая средняя установленная мощность и расчетная мощность, соответствующая его рангу. Отклонения брались в логарифмической форме. Это важно для рассматриваемого массива: центры питания заметно различаются по мощности, поэтому одинаковое абсолютное отклонение для крупного и малого объекта имеет разный смысл. Границы области допустимых значений задавались не вручную, а по распределению полученных отклонений. В качестве нижней границы использовался 10 % квантиль, в качестве верхней — 90 % квантиль [7–12, 14, 15]:

$$P_{\text{н}}(r) = P(r) \exp(q_{0,10}), P_{\text{в}}(r) = P(r) \exp(q_{0,90}), \tag{3}$$

где $P_{\text{н}}(r)$ и $P_{\text{в}}(r)$ — нижняя и верхняя границы области допустимых значений;
 $q_{0,10}$ и $q_{0,90}$ — нижняя и верхняя квантильные границы логарифмических отклонений.

После этого объект получал один из трех статусов: ниже области допустимых значений, внутри нее или выше

нее. Этот статус нужен не для автоматического отбора, а для интерпретации положения объекта в ранговом ряду. В дальнейшем он рассматривался вместе с резервными признаками. Поэтому объект с типичным положением по мощности мог оказаться приоритетным, если для него характерны низкий резерв или повторяющийся дефицит. Итоговая предварительная оценка выполнялась по трем сценарным индексам: масштаб объекта, ограниченность относительного резерва, устойчивость неблагоприятного состояния во времени. Сводный индекс рассчитывался как среднее значение этих трех оценок:

$$S_i = \frac{A_i + B_i + C_i}{3}, \tag{4}$$

где S_i — сводный индекс объекта;
 A_i — индекс масштаба;
 B_i — индекс ограниченности относительного резерва;
 C_i — индекс устойчивости неблагоприятного состояния.

Формирование приоритетного перечня выполняется в следующей последовательности. Сначала задается расчетная совокупность первого уровня, включающая центры питания 35 кВ и выше. Для каждого центра питания рассчитываются мощностные, резервные и устойчивые признаки. Затем строится ранговая зависимость по средней установленной мощности и определяется область допустимых значений. После этого рассчитываются сценарные индексы масштаба, ограниченности резерва и устойчивости неблагоприятного состояния. По сводному индексу формируется первоочередная группа центров питания. Для выбранного центра питания задается локальная расчетная совокупность объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с ним. Внутри этой совокупности расчет повторяется по той же логике, но уже без смешения объектов разных центров питания. Объект с наибольшим локальным приоритетом передается на последующую инженерную проверку. На следующем этапе для него должны анализироваться режимы работы сети, уровни напряжения, загрузка линий и трансформаторов, надежность электроснабжения, заявки технологического присоединения, варианты реконструкции, перераспределения нагрузки и технико-экономическая эффективность мероприятий.

На первом уровне сводный индекс используется для ранжирования центров питания 35 кВ и выше. Результатом является перечень приоритетных центров питания, которые могут быть переданы на второй уровень анализа. На втором уровне та же логика применяется внутри локальной расчетной совокупности объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с выбранным центром питания. Такой порядок позволяет сохранить сетевую иерархию: объект второго уровня выбирается не из общего регионального массива, а из состава нижестоящей сети конкретного центра питания.

Итогом двухуровневой процедуры является расчетная цепочка:

$$C^{(1)} \rightarrow c_i \rightarrow C_i^{(2)} \rightarrow o_{ij}, \tag{5}$$

где $C^{(1)}$ — совокупность центров питания первого уровня;
 c_i — выбранный центр питания;

$C_i^{(2)}$ — локальная расчетная совокупность объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с выбранным центром питания;
 o_{ij} — выбранный объект второго уровня, передаваемый на последующую инженерную проверку.

Эта цепочка не является готовым проектным решением. Она определяет объект, для которого дальнейшая инженерная проверка становится обоснованной. После такого выбора должны отдельно выполняться расчет режимной допустимости, проверка уровней напряжения, загрузки линий и трансформаторов, качества электрической энергии, надежности, заявок технологического присоединения и технико-экономической эффективности возможных мероприятий по снятию сетевых ограничений. К таким мероприятиям могут относиться реконструкция трансформаторной мощности, перераспределение нагрузки, перевод части потребителей на другой центр питания, изменение схемы питания, компенсация реактивной мощности, регулирование напряжения [3–5], а в отдельных случаях подключение распределенных ресурсов или средств управления нагрузкой [16–20].

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

На первом уровне анализа была рассмотрена действующая совокупность центров питания 35 кВ и выше, присутствующих в отчетности за IV квартал 2025 года. Значения расчетных признаков определялись по всей доступной истории наблюдений за 2017–2025 годы. Такой порядок позволяет учитывать не только последнее состояние объекта, но и его положение в структуре расчетной совокупности за весь период наблюдений.

Базовым признаком для проверки ранговой неоднородности принята средняя установленная мощность. По расчетной совокупности из 254 центров питания получена степенная зависимость:

$$P(r) = 1477r^{-1,018}, R^2 = 0,734.$$

Коэффициент детерминации показывает, что ранговая зависимость описывает существенную часть изменчивости установленной мощности. При этом полученная Н-кривая не используется как единственное основание для выбора объекта. Она задает расчетную основу для дальнейшего анализа: определения положения центров питания относительно области допустимых значений и последующей сценарной оценки.

Область допустимых значений построена как квантильная оболочка логарифмических отклонений фактических значений от расчетной Н-кривой. Нижняя квантильная граница составила $q_{0,10} = -0,613$, верхняя граница $q_{0,90} = 0,483$. В результате 202 центра питания расположены внутри области допустимых значений, 26 объектов находятся выше нее, еще 26 объектов расположены ниже. Ранговое распределение центров питания и область допустимых значений показаны на рисунке 2.

Полученное распределение подтверждает выраженную неоднородность совокупности центров питания. В верхней части рангового ряда находятся наиболее

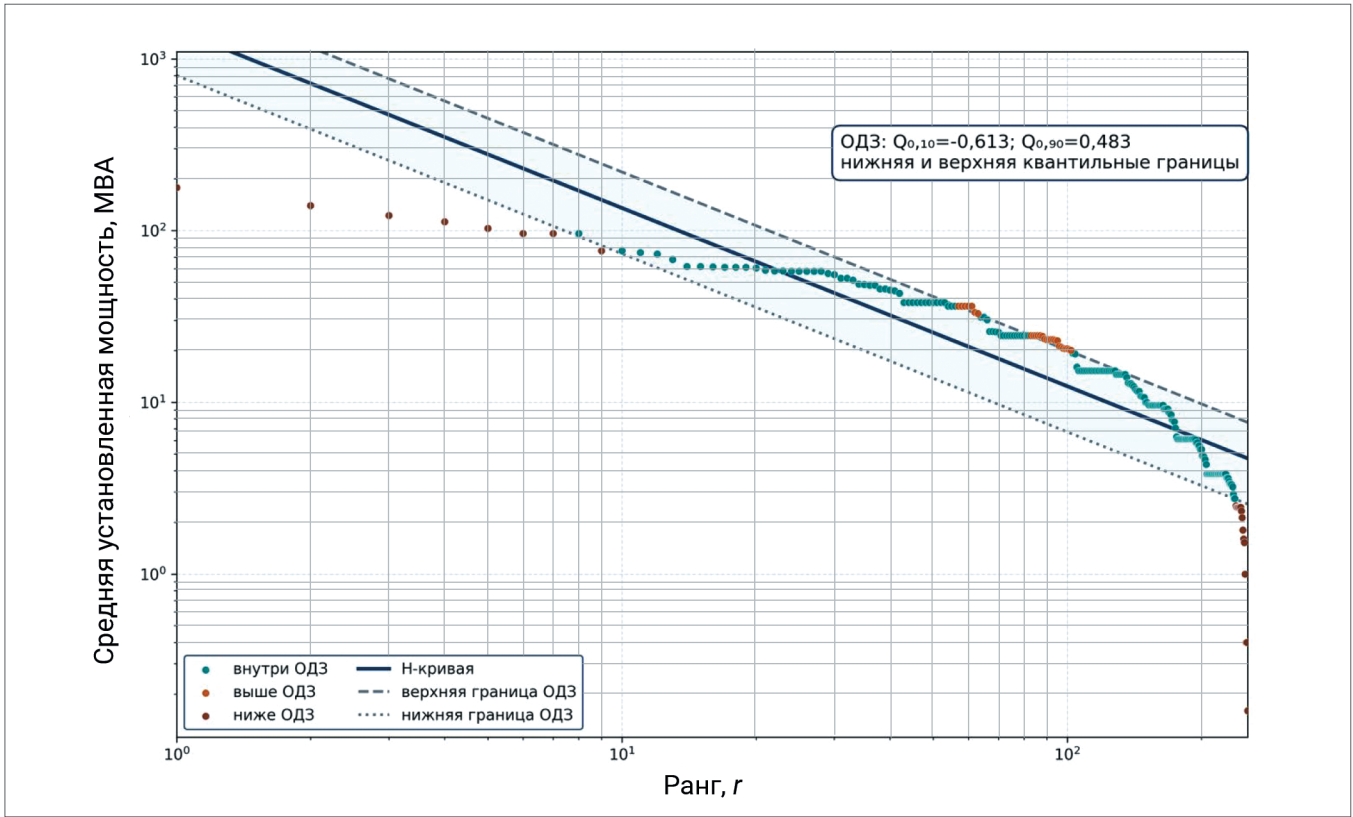


Рис. 2. Н-распределение и область допустимых значений центров питания 35 кВ и выше
Источник: составлено автором по результатам расчета

мощные объекты, но уже на этом этапе видно, что мощность не может быть единственным основанием предварительной приоритизации. Часть центров питания имеет значимый резервный или дефицитный характер при сравнительно невысокой установленной мощности. Поэтому дальнейшая оценка выполнялась не только по положению в ранговом распределении, но и по резервным признакам.

Для этого были рассчитаны три сценарных индекса: индекс масштаба A_i , индекс ограниченности относительного резерва B_i и индекс устойчивости неблагоприятного состояния C_i . Сводный индекс S_i использовался для формирования первоочередной группы центров питания, по которым целесообразно выполнять дальнейший локальный анализ нижестоящей распределительной сети. Результаты расчета ТОП-10 приведены в таблице 4.

Для всех объектов первой десятки характерно высокое значение индекса ограниченности относительного резерва. Минимальное значение этого индекса в ТОП-10 составляет 0,820 для ПС 110 кВ Топкинская, максимальное 0,989 — для ПС 110 кВ Ново-Чертинская. Следовательно, расчетное основание первоочередности связано не только с установленной мощностью, но и с резервным состоянием объекта с учетом его масштаба. В контексте

последующего развития сети это означает, что указанные центры питания требуют первоочередного уточнения фактической загрузки, резерва технологического присоединения, перспективных нагрузок и возможных схемных ограничений [1–5].

Сравнение сценарных индексов показывает, что разные центры питания попадают в первоочередной перечень по разным основаниям. ПС 110 кВ Беловская и ПС 110 кВ Топкинская имеют сравнительно высокие значения индекса масштаба, поэтому их дальнейшая проверка связана с системной значимостью и резервным состоянием. ПС 110 кВ Яшкинская и ПС 110 кВ Ново-Чертинская выделяются по индексу устойчивости неблагоприятного состояния, что указывает на повторяемость ограничений во времени. ПС 35 кВ Красногорская-2 имеет низкий индекс масштаба, но входит в первую десятку за счет высоких значений резервного и устойчивого сценариев. Это показывает, что методика позволяет выявлять не только крупные центры питания, но и объекты с устойчивыми признаками ограничения.

Такой результат подтверждает, что предложенная процедура не сводится к выбору наиболее мощных центров питания. Например, ПС 110 кВ Ново-Чертинская имеет первый ранг по сводному индексу, но по средней

Таблица 4. ТОП-10 центров питания по сводному индексу первого уровня

Ранг	Центр питания	Класс напряжения	A_i	B_i	C_i	S_i
1	ПС 110 кВ Ново-Чертинская	110/35/6	0,326	0,989	0,576	0,630
2	ПС 110 кВ Беловская	110/35/6	0,580	0,909	0,371	0,620
3	ПС 110 кВ Красный Брод	110/35/6	0,327	0,928	0,494	0,583
4	ПС 110 кВ Топкинская	110/35/6	0,540	0,820	0,306	0,555
5	ПС 110 кВ Яшкинская	110/35/6	0,113	0,950	0,583	0,549
6	ПС 110 кВ Шахтовая	110/35/6	0,428	0,839	0,188	0,485
7	ПС 110 кВ Сидоровская	110/35/10	0,145	0,945	0,362	0,484
8	ПС 35 кВ Красногорская-2	35/6	0,054	0,952	0,444	0,483
9	ПС 110 кВ Колмогоровская	110/35/6	0,137	0,885	0,408	0,476
10	ПС 110 кВ Заречная	110/35/6	0,281	0,839	0,306	0,475

установленной мощности расположена внутри области допустимых значений. Ее приоритет формируется за счет сочетания ограниченного резерва и повторяемости неблагоприятного состояния. ПС 110 кВ Беловская и ПС 110 кВ Шахтовая имеют статус ниже ОДЗ по мощности. Это не означает техническую недостаточность объектов и не является прямым основанием для реконструкции. Такой статус показывает положение объекта относительно расчетной Н-кривой и должен интерпретироваться совместно с текущим резервом, резервом технологического присоединения и частотой дефицитных состояний.

Для перехода ко второму уровню недостаточно только места в ТОП-10. Центр питания должен иметь проверяемую локальную совокупность объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с ним. В качестве расчетного представителя первоочередной группы выбрана ПС 110 кВ Колмогоровская. Она занимает 9-е место по сводному индексу первого уровня, имеет класс напряжения 110/35/6 кВ, расположена внутри области допустимых значений по средней установленной мощности и характеризуется доминированием сценария ограниченности относительного резерва. Значения сценарных индексов составляют: индекс масштаба $A_i = 0,137$, индекс ограниченности относительного резерва $B_i = 0,885$, индекс устойчивости неблагоприятного состояния $C_i = 0,408$, сводный индекс $S_i = 0,476$. Такой выбор нужен не для утверждения конкретного мероприятия, а для демонстрации полного перехода от регионального уровня к локальному объекту распределительной сети.

Выбор ПС 110 кВ Колмогоровская для перехода ко второму уровню связан с тремя обстоятельствами. Во-первых, объект входит в первоочередную группу центров питания. Во-вторых, его приоритет определяется не только мощностным положением, но и резервными признаками. В-третьих, для него сформирована локальная совокупность объектов ниже 35 кВ, что позволяет проверить полный переход от первого уровня анализа к выбору конкретного объекта последующей инженерной проверки.

Для ПС 110 кВ Колмогоровская сформирована локальная расчетная совокупность второго уровня, включаю-

щая 15 объектов распределительной сети ниже 35 кВ. Расчетная база второго уровня содержит 294 квартальных наблюдения за период с I квартала 2017 г. по IV квартал 2025 года. Объекты этой совокупности не объединялись с объектами других центров питания, поскольку это нарушило бы схемную принадлежность и привело бы к смешению локальных сетевых структур.

Для проверки неоднородности локальной совокупности построено Н-распределение по средней установленной мощности объектов второго уровня:

$$(r) = 1477r^{-1,413}, R^2 = 0,811.$$

Значение $R^2 = 0,811$ показывает, что локальная совокупность имеет выраженную ранговую неоднородность по установленной мощности. По области допустимых значений 11 объектов расположены внутри ОДЗ, 2 объекта находятся выше ОДЗ и 2 объекта — ниже ОДЗ. При этом, как и на первом уровне, мощностной статус не используется как единственный критерий выбора. Локальный объект последующей инженерной проверки определяется по сочетанию масштаба, резервных ограничений и устойчивости неблагоприятного состояния.

Графическое представление локального рангового распределения позволяет уточнить, что объекты второго уровня также образуют неоднородную совокупность (рис. 3). При этом границы области допустимых значений используются не для автоматического исключения объектов, а для оценки их положения относительно локальной Н-кривой. Это важно, поскольку объект с наибольшим расчетным приоритетом может не быть крупнейшим по установленной мощности, но иметь более выраженное сочетание резервных и устойчивых признаков.

Из рис. 3 видно, что локальная совокупность объектов ниже 35 кВ не является однородной по установленной мощности. Часть объектов расположена внутри области допустимых значений, часть выходит за ее нижнюю или верхнюю границу. Однако само положение относительно ОДЗ не определяет итоговый выбор объекта. Для второго уровня оно используется как дополнительная

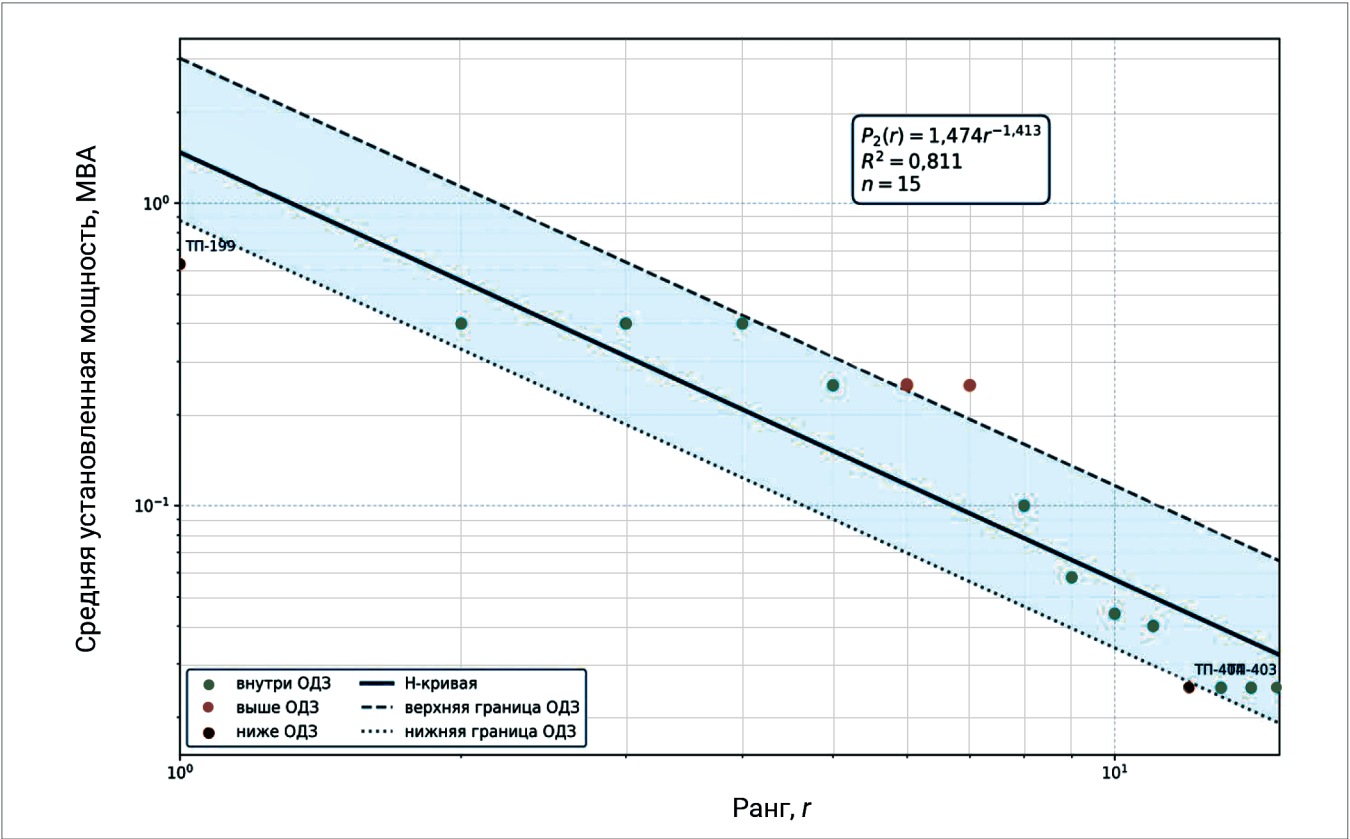


Рис. 3. Н-распределение и область допустимых значений объектов второго уровня в зоне ПС 110 кВ Колмогоровская
Источник: составлено автором по результатам расчета

характеристика локальной расчетной совокупности, а окончательный приоритет формируется по сценарной оценке, учитывающей масштаб объекта, ограниченность резерва и повторяемость дефицитного состояния. Результаты сценарной оценки объектов второго уровня приведены в таблице 5.

Локальное ранжирование объектов второго уровня по сводному индексу показано на рисунке 4.

Максимальный локальный приоритет получил объект ТП-404. Его сводный индекс составляет 0,612. При этом объект не является наиболее мощным в локальной совокупности: установленная мощность ТП-404 составляет 0,025 МВА, а индекс масштаба равен нулю. Приоритет ТП-404 связан с сочетанием резервных и устойчивых признаков. Для данного объекта средний резерв технологического присоединения составил 0,011 МВт, частота дефицита технологического присоединения — 0,314. В результате индекс резервного ограничения достиг 0,834, а индекс устойчивости неблагоприятного состояния — 1,000. Эти показатели не доказывают необходимость конкретного мероприятия по реконструкции, но указывают, что именно этот объект должен быть передан на первоочередную инженерную проверку.

Таблица 5. Первые пять объектов второго уровня в зоне ПС 110 кВ Колмогоровская

Ранг	Объект	S_j	Решение и основание
1	ТП-404	0,612	Объект первоочередной инженерной проверки: ограниченный резерв технологического присоединения и повторяемость дефицитного состояния
2	ТП-199	0,369	Резервный объект для сопоставления: высокий масштаб при слабой выраженности резервных и устойчивых признаков
3	ТП-403	0,299	Дополнительный объект для уточнения: наличие резервного ограничения и ненулевая частота дефицита технологического присоединения
4	ТП-369	0,256	Не входит в первоочередную группу: недостаточное сочетание приоритетных признаков
5	ТП-182	0,244	Не входит в первоочередную группу: достаточный резерв и отсутствие устойчивого дефицитного состояния

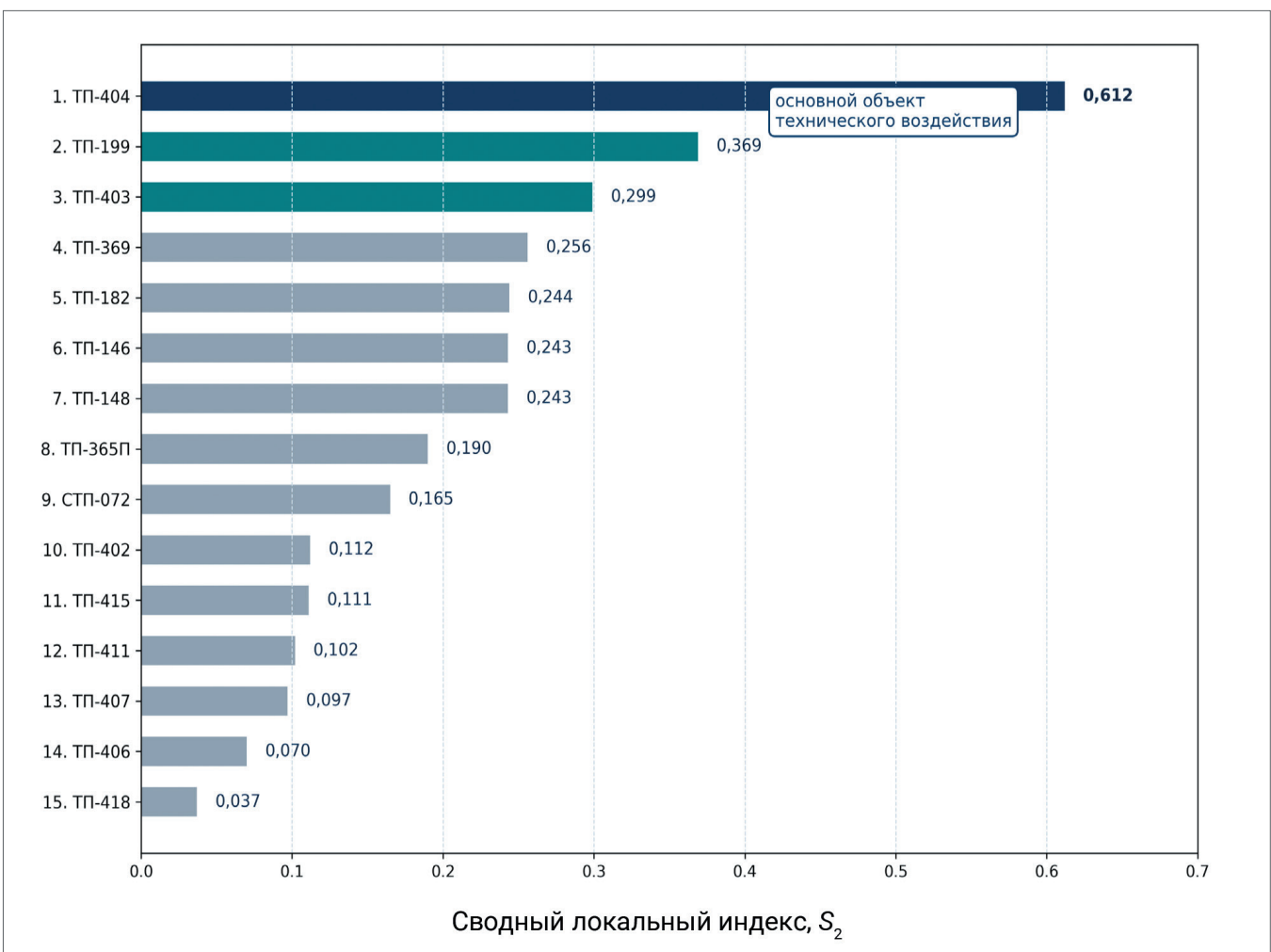


Рис. 4. Локальное ранжирование объектов второго уровня по сводному индексу
Источник: составлено автором по результатам расчета

Сопоставление ТП-404 и ТП-199 показывает, что локальный рейтинг не повторяет ранжирование по установленной мощности. ТП-199 имеет наибольшую мощность в рассматриваемой совокупности (0,630 МВА) и максимальный индекс масштаба. При этом резерв технологического присоединения по нему составляет 0,615 МВт, а частота дефицита технологического присоединения равна нулю. Следовательно, высокий масштаб объекта в данном случае не сопровождается признаками устойчивого ограничения. Это важно для обоснования методики: она не выбирает автоматически самый мощный объект, а выделяет объект с сочетанием признаков, указывающих на возможное сетевое ограничение.

Для ТП-404 ситуация иная. Его установленная мощность мала, но резерв технологического присоединения ограничен, а дефицитное состояние повторяется в расчетном периоде. За счет этого объект получил первое место

в локальном рейтинге. ТП-199 сохраняет значение объекта для сопоставления при последующей проверке, но не рассматривается как основной объект первоочередного анализа, поскольку для него не выявлена повторяемость дефицита технологического присоединения.

ТП-403 занимает третье место. По нему также отмечены признаки резервного ограничения и ненулевая частота дефицита технологического присоединения, но они выражены слабее, чем у ТП-404. Поэтому ТП-403 может рассматриваться как дополнительный объект для уточнения исходных данных или проверки чувствительности локального ранжирования.

По итогам двухуровневого анализа получена расчетная цепочка:
центры питания 35 кВ и выше → ПС 110 кВ Колмогоровская → локальная расчетная совокупность объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с выбранным центром питания → ТП-404.

Эта цепочка не является проектным решением и не задает конкретное мероприятие по реконструкции. Она показывает объект, для которого на следующем этапе необходимо выполнить расчет локального участка сети: проверить уровни напряжения, загрузку линий и трансформаторов, качество электрической энергии, надежность электроснабжения, фактические и перспективные заявки технологического присоединения, а также технико-экономическую допустимость возможных мероприятий.

На следующем этапе для выбранного объекта могут рассматриваться разные варианты снятия ограничения: реконструкция трансформаторной мощности, перераспределение нагрузки, перевод части потребителей на другой центр питания, изменение схемы питания [3–5], компенсация реактивной мощности, регулирование напряжения, подключение распределенных ресурсов или средств управления нагрузкой [16–20]. Выбор конкретного мероприятия требует отдельного режимного и технико-экономического расчета и не входит в предмет настоящей статьи.

Таким образом, двухуровневый анализ позволил перейти от региональной совокупности центров питания к конкретному объекту распределительной сети без смешения объектов разных классов напряжения и сетевого масштаба. В рассматриваемом примере выбор ТП-404 определен не одним показателем, а сочетанием резервного состояния и повторяемости неблагоприятных признаков. Такой подход снижает риск формального выбора наиболее крупного объекта и позволяет передавать на дальнейший расчет тот участок, где статистические признаки указывают на возможное устойчивое ограничение. Окончательное решение о реконструкции, перераспределении нагрузки или ином мероприятии должно приниматься только после последующей инженерной проверки.

Ограничение полученных результатов состоит в том, что они основаны на статистической обработке отчетных данных и не включают режимное моделирование выбранного участка сети. Поэтому локальный приоритет ТП-404 не следует трактовать как доказанную необходимость реконструкции. Он означает, что данный объект имеет более выраженное сочетание признаков резервного ограничения и повторяемости дефицитного состояния по сравнению с другими объектами локальной совокупности. Для принятия проектного решения необходимы дополнительные данные: схема сети, параметры линий и трансформаторов, графики нагрузки, фактические и перспективные заявки технологического присоединения [2], показатели надежности и стоимостные параметры возможных мероприятий.

выводы

- Предложена двухуровневая методика предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети для последующего анализа реконструкции и снятия сетевых ограничений. На первом уровне рассматриваются центры питания 35 кВ и выше, на втором — объекты распределительной сети ниже 35 кВ, электрически связанные с выбранным центром питания. Такое построение позволяет сохранить сетевую иерархию анализа и избежать объеди-

нения в один ранговый ряд объектов разного класса напряжения, масштаба и функционального назначения.

- На данных электросетевого комплекса Кемеровской области — Кузбасса, за период с I квартала 2017 г. по IV квартал 2025 г. сформирована расчетная совокупность первого уровня, включающая 8986 квартальных наблюдений, 329 идентифицированных центров питания за весь период и 254 действующих центра питания в IV квартале 2025 года. Исторический ряд использован не для прямого прогноза перспективной нагрузки, а для оценки повторяемости резервных ограничений и дефицитных состояний. Положение объекта относительно области допустимых значений рассматривается как характеристика ранговой структуры совокупности и не используется как самостоятельное основание для выбора мероприятия по реконструкции.
- Сценарная оценка центров питания показала, что первоочередная группа формируется не только по установленной мощности, но и по сочетанию масштаба, ограниченности относительного резерва и устойчивости неблагоприятного состояния во времени. Для демонстрации перехода ко второму уровню выбрана ПС 110 кВ Колмогоровская, входящая в ТОП-10 по сводному индексу первого уровня и имеющая проверяемую локальную совокупность объектов ниже 35 кВ. Для нее сформирована локальная расчетная совокупность второго уровня из 15 объектов распределительной сети, что позволило выполнить приоритизацию уже внутри электрически связанного участка сети, без смешения с объектами других центров питания.
- По результатам локальной сценарной оценки наибольший приоритет получила ТП-404. Ее выбор определяется не установленной мощностью, а сочетанием ограниченного резерва технологического присоединения и повторяемости дефицитного состояния в расчетном периоде. Сопоставление с ТП-199 показало, что методика не сводится к выбору наиболее мощного объекта: при большей установленной мощности ТП-199 не имеет признаков устойчивого дефицита технологического присоединения. Полученная расчетная цепочка «центры питания 35 кВ и выше — ПС 110 кВ Колмогоровская — локальная расчетная совокупность объектов ниже 35 кВ — ТП-404» задает объект первоочередной инженерной проверки, но не является готовым проектным решением.
- Практическая значимость методики состоит в сокращении исходной региональной совокупности объектов и формировании обоснованного перечня участков распределительной сети для дальнейших расчетов. Методика не заменяет режимное моделирование, анализ надежности, оценку качества электрической энергии, проверку заявок технологического присоединения и технико-экономическое сравнение мероприятий. После предварительной приоритизации для выбранного объекта должны рассматриваться возможные варианты снятия ограничений: реконструкция трансформаторной мощности, перераспределение нагрузки, перевод части

потребителей на другой центр питания, изменение схемы питания, регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности, а в отдельных случаях подключение распределенных ресурсов или средств управления нагрузкой.

Рисунки к статье предоставлены автором.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2026–2031 годы: утв. приказом Минэнерго России от 28.11.2025 № 1553 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/> (дата обращения: 08.07.2026).
- 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: постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861: ред. от 07.02.2026 [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения: 08.07.2026).
- Rastgou, A. Distribution network expansion planning: An updated review of current methods and new challenges // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2024. Vol. 189, Part B. Article 114062. DOI: 10.1016/j.rser.2023.114062.
- Pham, T.N. Low and medium voltage distribution network planning with distributed energy resources: a survey / T.N. Pham, R. Shah, M.N. Dao, N. Sultanova, S. Islam // Electrical Engineering. 2025. Vol. 107. P. 1797–1828. DOI: 10.1007/s00202-024-02535-0.
- Yang, B.A. Critical Review of Active Distribution Network Reconfiguration: Concepts, Development, and Perspectives / B. Yang, R. Zhang, J. Zhang, X. Cheng, J. Li [et al.] // Energy Engineering. 2024. Vol. 121, № 12. P. 3487–3547. DOI: 10.32604/ee.2024.054662.
- Кудрин Б.И. Введение в технетику / Б.И. Кудрин. 2-е изд., доп. и перераб. Томск: Изд-во Томского государственного университета, 1993. 552 с.
- Гнатюк В.И. Закон оптимального построения техноценозов: монография / В.И. Гнатюк. 3-е изд., перераб. и доп. Калининград: КИЦ «Техноценоз», 2019. 991 с. URL: <https://gnatukvi.ru/ind.html> (дата обращения: 08.07.2026).
- Гнатюк В.И. Оптимальное управление электропотреблением техноценоза методами рангового анализа // Вестник Сибирского государственного аэрокосмического университета. 2009. № 1. С. 181–186. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/optimalnoe-upravlenie-elektropotrebleniem-tehnotsenoza-metodami-rangovogo-analiza> (дата обращения: 08.07.2026).
- Гнатюк В.И. Ранговый анализ в управлении / В.И. Гнатюк. М.; Берлин: Директ-Медиа, 2019.
- Гнатюк В.И. Векторный

- ранговый анализ / В.И. Гнатюк, О.Р. Кивчун, В.Н. Васильев, Д.В. Луценко. Калининград: КИЦ «Техноценоз», 2019. 102 с. URL: <https://gnatukvi.ru/vran.pdf> (дата обращения: 08.07.2026).
- Кивчун О.Р. Методика комплексирования процедур рангового анализа при управлении электропотреблением объектов регионального электротехнического комплекса // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2021. № 12. С. 200–209. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-kompleksirovaniya-protsedur-rangovogo-analiza-pri-upravlenii-elektropotrebleniem-obektov-regionalnogo-elektrotehnicheskogo-kompleksa> (дата обращения: 08.07.2026).
- Кивчун О.Р. Режимное нормирование электропотребления объектов регионального электротехнического комплекса в условиях ресурсных ограничений // Промышленная энергетика. 2023. № 3. С. 16–25. DOI: 10.34831/EP.2023.1090.3.003.
- Абельдаев А.Р. Оптимизация региональных электрогенерирующих мощностей при помощи ценологического подхода на примере Астраханской области // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2008. № 5. С. 32–36. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/optimizatsiya-regionalnyh-elektrogeneriruyuschih-moschnostey-pri-pomoschi-tsenologicheskogo-podhoda-na-primere-astrahanskoy-oblasti> (дата обращения: 08.07.2026).
- Паскарь И.Н. Интервальное оценивание техноценоза по параметру потребления электроэнергии на примере Прокопьевского района Кузбасса / И.Н. Паскарь, М.В. Фролова // Горное оборудование и электромеханика. 2020. № 5 (151). С. 64–70. DOI: 10.26730/1816-4528-2020-5-64-70.
- Паскарь И.Н. Применение техноценологического подхода для планирования развития генерирующих мощностей региональной энергосистемы // Горное оборудование и электромеханика. 2022. № 3. С. 55–61. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/primenienie-tehnotsenologicheskogo-podhoda-dlya-planirovaniya-razvitiya-generiruyuschih-moschnostey-regionalnoy-energosisitemy> (дата обращения: 08.07.2026).
- Илюшин П.В. Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 4 (67). С. 78–87. URL: <https://eepir.ru/article/perspektivnye-napravleniya-razvitiya-raspredelitelnyh-setey-pri-integracii-lokalnyh-intellektualnyh-energosisitem/> (дата обращения: 08.07.2026).
- Илюшин П.В. Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы: проблемы интеграции и управления / П.В. Илюшин, Д.А. Ивановский // Электрические станции. 2022. № 6. С. 32–41.
- Ackermann, T. Distributed Generation: A Definition / T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder // Electric Power Systems Research. 2001. Vol. 57, № 3. P. 195–204. DOI: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- Pepermans, G. Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues / G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, W. D'haeseleer // Energy Policy. 2005. Vol. 33, № 6. P. 787–798. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.004.
- Lopes, J.A.P. Integrating Distributed Generation into Electric Power Systems: A Review of Drivers, Challenges and Opportunities / J.A.P. Lopes, N. Hatzigiorgiou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins // Electric Power Systems Research. 2007. Vol. 77, № 9. P. 1189–1203. DOI: 10.1016/j.epsr.2006.08.016.