



Многокритериальный выбор мощности электростанций на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива в составе локальной энергосистемы

© А.С. Нефедов, Т.Н. Яковкина

Братский государственный университет, г. Братск, Россия

Резюме: Цель – разработать методику для многокритериального выбора мощности группы электростанций, входящих в состав локальной энергосистемы и использующих местные энергоресурсы и возобновляемые источники энергии. Для формирования альтернативных вариантов структуры генерирующих мощностей предложен подход, который заключается в задании ряда уровней мощности базовой электростанции и электростанций на основе возобновляемых источников энергии, последующем определении мощности маневренной электростанции для покрытия оставшейся части графика нагрузок. Для многокритериального сравнения альтернативных вариантов структуры генерирующих мощностей используется метод TOPSIS, модифицированный для возможности учета неопределенности предпочтений лица, принимающего решения (модификация метода заключается в использовании нечетких функций ценности на этапе нормирования оценок по критериям). Применение данной методики рассматривалось на примере Охотского района Хабаровского края. Расчетная мощность перспективных потребителей составила 69 МВт. Альтернативные варианты структуры генерирующих мощностей включают четыре типа электростанций: тепловой на местном угле, солнечной, ветряной и дизельной. В качестве критериев при многокритериальном сравнении вариантов структуры генерирующих мощностей использовались: нормированная стоимость электроэнергии, оценка экологической эффективности и оценка общественного мнения о последствиях, связанных со строительством электростанций. Представлены отдельные наиболее перспективные варианты структуры генерирующих мощностей в зависимости от значений весовых коэффициентов критериев. При большом весе критерия, отражающего экономическую эффективность, лучшей является структура с преобладанием генерации энергии от тепловой электростанции. При большом весе критериев экологической эффективности и общественного мнения лучшей является структура со значительной генерацией от возобновляемого источника энергии (солнечная электростанция). Определены коэффициенты использования установленной мощности различных типов станций при различных структурах генерирующих мощностей. Показано, что предложенная методика обеспечивает получение вариантов структуры генерирующих мощностей, соответствующих выраженным предпочтениям, с учетом неопределенности исходной информации и сценариев развития. Перспективные варианты структуры генерирующих мощностей выбраны для более детального дальнейшего исследования.

Ключевые слова: структура генерирующих мощностей, локальная энергосистема, возобновляемые источники энергии, местные энергоресурсы, многокритериальный выбор, принятие решений

Для цитирования: Нефедов А.С., Яковкина Т.Н. Многокритериальный выбор мощности электростанций на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива в составе локальной энергосистемы. *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2020. Т. 24. № 6. С. 1255–1270. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-6-1255-1270>

Multi-criterial choice of capacity of power plants based on renewable energy sources and local fuels within local energy system

Aleksandr S. Nefedov, Tatiana N. Yakovkina

Bratsk State University, Bratsk, Russia

Abstract: The purpose of the paper is to develop a methodology for multi-criteria selection of the capacity of a group of power plants included in the local power system which use local energy resources and renewable energy sources. To form alternative options for the structure of generating capacities, an approach is proposed. It suggests setting of a number of power levels of the base-load generating plant and power plants using renewable energy sources with subsequent determination of the capacity of the flexing generating plant to cover the remaining part of the load schedule. For multi-criteria comparison of the alternative options of the generating capacity structure, the TOPSIS method is used, which is

modified to take into account the uncertainty of the decision-maker's preferences (the modification of the method consists in using fuzzy value functions at the stage of normalizing estimates by criteria). The application of this method is considered on the example of the Okhotsk district of the Khabarovsk territory. The estimated capacity of prospective consumers is 69 MW. Alternative options of the power generation structures include four types of power plants: local coal-fired thermal, solar, wind, and diesel. The multi-criteria comparison of generating capacity structure options is performed using the following criteria: normalized cost of electrical energy, estimation of environmental efficiency, and assessment of public opinion on the consequences of power plant construction. Some of the most promising options for the structure of generating capacities are presented, depending on the values of the weight coefficients of the criteria. If the criterion has the large weight reflecting economic efficiency, the structure with the predominance of thermal power plant energy generation is the best. If the criteria of environmental efficiency and public opinion feature large weight, the best structure is the one with significant generation from a renewable energy source (solar power plant). The coefficients of using the installed capacity of different types of power stations with different structures of generating capacities are determined. It is shown that the proposed methodology provides the obtaining of the options of the generating capacity structure that correspond to expressed preferences, taking into account the uncertainty of the initial information and development scenarios. Promising options for the structure of generating capacities are selected for more detailed further research.

Ключевые слова: структура генерирующих мощностей, локальная энергосистема, возобновляемые источники энергии, местные энергоресурсы, многокритериальный выбор, принятие решений

Keywords: structure of generating capacities, local power system, renewable energy sources, local energy resources, multi-criteria choice, decision making

For citation: Nefedov AS, Yakovkina TN. Multi-criterial choice of capacity of power plants based on renewable energy sources and local fuels within local energy system. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2020;24(6):1255–1270. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-6-1255-1270>

ВВЕДЕНИЕ

Северо-восточные регионы России характеризуются большими запасами полезных ископаемых, имеют важное геополитическое значение, однако значительная часть этой территории не охвачена централизованным электроснабжением [1]. Районы децентрализованного электроснабжения имеют слабо развитую транспортную инфраструктуру, многозвенную схему доставки топлива для дизельных и тепловых электростанций, что существенно повышает стоимость производства электроэнергии [2, 3]. Лишь отдельные районы находятся в зоне действия локальных энергосистем с электростанциями большой мощности.

Согласно энергетической стратегии России, на период до 2035 г. повышение устойчивости и надежности энергоснабжения макрорегионов будет осуществляться с максимальным, экономически эффективным использованием местных энергетических ресурсов, возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и распределенной генерации. Особен-

ную роль должны сыграть ВИЭ и местные энергоресурсы в решении задач освоения удаленных и изолированных районов.

При планировании развития локальных энергосистем возникает проблема выбора перспективной структуры генерирующих мощностей (СГМ) – состава электростанций и их установленной мощности. В зависимости от ресурсного потенциала района, количество альтернативных вариантов может включать несколько традиционных электростанций и электростанций на основе ВИЭ. Альтернативы отличаются экономической эффективностью, воздействием на окружающую среду, технологическими особенностями. Многокритериальный выбор усложняется неопределенностью исходной информации и будущих сценариев развития района [4–6].

К настоящему времени разработаны и реализованы в виде программ для ЭВМ комплексные модели оптимизации и планирования развития энергосистем. Модельно-информационный комплекс SCANNER¹ является инструментом системных исследований

¹Макаров А.А., Веселов Ф.В., Елисеева О.А., Кулагин В.А., Малахов В.А., Митрова Т.А., Филиппов С.П. SCANNER – модельно-информационный комплекс [Электронный ресурс]. URL: https://www.eriras.ru/files/skaner_light.pdf (06.08.2020).



развития топливно-энергетического комплекса России, включающим более двух десятков математических моделей для комплексного прогнозирования и оптимизации развития энергетики страны и мира по основным стадиям преобразования энергии. Оптимизация СГМ проводится в несколько этапов. Первоначально определяются наиболее конкурентоспособные технологии производства энергии. Далее применяется модель EPOS для оптимизации развития электроэнергетики в топливно-энергетическом комплексе в ее динамической постановке. Она осуществляет экономическое ранжирование вариантов СГМ с учетом различных ограничений и учетом неопределенности по ряду экономических и экологических показателей. На завершающей фазе используется модель ELIS для формирования рациональных вариантов развития отрасли с учетом результатов оптимизации и использованием экспертных оценок.

Другим известным инструментом выбора рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей энергосистем является программно-вычислительный комплекс СОЮЗ [7]. Оптимизация проводится на основе метода модифицированной функции Лагранжа. Комплекс СОЮЗ, помимо решения основной задачи, применяется для анализа средств обеспечения маневренности единой электроэнергетической системы, оценки эффективности мероприятий по повышению энергетической безопасности страны, многокритериального анализа вариантов развития единой электроэнергетической системы, оценки эффективности интеграции электроэнергетических систем в единую систему России. Большое развитие получили модели оптимизации состава оборудования гибридных автономных энергосистем небольшой мощности с ВИЭ [8–13]. К настоящему времени разработан комплекс моделей для определения оптимального соотношения генерирующих мощностей и вспомогательного оборудования – аккумуляторных батарей, сетевых и батарейных инверторов. Оптимизация проводится с учетом технологических особенностей работы дизельного генератора, режима аккумуляирования. Выбор состава

оборудования осуществляется по критерию нормированной стоимости электроэнергии LCOE с учетом факторов надежности и эксплуатационных показателей работы гибридной автономной энергосистемы [11], по критерию стоимости жизненного цикла гибридной автономной энергосистемы с учетом требований надежности [12]. Для оптимизации используются классические методы линейного и динамического программирования, метаэвристические алгоритмы [14, 15].

Разработаны многочисленные программные продукты для оптимизации состава оборудования гибридных автономных энергосистем. Отдельно можно выделить программы HOMER, HOGA, как обладающие наиболее широким функционалом [16–18].

Обзор моделей оптимизации СГМ показал, что учет неопределенности исходной информации и сценариев развития в условиях многокритериальности требует дальнейшего совершенствования. В статье предлагается методика выбора СГМ с использованием многокритериального метода TOPSIS, модифицированного для учета фактора неопределенности.

МЕТОДИКА МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОГО ВЫБОРА СТРУКТУРЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

При решении задачи выбора СГМ локальной энергосистемы лицо или группа лиц, принимающих решение (ЛПР), может столкнуться со значительным числом альтернативных вариантов электростанций и их сочетаний на основе местных или привозных энергоресурсов, ВИЭ. Учитывая многообразие технологических особенностей электростанций, их существенные отличия в экономических, экологических характеристиках, целесообразно выделить два последовательных этапа:

1. Выделение ограниченного количества наиболее перспективных типов электростанций.
2. Выбор наиболее эффективного соотношения установленной мощности электростанций.

В рамках первого этапа ЛПР проводит многокритериальный выбор технологий про-

изводства электроэнергии, обеспечивающих наилучшие экономические и экологические характеристики. Также при рассмотрении должна быть дана предварительная экспертная оценка отношения местного населения к различным альтернативам. Это связано с процедурой прохождения общественных слушаний, а также с прецедентами вмешательства общественных и природоохранных организаций в ход строительства энергетических объектов [19–21].

Выбранные для дальнейшего анализа технологии должны обеспечивать возможность покрытия всего графика электрических нагрузок. Станции с малой маневренностью, например тепловые электростанции (ТЭС), обеспечивают покрытие базовой части графика. Станции на основе ВИЭ со стохастическим характером генерации, например солнечные (СЭС) или ветроэлектростанции (ВЭС), используются для экономии топливных и гидроэнергетических энергоресурсов. Покрытие пиковых и полупиковых частей графика отводится маневренным электростанциям – гидравлическим (ГЭС), дизельным (ДЭС), газотурбинным, газопоршневым.

Методика многокритериального выбора ограниченного количества наиболее перспективных типов электростанций представлена в работе [22]. В текущей работе рассматривает-

ся методика второго этапа, направленная на многокритериальный выбор СГМ (рис. 1).

Рассмотрим более подробно шаги предлагаемой методики.

Шаг 1. Осуществляется анализ перспективных электрических нагрузок района по схемам территориального развития, инвестиционным паспортам, энергетическим программам и стратегиям. Определяются сезонные графики электрических нагрузок. Проводится оценка местных топливных и возобновляемых энергоресурсов с использованием карт полезных ископаемых, открытых баз климатических данных.

Шаг 2. ЛПР формулирует цель и критерии выбора СГМ. Возможная иерархия целей и критериев представлена на рис. 2.

Шаг 3. Проводится формирование альтернативных вариантов СГМ с учетом технологических особенностей различных типов электростанций: маневренность, ограниченность и непостоянство поступления энергоресурсов. Подход к формированию альтернативных вариантов СГМ содержит следующую последовательность действий.

Задается уровень мощности базовой электростанции с низкой маневренностью, например ТЭС, которая будет работать с практически неизменной мощностью.

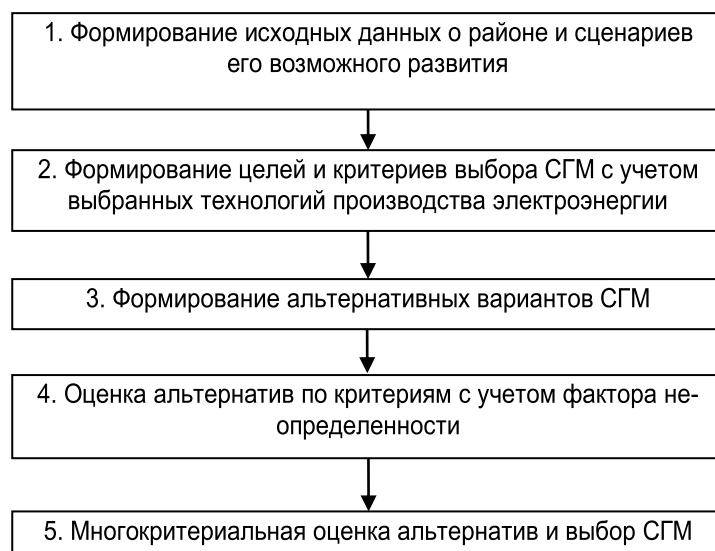


Рис. 1. Методика выбора структуры генерирующих мощностей локальной энергосистемы
Fig. 1. Methodology for choosing the structure of generating capacities of the local power system



Рис. 2. Иерархия целей и критериев выбора структуры генерирующих мощностей
Fig. 2. Hierarchy of objectives and selection criteria for the structure of generating capacities

Задается установленная мощность электростанций на основе ВИЭ со стохастическим характером генерации – ВЭС и СЭС. При этом количество ветроэнергетических установок (ВЭУ) и фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) для дальнейших расчетов определяется как

$$\begin{cases} m_{ВЭУ} = P_{ВЭС}^{уст} / P_{ВЭУ}, \\ m_{ФЭП} = P_{СЭС}^{уст} / P_{ФЭП}. \end{cases} \quad (1)$$

где $P_{ВЭС}^{уст}$, $P_{СЭС}^{уст}$ – заданная установленная мощность ВЭС и СЭС, кВт; $P_{ВЭУ}$ – номинальная мощность одной ВЭУ, кВт; $P_{ФЭП}$ – номинальная мощность ФЭП, кВт.

Далее определяются значения выработки мощности ВЭС и СЭС, $P_{ВЭС(t)}$ и $P_{СЭС(t)}$ для каждого часа t в течение года:

$$P_{ВЭС(t)} = K_{отк} P(v'_{(t)}) \cdot m_{ВЭУ}, \quad (2)$$

где $K_{отк}$ – коэффициент, учитывающий класс открытости местности и ближайшей метеостанции; $P(v'_{(t)})$ – мощность ВЭУ при скорости ветра $v'_{(t)}$, приведенной к высоте ротора, кВт; $m_{ВЭУ}$ – количество ВЭУ, шт.

$$P_{СЭС(t)} = Q_{накл.обл(t)} \times \eta \cdot k_p \cdot S \cdot (1 - k_{\eta}(T_{(t)} - 25)) \Delta t, \quad (3)$$

где $Q_{накл.обл(t)}$ – суммарная радиация, поступающая на наклонную поверхность, с учетом облачности, кВт/м²; η – КПД ФЭП, о.е.; S – площадь солнечных панелей СЭС, м²; k_p – коэффициент, учитывающий потери мощности в инверторах и проводниках, а также потери из-за загрязнения и деградации панелей; k_{η} – градиент изменения КПД фотоэлектрических преобразователей от температуры, о.е.; $T_{(t)}$ – температура воздуха, °С.

Затем определяется уровень недостающей мощности $P_{пик(t)}$, которая покрывается маневренным типом электростанций. В случае, когда в качестве маневренной электростанции используется ГЭС, оценка величины $P_{ГЭС(t)}$ и запасов гидроэнергетических ресурсов проводится в соответствии с подходом, изложенным в [6]. Если в качестве маневренной электростанции используется ДЭС, оценка мощности, $P_{ДЭС(t)}$, и расхода топлива проводится с учетом допущения, что на станции установлены агрегаты одной номинальной мощности, по формулам:

$$\begin{cases} P_{ДЭС(t)} = P_{нагр(t)} - P_{баз(t)} - P_{СЭС(t)} - P_{ВЭС(t)}, \\ P_{ДЭС} = \max_{t=1}^{8760} (P_{ДЭС(t)}), \\ n_{ДЭС(t)} = P_{ДЭС(t)} / P_{ДЭС}^{100}, \\ K_{з.ДЭС(t)} = P_{ДЭС(t)} / (n_{ДЭС(t)}^{факт} \cdot P_{ДЭС}^{100}), \\ G_{ДЭС} = \sum_{t=1}^{8760} (g_{ДЭС}^{уд} \cdot P_{ДЭС}^{100} \cdot K_{з.ДЭС(t)} \cdot n_{ДЭС(t)}^{факт} \cdot 10^{-6}), \end{cases} \quad (4)$$

где $P_{ДЭС(t)}$, $P_{нагр(t)}$, $P_{баз(t)}$, $P_{СЭС(t)}$, $P_{ВЭС(t)}$ – соответственно, мощность ДЭС, нагрузки базовой электростанции, СЭС и ВЭС в момент времени t , кВт; $P_{ДЭС}$ – установленная мощность ДЭС, кВт; $n_{ДЭС(t)}$ – расчетное число дизельных агрегатов ДЭС, задействованных в момент времени t ; $n_{ДЭС(t)}^{факт}$ – округленное в большую сторону значение $n_{ДЭС(t)}$; $P_{ДЭС}^{100}$ – мощность одного агрегата ДЭС при 100% нагрузке, кВт; $K_{зДЭС(t)}$ – коэффициент равномерной загрузки агрегатов ДЭС в момент времени t , %; $G_{ДЭС}$ – суммарный расход топлива ДЭС, т/год; $g_{ДЭС}^{уд}$ – удельный расход одного агрегата ДЭС при $K_{зДЭС(t)}$, г/ч.

На рис. 3 представлен пример покрытия суточного графика нагрузки группой электростанций, иллюстрирующий вышеприведенный подход к формированию альтернативных вариантов структуры генерирующих мощностей.

Удельный расход топлива $g_{ДЭС}^{уд}$ определяется на основе паспортных характеристик дизель-генераторных установок (рис. 4).

$$g_{ДЭС}^{уд} = g_1^{уд} + \frac{(K_{зДЭС(t)} - K_{з1})(g_2^{уд} - g_1^{уд})}{(K_{з2} - K_{з1})}, \quad (5)$$

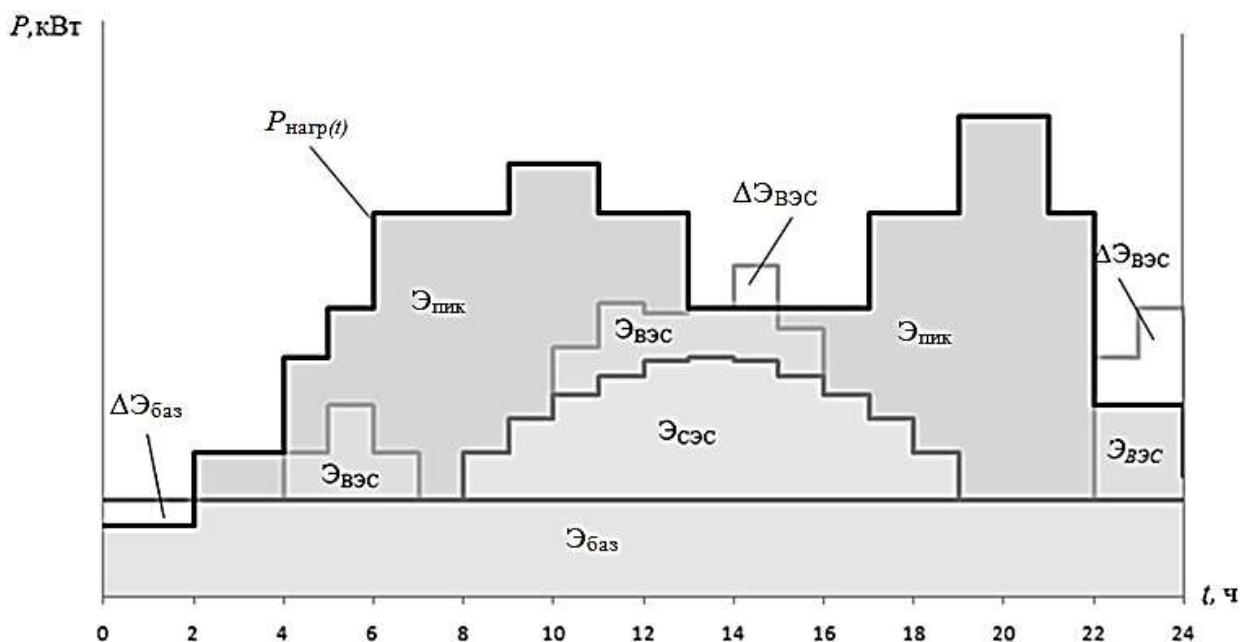


Рис. 3. Суточный график нагрузки и выработки энергии
Fig. 3. Daily load and energy production schedule

где $g_1^{уд}$, $g_2^{уд}$ – нижняя и верхняя границы интервала значений удельного расхода топлива линейного участка характеристики, г/ч; $K_{з1}$, $K_{з2}$ – нижняя и верхняя границы интервала значений коэффициентов загрузки линейного участка характеристики.

Шаг 4. Осуществляется оценка сформированных вариантов СГМ по критериям.

Критерий K_1 (см. рис. 2) характеризуется нормированной стоимостью электроэнергии (от англ. Levelized Cost of Energy, LCOE) при ее производстве электростанциями, входящими в СГМ [23, 24]:

$$LCOE = \frac{\sum_{q=1}^n (I_q + OM_q + F_q)(1+r)^{-q}}{\sum_{q=1}^n E_q (1+r)^{-q}}, \quad (6)$$

где I_q – инвестиции, осуществленные в году q , руб.; OM_q – затраты на эксплуатацию, амортизационные отчисления в год q , руб.; F_q – расходы на топливо в году q , руб.; E_q – производство электроэнергии в году q , кВт·ч; r – ставка дисконтирования; n – расчетный срок, 25 лет.

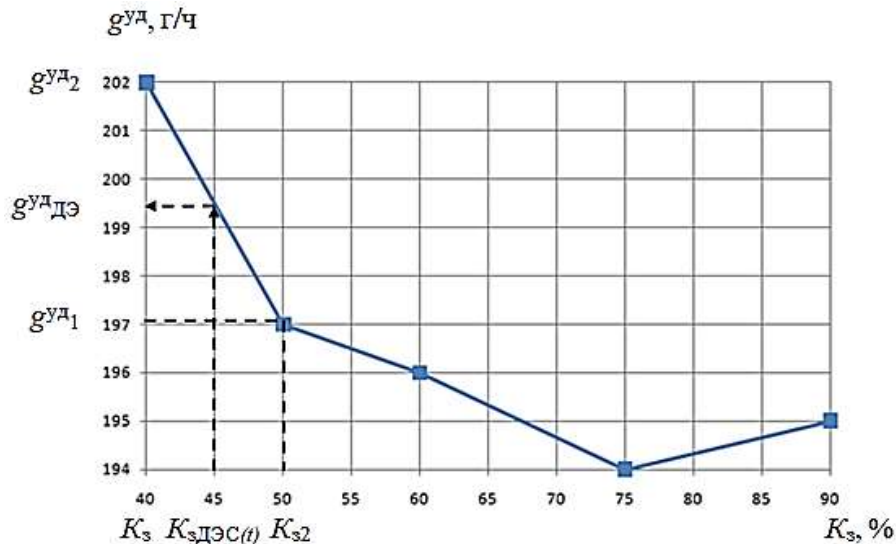


Рис. 4. Определение удельного расхода топлива дизель-генераторной установки
Fig. 4. Determination of the specific fuel consumption of a diesel-generator set

$$OM_q = \left[\sum_{q=1}^n (a_{ddk} + a_{rk}) \cdot I_{qk} + OM_q^{ДЭС} \right] (1 + \varepsilon_{oc})^{q-1}, \quad (7)$$

где a_{ddk} – норма амортизации для k электростанции, %; a_{rk} – ежегодные отчисления на обслуживание и ремонт для k электростанции, %; I_{qk} – капитальные вложения в k электростанцию, руб.; ε_{oc} – коэффициент увеличения издержек в q год;

Значение a_{ddk} для различных типов станций определяется как величина, обратная сроку эксплуатации. Величина a_r для СЭС принята на уровне 3%, для ВЭС и ТЭС – 5%.

Для ДЭС затраты на техническое обслуживание определяются:

$$OM_q^{ДЭС} = (a_{dd}^{ДЭС} \cdot I_q + \sum_{t=1}^{8760} n_{ДЭС(t)}^{факт} \cdot C_m) (1 + \varepsilon_{oc})^{q-1}, \quad (8)$$

где C_m – затраты на техническое обслуживание дизель-генераторной установки, руб/ч.

Расходы на топливо в году t определяют как

$$F_q = B \cdot k_e \cdot c_c \cdot (1 + \varepsilon_f)^{q-1}, \quad (9)$$

где B – годовой расход условного топлива на производство электроэнергии; k_e – калорийный эквивалент натурального топлива, о.е.; c_c – стоимость топлива с учетом доставки,

руб/т; ε_f – коэффициент увеличения стоимости топлива в q год.

При оценке вариантов СГМ по критерию K_2 (см. рис. 2) ввиду разнообразия воздействий на окружающую среду различных типов станций целесообразно рассматривать комплексные показатели, полученные на основе различных исследований, например [25].

Оценку СГМ по критерию K_3 (см. рис. 2) предлагается проводить при помощи субъективных моделей на основе опроса экспертов.

Резльтирующая оценка каждого варианта СГМ по критериям K_2 и K_3 определяется в зависимости от доли участия каждой станции в покрытии графика нагрузки:

$$A_j = \frac{\sum_{k=1}^z a_{jk} W_k}{\sum_{k=1}^z W_k}, \quad (10)$$

где A_j – оценка варианта СГМ по критерию j ; a_{jk} – оценка k электростанции по j критерию; W_k – годовая выработка электроэнергии k электростанцией, кВт·ч.

Шаг 5. Проводится многокритериальное сравнение альтернатив.

В качестве многокритериального метода в данной работе предлагается использовать

метод TOPSIS, который к настоящему времени получил широкое распространение при решении многих практических задач [26–28]. Данный метод отличается простотой, удобством в использовании для ЛПР, требует минимальное число запросов к ЛПР, производит количественную многокритериальную оценку альтернатив.

В основе метода TOPSIS лежит измерение сходства альтернативы с идеальным позитивным (ИПР) и негативным (ИНР) решением. Результаты ранжируются с учетом весов используемых критериев.

При многокритериальной оценке ЛПР не всегда может дать точный ответ относительно своих предпочтений. Например, в задачах с большим горизонтом планирования, участием нескольких заинтересованных сторон, наличием нескольких сценариев развития проблемы, ЛПР не всегда может определить и количественно выразить точной оценкой свои предпочтения. Поэтому в работе [29] предложена модификация метода, в которой введено использование нечетких функций ценности на этапе нормализации оценок. В данной модификации предпочтения ЛПР выражаются в виде нечетких однокритериальных функций ценности (НОФЦ) относительно оценок альтернатив по каждому критерию (рис. 5).

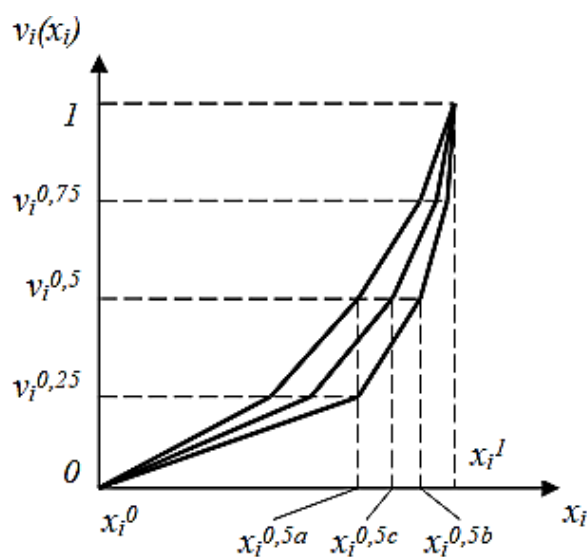


Рис. 5. Нечеткая однокритериальная функция ценности
Fig. 5. Fuzzy single criterion value function

Построение НОФЦ ведется по пяти опорным точкам [30]. На интервале от $[x_i^0, x_i^1]$ определяется средняя по ценности точка $x_i^{0,5c}$, а также возможные граничные условия $x_i^{0,5a}$, $x_i^{0,5b}$ (см. рис. 5). ЛПР считает, что изменение оценки по критерию с x_i^0 до $x_i^{0,5c}$ равноценно изменению с $x_i^{0,5c}$ до x_i^1 , но допускает возможное изменение точки равной ценности от $x_i^{0,5a}$ до $x_i^{0,5b}$. Таким образом, от ЛПР будет получена нечеткая оценка $\tilde{v}_i^{0,5}(x_i^{0,5a}, x_i^{0,5c}, x_i^{0,5b})$. Оценки $x_i^{0,5a}$, $x_i^{0,5c}$, $x_i^{0,5b}$ имеют одинаковую ценность для ЛПР равную 0,5. Аналогичным образом устанавливаются средние по ценности точки на интервале $[x_i^0, x_i^{0,5c}]$ и $[x_i^{0,5c}, x_i^1]$ с ценностью $\tilde{v}_i^{0,25}$ и $\tilde{v}_i^{0,75}$, соответственно. Таким образом, НОФЦ позволяет в полной мере учесть индивидуальные особенности предпочтений ЛПР относительно оценок по критериям.

В результате при использовании нечетких функций ценности формируется взвешенная матрица нормированных нечетких значений:

$$\tilde{D} = \begin{pmatrix} \tilde{r}_{11} & \tilde{r}_{12} & \dots & \tilde{r}_{1n} \\ \tilde{r}_{21} & \tilde{r}_{22} & \dots & \tilde{r}_{2n} \\ \dots & \dots & \tilde{r}_{ij} & \dots \\ \tilde{r}_{m1} & \tilde{r}_{m2} & \dots & \tilde{r}_{mn} \end{pmatrix}, \quad (11)$$

где $\tilde{r}_{ij} = w_j[v_{ij}^a, v_{ij}^c, v_{ij}^b]$ — нормализованная оценка альтернативы i по критерию j ; n — количество критериев; w_j — вес j критерия, который назначается ЛПР и показывает важность критерия. Сумма всех весов критериев равна 1.

Далее определяется идеальное позитивное и негативное решение:

$$A^+ = (r_1^+, r_2^+, \dots, r_n^+), \quad r_j^+ = \max_i(\tilde{r}_{ij}) \\ A^- = (r_1^-, r_2^-, \dots, r_n^-), \quad r_j^- = \min_i(\tilde{r}_{ij}). \quad (12)$$

Следующим этапом является определение расстояний альтернатив до ИПР и ИНР:

$$d_i^+ = \sum_{j=1}^n d_r(\tilde{r}_{ij}, r_j^+); \quad (13)$$

$$d_i^- = \sum_{j=1}^n d_r(\tilde{r}_{ij}, r_j^-), \quad (14)$$

где d_r определяется как

$$d_r(\tilde{r}_{ij}, r_j^\pm) = \sqrt{\frac{1}{3}[(r_{ij}^a - r_j^\pm)^2 + (r_{ij}^c - r_j^\pm)^2 + (r_{ij}^b - r_j^\pm)^2]}, \quad (15)$$

где $r_{ij}^a, r_{ij}^c, r_{ij}^b$ – левая граница, ядро и правая граница нечеткой оценки альтернативы i по критерию j .

На заключительном этапе определяются интегральные показатели альтернатив:

$$CC_i = \frac{d_i^-}{d_i^- + d_i^+}. \quad (16)$$

Альтернатива с наивысшим значением CC_i считается лучшим решением.

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНЫЙ ВЫБОР СТРУКТУРЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ В УДАЛЕННОМ РАЙОНЕ

Применение методики многокритериального выбора СГМ рассматривается на примере Охотского района Хабаровского края.

Шаг 1. Формирование исходных данных о районе перспективного исследования. В ре-

зультате анализа карт полезных ископаемых² и схемы территориального планирования Хабаровского края было сделано заключение, что данный регион обладает перспективами развития рыбной промышленности и золоторудного производства. На основе анализа объектов аналогов были сформированы сезонные графики нагрузок района (рис. 6). Расчетная мощность перспективных потребителей составила 69 МВт.

Анализ ресурсов показал, что Охотский район характеризуется высокими гелиоэнергетическим и ветроэнергетическим потенциалами.

Для рассмотрения целесообразности включения в состав альтернатив строительства ГЭС был проведен анализ гидрологического потенциала р. Урак, как наиболее перспективной реки в данном регионе. Ее среднегодовой сток составляет 3,4 млн м³. При помощи топографических карт и программного комплекса Google Earth Pro были определены зоны и объемы затопления для различной высоты створа ГЭС с шагом 10 м [32]. Анализ гарантированной среднегодовой мощности в зависимости от высоты створа показал экономическую нецелесообразность строительства ГЭС. Например, при высоте створа 60 м гарантированная мощность составит 31 МВт, что существенно ниже, чем у объектов-аналогов.

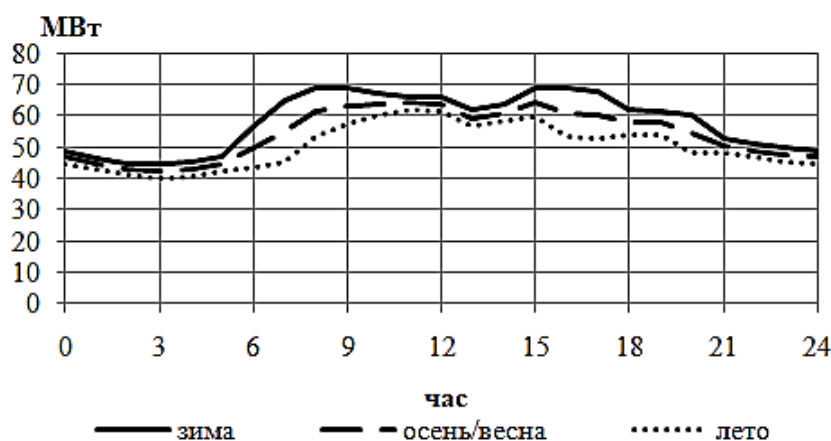


Рис. 6. Суточные графики нагрузки района
Fig. 6. Daily load schedules of a region

²Актуализированные ГИС-пакеты оперативной геологической информации (ГИС-Атлас «Недра России») [Электронный ресурс]. URL: http://atlaspacket.vsegei.ru/#023f61f2999916b05_ (21.08.2020).

В Охотском районе расположены два месторождения бурого угля – Мареканское и Кухтуйское. Мареканское бурогольное месторождение – единственное экономически рентабельное и легкодоступное для открытой добычи в Охотском районе, расположено в 21 км северо-восточнее п. Охотск, оно обладает благоприятными условиями для открытой разработки, например, для углей марки 2БВ, малозольных, с низким выходом смол, малосернистых. Запасы угля для открытого способа добычи подсчитаны в количестве 20,5 млн т по категориям В+С₁+С₂ и 34 – ресурсы по категории Р₁ [33].

Шаг 2. Формирование целей и критериев с учетом выбранных технологий производства электроэнергии. Для оценки альтернатив используется иерархия целей и критериев, приведенная на рис. 2.

Шаг 3. Формирование альтернативных вариантов СГМ. Для формирования альтернативных вариантов были выбраны следующие типы электростанций: в качестве базовой электростанции – ТЭС. В качестве электростанций на основе ВИЭ рассматриваются

СЭС и ВЭС. Для покрытия пиковой части графика – ДЭС. При анализе выработки электроэнергии данными типами электростанций на основании формул (1)–(4) были сформированы графики покрытия электрических нагрузок для характерных суток четырех сезонов. Например, на рис. 7 представлено покрытие графиков при варианте СГМ, включающем в себя: ТЭС – 30 МВт, СЭС – 30 МВт, ВЭС – 30 МВт, ДЭС – 39 МВт.

Шаг 4. Оценка вариантов СГМ по критериям. При оценке альтернатив по критерию K_1 на основе анализа объектов-аналогов были приняты следующие удельные капитальные вложения (табл. 1).

Перед анализом вариантов СГМ в ДЭС был предварительно проведен выбор единичной мощности дизель-генераторных установок. Рассматривались агрегаты мощностью в 500, 1000, 1500 и 2000 кВт. На рис. 8 представлены зависимости удельных капитальных затрат и удельного расхода топлива в зависимости от единичной мощности дизель-генераторных установок. Было установлено, что наиболее эффективной с точки

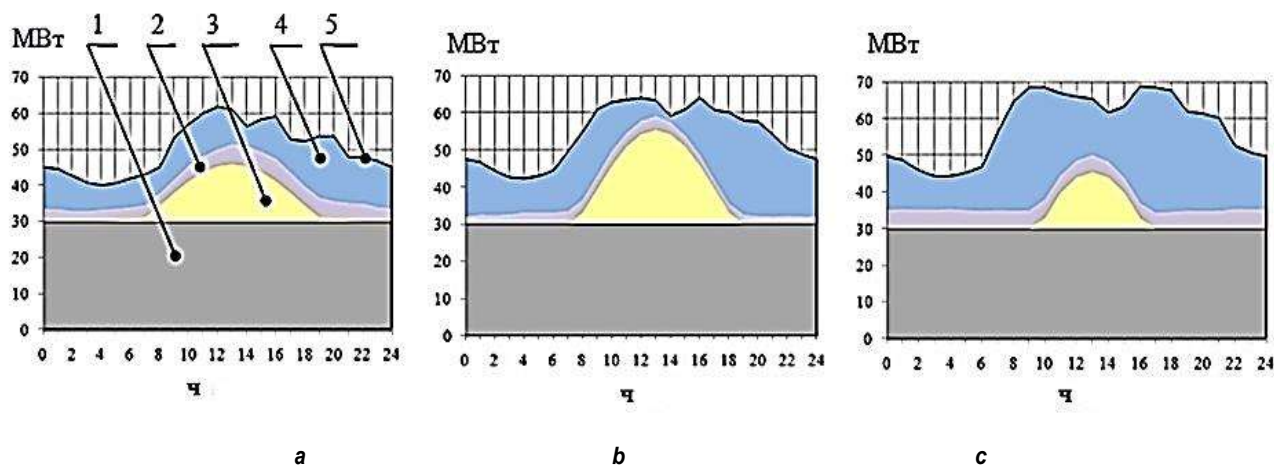


Рис. 7. Покрытие сезонных графиков нагрузки (5) района при варианте структуры генерирующих мощностей: тепловые электростанции (1) – 30 МВт, солнечные электростанции (2) – 30 МВт, ветроэлектростанции (3) – 30 МВт, дизельные электростанции (4) – 39 МВт; а – лето, б – весна/осень, с – зима

Fig. 7. Coverage of seasonal load curves (5) of the region with the generating capacity structure option: thermal power plants (1) – 30 MW, solar power plants (2) – 30 MW, wind power plants (3) – 30 MW, diesel power plants (4) – 39 MW; a – summer, b – spring/autumn; c – winter

Таблица 1. Удельные капитальные вложения и срок службы для различных типов электростанций

Table 1. Specific capital investment and service life for various types of power plants

Тип станции	ТЭС	ВЭС	СЭС	ДЭС
Удельные капиталовложения $I_{уд}$, тыс. руб/кВт	70–105	100–120	90–110	8,7–11
Срок эксплуатации, лет	40	25	25	10



зрения капитальных затрат и расхода топлива является компоновка ДЭС агрегатами мощностью 2000 кВт. Цена на дизельное топливо принята 61187 руб/т. Цена на уголь с учетом доставки принята 3586 руб/т. Ставка дисконтирования при оценке LCOE по формуле (5) принята равной 7%.

Оценка альтернатив по критериям K_2 и K_3 проводилась при помощи формулы (10) по значениям из табл. 2 и 3 в зависимости от соотношения выработки электроэнергии различными типами электростанций.

В табл. 2 представлены оценки по комплексному показателю вредного воздействия, полученные на основе исследований экологических воздействий различных типов станций [26]. Большее значение соответствует более сильному воздействию на окружающую среду.

В табл. 3 представлена экспертная оценка отношения местного населения к различным типам станций, которая включает в себя эстетическое воздействие энергетического объекта, влияние на здоровье человека, возможное изменение традиционного образа и уровня жизни населения. Большее значение соответствует более благоприятное восприятие населением электростанции.

Таблица 2. Комплексный показатель вредного воздействия электростанций на окружающую среду и человека

Table 2. A comprehensive indicator of power plant harmful effects on people and environment

Тип станции	ТЭС	ГЭС	СЭС	ВЭС	ДЭС
Комплексный показатель вредного воздействия	65,2	16,5	22,1	18,9	26,4

Таблица 3. Экспертные оценки отношения местного населения к различным типам станций

Table 3. Expert assessments of local population attitude to various types of power stations

Тип электростанции	Оценка экспертов по «5-балльной шкале»
ТЭС	1
ВЭС	4
СЭС	5
ДЭС	2

В табл. 4 представлены отдельные наиболее перспективные варианты СГМ с оценками коэффициентов использования установленной мощности (КИУМ) отдельных типов станций, а также оценками по критериям.

Шаг 5. Многокритериальная оценка альтернатив и выбор СГМ. На рис. 9 представлены функции ценности, которые применялись при многокритериальной оценке методом TOPSIS.

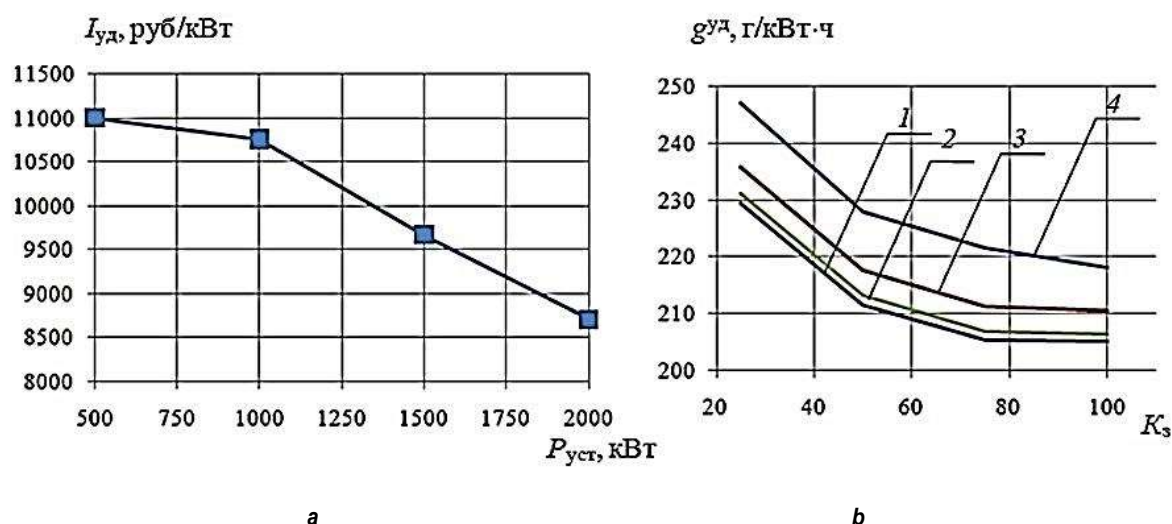


Рис. 8. Технико-экономические характеристики дизель-генераторных установок: а – график удельных капитальных затрат дизель-генераторных установок; б – зависимость удельного расхода топлива от коэффициента загрузки агрегатов различной мощности

1–4 – установленная мощность дизельных генераторов 2000, 1500, 1000, 500 кВт

Fig. 8. Performance characteristics of diesel generators: а – schedule of specific capital costs of diesel generators; б – dependence of specific fuel consumption on the load factor of different capacity units

1–4 – installed capacity of diesel generators 2000, 1500, 1000, 500 kW

Таблица 4. Оценка вариантов структуры генерирующих мощностей по критериям
Table 4. Evaluation of the structure options of generating capacities by criteria

А	Установленная мощность, МВт				КИУМ, %			K_1 , руб/кВт·ч		K_2 , балл	K_3 , балл
	ТЭС	СЭС	ВЭС	ДЭС	ДЭС	СЭС	ВЭС				
								min	max		
1	40	20	0	29	38	17	–	5,69	5,98	52,64	1,45
2	30	35	0	39	47	17	–	7,61	7,89	45,81	1,78
3	30	0	70	39	39	–	18	8,36	8,76	50,32	1,34
4	30	30	30	39	39	17	18	7,79	8,15	47,40	1,71
5	20	45	0	49	55	17	–	9,60	9,86	39,05	2,06
6	20	0	70	49	52	–	18	10,49	10,83	42,35	1,56
7	20	30	30	49	52	17	18	9,92	10,23	40,25	1,91
8	10	60	0	59	58	17	–	11,51	11,77	32,22	2,38
9	10	0	70	59	60	–	18	12,61	12,90	34,37	1,78
10	10	30	30	59	60	17	18	12,04	12,30	33,11	2,11

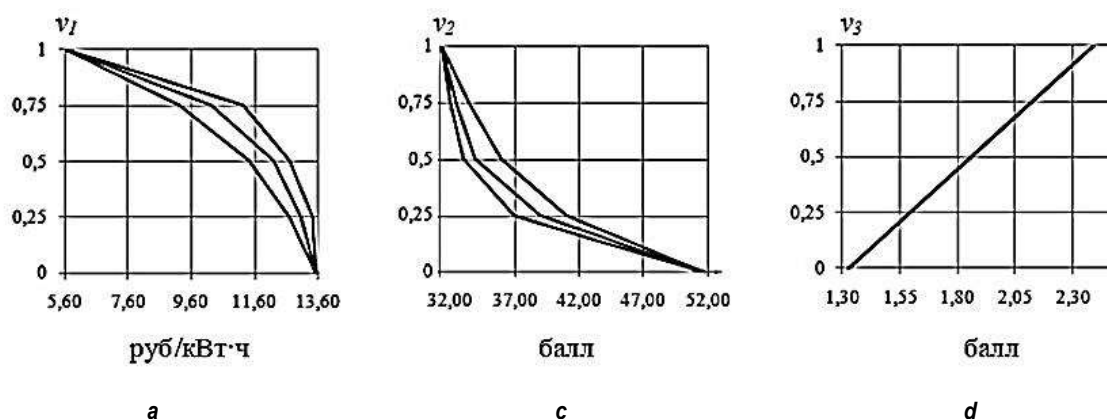


Рис. 9. Нечеткие однокритериальные функции ценности: а – K_1 – оценка экономической эффективности; б – K_2 – оценка экологического воздействия; в – K_3 – оценка общественного мнения
Fig. 9. Fuzzy single criterion value functions: а – K_1 – assessment of economic efficiency; б – K_2 – assessment of environmental impact; в – K_3 – assessment of public opinion

В табл. 5 представлены результаты многокритериальной оценки вариантов СГМ методом TOPSIS при различных комбинациях значений весовых коэффициентов критери-

ев. Варьирование коэффициентов осуществлялось следующим образом: задавались значения K_1 в интервале от 0 до 1, а значения весов K_2 и K_3 принимались равными.

Таблица 5. Результаты многокритериального сравнения вариантов структуры генерирующих мощностей
Table 5. Results of multi-criteria comparison of generating capacity structure options

Веса критериев			Лучшие альтернативы по результатам многокритериального анализа	
K_1	K_2	K_3	K_1^{min}	K_1^{max}
0	0,5	0,5	A8	A8
0,1	0,45	0,45	A8	A8
0,2	0,4	0,4	A8	A8
0,3	0,35	0,35	A8	A8
0,4	0,3	0,3	A8	A8
0,45	0,275	0,275	A1	A8
0,5	0,25	0,25	A1	A8
0,6	0,2	0,2	A1	A1
0,7	0,15	0,15	A1	A1
0,8	0,1	0,1	A1	A1
0,9	0,05	0,05	A1	A1
1	0	0	A1	A1



Исходя из оценок вариантов СГМ (см. табл. 4, 5), можно сделать следующие выводы. При большом весе критерия экономической эффективности, $K_1 > 0,5$, лучшей альтернативой будет являться А1 (ТЭС 40 МВт, СЭС 20 МВт, ДЭС 29 МВт). Данная альтернатива характеризуется низким LCOE, однако имеет плохие показатели относительно влияния на окружающую среду и социальной оценки. Это сказывается на оценке альтернативы, когда вес критерия $K_1 < 0,5$. Тогда лучшей альтернативой становится А8 (ТЭС 10 МВт, СЭС 60 МВт, ДЭС 59 МВт). Эта альтернатива имеет практически наилучшие показатели по критериям K_2 и K_3 ввиду наличия значительной мощности СЭС, которая имеет оценку «5» по показателям социального оценивания различных технологий выработки электроэнергии и практически минимальное экологическое воздействие.

Из анализа табл. 4, 5 можно сделать вывод, что неопределенность предпочтений ЛПР, выраженная с помощью нечетких функций ценности, не сказалась на ранжировании альтернатив. Это объясняется сравнительно узкими границами нечетких оценок при построении функций ценности.

Неопределенность исходной информации, выраженная через интервальные значения капитальных затрат, выразилась в неоднозначности выбора лучшей альтернативы при весах критериев 0,45; 0,275; 0,275.

В целом проведенный анализ позволяет выделить группу наиболее перспективных альтернатив для их более детального исследова-

ния после сбора дополнительной информации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный обзор и полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Для выбора СГМ локальных энергосистем необходимо дальнейшее совершенствование методического и программного обеспечения в направлении учета множественности критериев, неопределенности исходной информации и сценариев развития.

2. Предложена методика многокритериального выбора СГМ, которая позволяет формировать альтернативные варианты установленной мощности электростанций, получать оценки по критериям и проводить многокритериальное сравнение альтернатив с учетом фактора неопределенности.

3. В качестве метода многокритериальной оценки предложен и рассмотрен модифицированный метод TOPSIS, использующий нечеткие функции ценности для учета неопределенности предпочтений ЛПР в связи с множественностью сценариев развития района.

4. Проведена апробация предложенной методики при выборе СГМ в удаленном районе Хабаровского края. В зависимости от коэффициентов важности критериев методика позволяет формировать соответствующие структуры генерирующих мощностей. Выделены перспективные варианты СГМ для более детального дальнейшего исследования.

Список литературы

1. Санеев Б.Г., Беляев Л.С., Агафонов Г.В., Воробьева В.В., Головин А.П., Иванова И.Ю. [и др.]. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева. Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2011. 368 с.
2. Ivanova I. Significant factors affecting the selection of rational options for power supply in an off-grid zone // Regional Energy Policy of Asian Russia: E3S Web Conference. 2019. Vol. 77. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197702006>
3. Kiushkina V., Lukutin B. Energy security of northern and arctic isolated territories // Regional Energy Policy of Asian Russia: E3S Web Conference. 2019. Vol. 77. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197701008>
4. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В. [и др.]. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2015. 448 с.
5. Шакиров В.А., Фадеев В.А. Оценка риска неустойчивости мощности электростанций в удаленных районах // Проблемы анализа риска. 2015. Т. 12. № 2. С. 78–85.
6. Нефедов А.С., Шакиров В.А., Яковкина Т.Н. Многокритериальный двухэтапный выбор структуры генерирующих мощностей в удаленных районах // Промышленная энергетика. 2019. № 6. С. 14–24.
7. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В. Методические основы обоснования развития электро-

энергетических систем в либерализованных условиях // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2002. № 4. С. 30–39.

8. Сибгатуллин А.Р., Елистратов В.В. Оптимизация состава оборудования на основе возобновляемых источников энергии в системах электроснабжения автономных потребителей небольшой мощности // Альтернативная энергетика и экология. 2016. № 23-24. С. 51–67. <https://doi.org/10.15518/isjaee.2016.23-24.051-067>

9. Елистратов В.В., Виноградова (Чернова) А.В. Моделирование режимов работы энергетического комплекса ВЭС-ГЭС в децентрализованной системе энергоснабжения // Альтернативная энергетика и экология. 2016. № 9-10. С. 12–24. <https://doi.org/10.15518/isjaee.2016.09-10.012-024>

10. Клер А.М., Жарков П.В., Сушко С.Н. Особенности оптимизации состава оборудования и режимов работы локальных систем энергоснабжения // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 10. С. 188–193.

11. Карамов Д.Н. Математическое моделирование автономной системы электроснабжения, использующей возобновляемые источники энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 9. С. 133–140.

12. Обухов С.Г., Ибрагим А. Оптимизация состава оборудования гибридных энергетических систем с возобновляемыми источниками энергии // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2020. Т. 20. № 2. С. 64–76. <https://doi.org/10.14529/power200206>

13. Lukutin B.V., Shandarova E.B., Matukhin D.L., Igisenov A.A., Shandarov S.M. Simulation and optimization of wind and diesel power supply systems // International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems. Materials Science and Engineering: IOP Conference Series. 2016. Vol. 177. P. 012090. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/177/1/012090>

14. Kefayat M., Lashkar Ara A., Nabavi Niaki S.A. A hybrid of ant colony optimization and artificial bee colony algorithm for probabilistic optimal placement and sizing of distributed energy resources // Energy Conversion and Management. 2015. Vol. 92. P. 149–161. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.12.037>

15. Damodaran S.K., Sunil Kumar T.K. Hydro-thermal-wind generation scheduling considering economic and environmental factors using heuristic algorithms // Energies. 2018. Vol. 11. No. 2. <http://doi.org/10.3390/en11020353>

16. Mishra S., Panigrahi C.K., Kothari D.P. Design and simulation of a solar-wind-biogas hybrid system architecture using HOMER in India // International Journal of Ambient Energy. 2016. Vol. 37. Issue 2. P. 184–191. <http://doi.org/10.1080/01430750.2014.915886>

17. Ahmed N.M., Farghally H.M., Fahmy F.H. Optimal sizing and economical analysis of PV-Wind hybrid power system for water irrigation using genetic algorithm // International Journal of Electrical and Computer Engineering. 2017. Vol. 7. No. 4. P. 1797–1814. <http://doi.org/10.11591/ijece.v7i4.pp1797-1814>

18. Kaur D., Cheema P.S. Software tools for analyzing the hybrid renewable energy sources: – a review // Inter-

national Conference on Inventive Systems and Control. 2017. <http://doi.org/10.1109/ICISC.2017.8068591>

19. Осики Л.К. Управление инвестиционными проектами ТЭС. Предынвестиционная фаза. М.: Вершина, 2008. 344 с.

20. Цыкунов Г.А. Советские гидроэнергетические проекты в Сибири и современность // Иркутский историко-экономический ежегодник: сб. ст. Иркутск, 2019. С. 52–60. <http://doi.org/10.17150/978-5-7253-3001-4.07>

21. Мельникова Н.В., Артемов Е.Т., Бедель А.Э., Волошин Н.П., Михеев М.В. История взаимодействия ядерной энергии и общества в России. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2018. 127 с.

22. Нефедов А.С., Шакиров В.А. Многокритериальный выбор технологий производства электрической энергии при развитии локальной системы электроснабжения // Системы. Методы. Технологии. 2019. № 1. С. 60–67. <https://doi.org/10.18324/2077-5415-2019-1-60-67>

23. Wei Shen, Xi Chen, Jing Qiu, Hayward J.A., Sayeef Saad, Osman Peter, et al. A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2020. Vol. 133. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110301>

24. Hansen K. Decision-making based on energy costs: comparing levelized cost of energy and energy system costs // Energy Strategy Reviews. 2019. Vol. 24. P. 68–82. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.02.003>

25. Грачев В.А., Плямина О.В. Глобальные экологические проблемы, экологическая безопасность и экологическая эффективность энергетики // Век глобализации. 2017. Вып. 1. С. 86–97.

26. Hwang Ching-Lai, Yoon Kwangsun. Multiple attribute decision making: methods and applications a state-of-the-art survey. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1981. 273 p.

27. Karunathilake H., Hewage K.N., Sadiq R. Renewable energy technology selection for community energy systems: A case study for British Columbia // Energy System Planning for Net-Zero Communities: CSCE Annual General Conference At: Vancouver, BC, Canada. 2017. [Электронный ресурс]. URL: https://www.researchgate.net/publication/326211412_Renewable_energy_technology_selection_for_community_energy_systems_A_case_study_for_British_Columbia (15.08.2020).

28. Karatas M., Sulukan E., Karacan I. Assessment of Turkey's energy management performance via a hybrid multi-criteria decision-making methodology // Energy. 2018. Vol. 153. P. 890–912. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.051>

29. Нефедов А.С., Шакиров В.А. Многокритериальная оценка альтернатив на основе метода TOPSIS в условиях неопределенности предпочтений лица, принимающего решения // Информационные технологии. Проблемы и решения. 2019. № 3. С. 25–32.

30. Шакиров В.А. Многокритериальная оценка альтернатив на основе теории полезности в условиях неопределенности предпочтений лица, принимающего решения // Нечеткие системы и мягкие вычисления. 2018. Т. 13. № 1. С. 17–35. <https://doi.org/10.26456/fssc37>



31. Неведов А.С., Панкратьев П.С. Выбор оптимальной высоты створа гидроэлектростанции при организации электроснабжения удаленных районов // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. 2019. Т. 2. С. 111–115.

32. Угольная база России. Т. V. Кн. 2. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока России (Республика Саха, Северо-Восток, о. Сахалин, п-ов Камчатка) / под ред. В.Ф. Череповского. М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1999. 638 с.

References

1. Saneev BG, Belyaev LS, Agafonov GV, Ivanova IYu, Izhbuldin AK, Keiko A.V., et al. *The eastern vector of Russia's energy strategy: state of the art and projects* / ed. NI Voropai, BG Saneev. Novosibirsk: Geo; 2011, 368 p. (In Russ.)

2. Ivanova I. Significant factors affecting the selection of rational options for power supply in an off-grid zone. In: *Regional Energy Policy of Asian Russia: E3S Web Conference*. 2019;77. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197702006>

3. Kiushkina V, Lukutin B. Energy security of northern and arctic isolated territories. In: *Regional Energy Policy of Asian Russia: E3S Web Conference*. 2019;77. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197701008>

4. Voropaj NI, Podkoval'nikov SV, Trufanov VV, et al. Rationale for the development of electric power systems: methodology, models, methods, their use / ed. NI Voropaj. Novosibirsk: Nauka; 2015, 448 p. (In Russ.)

5. Shakirov VA, Fadeev VA. Assessing the risk of lack of demand for power plants in remote areas. *Problemy analiza riska = Issues of Risk Analysis*. 2015;12(2):78–85. (In Russ.)

6. Nefedov AS, Shakirov VA, Yakovkina TN. Multi-criteria two-stage selection of the structure of generating capacity in remote areas. *Promyshlennaya energetika*. 2019;6:14–24. (In Russ.)

7. Voropaj NI, Podkoval'nikov SV, Trufanov VV. Methodology of substantiation of electric power system development in liberalized conditions. *Izvestiya Rossijskoj akademii nauk. Energetika = Thermal Engineering*. 2002;4:30–39. (In Russ.)

8. Sibgatullin AR, Elistratov VV. Optimization of equipment composition based on renewable energy sources in electric supply systems for low power autonomous consumers. *Alternativnaja energetika i ekologija = Alternative Energy and Ecology*. 2016;23-24:51–67. (In Russ.) <https://doi.org/10.15518/isjaee.2016.23-24.051-067>

9. Elistratov VV, Vinogradova (Chernova) AV. Simulation of WPP/HPP power system operating modes in decentralized power supply system. *Alternativnaja energetika i ekologija = Alternative Energy and Ecology*. 2016;9-10:12–24. (In Russ.) <https://doi.org/10.15518/isjaee.2016.09-10.012-024>

10. Kler AM, Zharkov PV, Sushko SN. Optimization features of local power supply system equipment and operation modes. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2015;10:188–193. (In Russ.)

11. Karamov DN. Mathematical modeling of an autonomous power supply system using renewable energy sources. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2015;9:133–140. (In Russ.)

12. Obukhov SG, Ibrahim A. Optimization of equipment composition of hybrid energy systems with renewable

energy sources. *Vestnik Yuzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Energetika = Bulletin of South Ural State University. Series: Power Engineering*. 2020;20(2):63–76. (In Russ.) <https://doi.org/10.14529/power200206>

13. Lukutin BV, Shandarova EB, Matukhin DL, Igisenov AA, Shandarov SM. Simulation and optimization of wind and diesel power supply systems. In: *International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems. Materials Science and Engineering: IOP Conference Series*. 2016;177:012090. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/177/1/012090>

14. Kefayat M, Lashkar Ara A, Nabavi Niaki SA. A hybrid of ant colony optimization and artificial bee colony algorithm for probabilistic optimal placement and sizing of distributed energy resources. *Energy Conversion and Management*. 2015;92:149–161. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.12.037>

15. Damodaran SK, Sunil Kumar TK. Hydro-thermal-wind generation scheduling considering economic and environmental factors using heuristic algorithms. *Energies*. 2018;11(2). <http://doi.org/10.3390/en11020353>

16. Mishra S, Panigrahi CK, Kothari DP. Design and simulation of a solar-wind-biogas hybrid system architecture using HOMER in India. *International Journal of Ambient Energy*. 2016;37(2):184–191. <http://doi.org/10.1080/01430750.2014.915886>

17. Ahmed NM, Farghally HM, Fahmy FH. Optimal sizing and economical analysis of PV-Wind hybrid power system for water irrigation using genetic algorithm. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2017;7(4):1797–1814. <http://doi.org/10.11591/ijece.v7i4.pp1797-1814>

18. Kaur D, Cheema PS. Software tools for analyzing the hybrid renewable energy sources: - a review. In: *International Conference on Inventive Systems and Control*. 2017. <http://doi.org/10.1109/ICISC.2017.8068591>

19. Osika LK. *Management of investment projects of thermal power plant construction. The pre-investment phase*. Moscow: Vershina; 2009, 344 p. (In Russ.)

20. Tsykunov GA. Soviet hydropower projects in Siberia and the present. In: *Irkutskii istoriko-ekonomicheskii ezhegodnik = Irkutsk Historical and Economic Annual Book*. 2019, p. 52–60. (In Russ.)

21. Melnikova NV, Artemov ET, Bedel AE, Voloshin NP, Mikheev MV. *The history of interaction between nuclear energy and society in Russia*. Ekaterinburg: Institute of History and Archaeology; 2018, 127 p. (In Russ.)

22. Nefedov AS, Shakirov VA. Multi-criteria selection of technologies for the production of electrical energy in the development of a local power supply system. *Sistemy. Metody. Tekhnologii = Systems. Methods. Technologies*. 2019;1:60–67. (In Russ.) <https://doi.org/10.18324/2077-5415-2019-1-60-67>

24. Wei Shen, Xi Chen, Jing Qiu, Hayward JA, Sayeef Saad, Osman Peter, et al. A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020;133. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110301>
25. Hansen K. Decision-making based on energy costs: comparing levelized cost of energy and energy system costs. *Energy Strategy Reviews*. 2019;24:68–82. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.02.003>
26. Grachev VA, Plyamina OV. Global ecological problems, environmental safety and environmental efficiency of the energy sector. *Vek globalizatsii*. 2017;1:86–97. (In Russ.)
27. Hwang Ching-Lai, Yoon Kwangsun. *Multiple attribute decision making: methods and applications a state-of-the-art survey*. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg; 1981, 273 p.
28. Karunathilake H, Hewage KN, Sadiq R. Renewable energy technology selection for community energy systems: A case study for British Columbia. *Energy System Planning for Net-Zero Communities: CSCE Annual General Conference At: Vancouver, BC, Canada*. 2017. Available from: https://www.researchgate.net/publication/326211412_Renewable_energy_technology_selection_for_community_energy_systems_A_case_study_for_British_Columbia [Accessed 15th August 2020].

29. Karatas M, Sulukan E, Karacan I. Assessment of Turkey's energy management performance via a hybrid multi-criteria decision-making methodology. *Energy*. 2018;153:890–912. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.051>
30. Nefedov AS, Shakirov VA. Multi-criteria assessment of alternatives based on the TOPSIS method in the conditions of uncertainty of the preferences of the decision maker. *Informatsionnye tekhnologii. Problemy i resheniya*. 2019;3:25–32. (In Russ.)
31. Shakirov VA. Multi-criteria evaluation of alternatives under conditions of uncertainty in the decision maker's preferences based on utility theory. *Nechetkie sistemy i myagkie vychisleniya = Fuzzy systems and soft computing*. 2018;13(1):17–35. (In Russ.) <https://doi.org/10.26456/fssc37>
32. Nefedov AS, Pankrat'ev PS. Choosing the optimal height of the hydroelectric station site when organizing power supply of remote areas. *Trudy Bratskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Estestvennye i inzhenernye nauki*. 2019;2:111–115. (In Russ.)
33. *Coal base of Russia*. Vol. V. Book. 2. *Coal basins and deposits of the Russian Far East (Republic of Sakha, North-East, Sakhalin Island, Kamchatka Peninsula)* / ed. VF Cherepovskoj. Moscow: Geoinformmark; 1999, 638 p. (In Russ.)

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Нефедов Александр Сергеевич,
старший преподаватель,
кафедра промышленной теплоэнергетики,
Братский государственный университет,
665709, г. Братск, ул. Макаренко, 40, Россия;
✉ e-mail: domino1991@rambler.ru

Яковкина Татьяна Николаевна,
кандидат технических наук,
декан факультета энергетики и автоматики,
Братский государственный университет,
665709, г. Братск, ул. Макаренко, 40, Россия;
e-mail: jatano@yandex.ru

Заявленный вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 26.10.2020; одобрена после рецензирования 25.11.2020; принята к публикации 18.12.2020.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Aleksandr S. Nefedov,
Senior Lecturer,
Department of Industrial Heat and Power Engineering,
Bratsk State University,
40, Makarenko St., Bratsk 665709, Russia;
✉ e-mail: domino1991@rambler.ru

Tatiana N. Yakovkina,
Cand. Sci. (Eng.),
Dean of the Faculty of Power Engineering
and Automation,
Bratsk State University,
40, Makarenko St., Bratsk 665709, Russia;
e-mail: jatano@yandex.ru

Contribution of the authors

The authors contributed equally to this article.

Conflict of interests

The authors declare no conflicts of interests.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Information about the article

The article was submitted 26.10.2020; approved after reviewing 25.11.2020; accepted for publication 18.12.2020.