



12. Petrov A. A., Eliseev K. V., Tret'yakov A. V., Marikin A. N., Nikitin V. V., Zimakova M. V., Kozlov P. V. Sravnitel'nyi analiz rezul'tatov silovogo vozdeystviya na zheleznodorozhnyi put' s primeneniem metodov Shlyumpfa, «RZhd-2016» I «NVTs-TKP» [Comparative analysis of the results of force impact on the railway track using Schlumph method, «RZD-2016» and «NVTs-TKP»]. *BRNI [Bulletin of scientific research results]*, 2017, No.4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-rezultatov-silovogo-vozdeystviya-na-zheleznodorozhnyy-put-s-primeneniem-metodov-shlyumpfa-rzhd-2016-i-nvts-tpk> (access date: 11.11.2018).

13. GOST 55050-2012. Zheleznodorozhnyi podvizhnoi sostav. Normy dopustimogo vozdeystviya na zheleznodorozhnyi put' i metody ispytaniy [GOST 55050-2012. Railway rolling stock. Norms of permissible impact on the railway track and test methods]. Moscow: Standartinform Publ., 2013, 16 p.

14. Nauchnye podrazdeleniya SGUPS - NIL Mosty – Razrabotki - 6. Razrabotka i izgotovlenie izmeritel'nogo oborudovaniya dlya ispytaniya mostov [Elektronnyi resurs]. [Scientific divisions of SGUPS - SRL Bridges - Developments - 6. Development and manufacturing of measuring equipment for testing bridges]. Siberian state transport university. Access mode: <http://www.stu.ru/science/index.php?page=1094> – Screen title. (Access date: 11.11.2018).

15. Kosenko S.A., Kvashnin M. Ya., Bondar' I. S., Akimov S. S. Ekspluatatsionnye izmereniya napryazhenii v rel'se pri vozdeystvii podvizhnogo sostava [Operational stress measurements in the rail when exposed to rolling stock]. *Izvestiya Transsiba [Journal of Transsib Railway Studies]*, 2017, No.2 (30). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ekspluatatsionnye-izmereniya-napryazheniy-v-relse-pri-vozdeystvii-podvizhnogo-sostava> (access date: 11.11.2018).

16. Rukovodstvo po ekspluatatsii. Kompleks izmeritel'nyi mnogofunktsional'nyi tenzor MS [Operation manual. Measuring complex multifunctional tensor MS]: approved by VMNII411739.001TU-LU, 2011, 26 p.

Информация об авторах

Authors

Алтынников Денис Сергеевич – аспирант кафедры «Путь и путевое хозяйство», Иркутский государственный университет путей сообщения, г. Иркутск, e-mail: denis.altinnikov@yandex.ru

Ковенькин Дмитрий Александрович – заведующий кафедрой «Путь и путевое хозяйство», Иркутский государственный университет путей сообщения, г. Иркутск, e-mail: kovenkin_pph@irgups.ru

Denis Sergeevich Altynnikov – Ph.D. student, the Subdepartment of Railway Track and Facilities, Irkutsk State Transport University, Irkutsk, Russia, e-mail: denis.altinnikov@yandex.ru

Dmitrii Alexandrovich Koven'kin – Head of the Subdepartment of Railway Track and Facilities, Irkutsk State Transport University, Irkutsk, Russia, e-mail: kovenkin_pph@irgups.ru

Для цитирования

Алтынников Д. С. Определение поперечных напряжений в шейке рельсов в зависимости от динамических нагрузок на подходах к мостам / Д. С. Алтынников, Д. А. Ковенькин // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. - 2018. - Т. 60, № 4. - С. 108–117. - DOI: 10.26731/1813-9108.2018.4(60).108-117

For citation

Altynnikov D. S., Koven'kin D. A. Opredelenie poperechnykh napryazhenii v sheike rel'sov v zavisimosti ot dinamicheskikh nagruzok na podkhodakh k mostam [Determining transverse tensions in the rail web depending on dynamic loadings at approaches to bridges]. *Sovremennye tekhnologii. Sistemnyi analiz. Modelirovanie [Modern technologies. System analysis. Modeling]*, 2018, Vol. 60, No. 4, pp. 108–117. DOI: 10.26731/1813-9108.2018.4(60).108-117

УДК 621.311:620.92

DOI: 10.26731/1813-9108.2018.4(60).117-124

В. С. Степанов, Т. Б. Степанова, А. А. Старикова

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Российская Федерация
Дата поступления: 21 сентября 2018 г.

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СОЗДАНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Аннотация. *Описаны результаты системного анализа эффективности электроснабжения изолированных районов на базе ветроэнергетических установок (ВЭУ). Были сопоставлены две схемы электроснабжения района: вариант 1 – от энергетической системы (ЭЭС) с генерацией в ней электроэнергии на угольных КЭС; вариант 2 – от локальной системы, сформированной на базе ВЭУ (ветропарка). Определены технико-экономические показатели схемы электроснабжения от ЭЭС с вариацией основных параметров – протяженности высоковольтной линии до рассматриваемого района, стоимости дополнительного киловатта мощности на тепловой электростанции, удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на ней и его стоимости. Для варианта локальной энергосистемы с генерацией от ветропарка обозначенные показатели были определены при вариации удельных затрат на установленную мощность на ВЭУ и стоимости реализованной в районе электроэнергии. Показана зависимость срока окупаемости капиталовложений от удаленности региона от энергосистемы и цены электроэнергии в ней для 1-го варианта электроснабжения, а также зависимость рентабельности сооружения ветропарка в рассматриваемом регионе от величины удельных затрат на киловатт генерируемой мощности и стоимости электроэнергии.*

Ключевые слова: ветроэнергетические установки, электроснабжение, локальные энергосистемы, экономическая оценка.



V. S. Stepanov, T. B. Stepanova, A. A. Starikova

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, the Russian Federation

Received: September 21, 2018

SYSTEM ANALYSIS OF THE EXPEDIENCY OF CREATING LOCAL POWER SUPPLY SYSTEMS

Abstract. The article describes the results of the system analysis of efficiency of power supply of the isolated areas on the basis of wind power installations (WPI). Two schemes have been compared: the first – from electric power system (EPS) with generating electricity of condensing power plants (CPP); the second – from local energy system formed on the base of WPI (windpark). The technical-and-economic indexes of power supply from the electric energy system are determined under variation of main parameters – the length of high-voltage line to the region under consideration, the cost of an additional kilowatt of power at a thermal power plant, specific fuel consumption for electricity generation on it and its cost. For a variant of local energy system with the generating from wind-park, the economic indexes were calculated by varying the specific expense for WPI and cost of the electricity sold in the region. It is shown that the choice of a power supply scheme depends on the main parameters – the distance from the power system and price of its electricity, and also on the costs of wind-driven electric plants.

Keywords: wind-driven electric plants, power supply, local power systems, economic evaluation.

Введение

В последние годы во многих странах существенно возрос интерес к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), использование которых не нарушает естественный баланс энергии нашей планеты. К ним относятся: солнечная радиация, энергия ветра, энергия рек, приливов и океанских волн, энергия, заключенная в биомассе и органических отходах [1–4, 9].

Различные виды ВИЭ находятся на разных стадиях освоения, наибольшее применение получил самый изменчивый и непостоянный вид энергии – ветер. К достоинствам ветровой энергии, прежде всего, следует отнести доступность, повсеместное распространение и практическую неисчерпаемость ее ресурсов.

В последние 10–15 лет использование кинетической энергии ветра для производства электрической энергии в мире бурно развивалось. Современные ветроэнергетические установки имеют мощность от нескольких киловатт до десятка мегаватт и позволяют экономически эффективно с высокой степенью надежности преобразовывать энергию ветра в электрическую [2, 4].

Суммарная установленная мощность крупных ветроэнергетических установок (ВЭУ) и ветроэнергетических электростанций (ВЭС) в мире составляет около 240 ГВт. Ежегодный прирост мощности ветровых установок достигает 38–40 ГВт. Мировыми лидерами по использованию энергии ветра являются Китай, США, Германия, Испания, Индия.

Россия имеет самый большой в мире ветропотенциал, ресурс ее ветровой энергии оценивается величиной 10,7 ГВт. Однако масштабного использования этого потенциала в стране не наблюдается. Суммарная установленная мощность ВЭУ не превышает 28 МВт.

Объяснить это обстоятельство можно тем, что наша страна богата традиционными ископаемыми энергоресурсами (уголь, нефть, природный газ), поэтому сооружение мощных ветропарков и использование ветровой энергии в широких масштабах вряд ли целесообразно.

Нам представляется, что зоной преимущественного применения ветровой энергетики в России является энергоснабжение ее отдаленных и труднодоступных районов. Здесь ВЭУ могут стать незаменимыми источниками энергии при создании локальных энергосистем или в качестве автономных источников энергоснабжения.

Важность этого направления развития ветроэнергетики диктуется тем, что 70 % территории России, где проживает 10 % населения, находится в зоне децентрализованного энергоснабжения, которая практически совпадает с территориями, обладающими значительным потенциалом ветроэнергетических ресурсов (Камчатка, Магаданская область, Чукотка, Сахалин, Якутия, Таймыр и др.). Для этих районов целесообразность практического использования энергии ветра уже сейчас определяется экономической конкурентоспособностью современных ВЭУ в сравнении с альтернативными энергоисточниками.

Нетрадиционные источники электроэнергии на основе ветрогенераторов находят применение в районах электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта [10]. Широкомасштабному внедрению таких источников уделяется значительное внимание в энергетической стратегии холдинга «Российские железные дороги» на перспективу до 2030 г.

Постановка задачи

В настоящей статье рассмотрена проблема электроснабжения изолированных районов с по-



зий системного анализа экономической целесообразности разных вариантов ее решения.

Была поставлена задача определить области экономической целесообразности электроснабжения удаленных районов от автономной системы, сформированной на базе ветроустановок (ветропарка), по сравнению с традиционной системой их энергообеспечения от централизованной энергосистемы (ЭЭС). Для решения этой задачи использованы рыночные подходы и критерии для оценки эффективности инвестиций в рассматриваемый проект [3, 5, 7, 8]. В качестве альтернативных выбраны два варианта электроснабжения автономного района.

Вариант I: от энергосистемы за счет дополнительной выработки электроэнергии на тепловой электростанции (КЭС) при условии сооружения от нее линии электропередачи напряжением 35–110 кВ и преобразования его на 10 кВ трансформаторами главной понизительной подстанции (ГПП) рассматриваемого района.

Вариант II: от локальной энергосистемы, созданной на базе соответствующего числа ветроэнергетических установок (ветропарка), с передачей электроэнергии от ветропарка до ЦРП-10 района на напряжении 10 кВ.

Экономическое сравнение имеет смысл в том случае, если системная подстанция, к которой необходимо подключиться, находится на значительном удалении от потребителя, а ветропарк, напротив, достаточно близко. В противном случае централизованное электроснабжение будет заметно более выгодным.

При выборе предпочтительного варианта схемы электроснабжения потребителей района электрическая нагрузка и количество потребляемой электроэнергии являются заданными. Принимается также, что варианты характеризуются одинаковым отпуском электроэнергии. Это дает возможность использовать для выполнения этой процедуры показатели абсолютной эффективности капиталовложений каждого варианта.

В соответствии с принятыми в энергетике принципами, варианты должны обеспечивать одинаковый энергетический эффект (полностью покрывать нагрузку потребителя с учетом режима его работы), одинаковый уровень надежности и качество электроэнергии в сети.

В качестве критериев экономической оценки вариантов приняты статические показатели эффективности – норма прибыли и простой срок окупаемости.

Алгоритм исследования схемы электроснабжения автономного района

от электроэнергетической системы (вариант I)

При проведении исследования учитывались следующие исходные параметры, вариация которых приводит к множеству сочетаний итоговых технико-экономических показателей рассматриваемого варианта схемы:

- расчетная мощность потребителей района P_{\max} , МВт;
- число часов использования максимальной мощности потребителями района T_{\max} ;
- коэффициент мощности $\cos \varphi$;
- категория электроприемников по надежности;
- расстояние от системной подстанции до ГПП района l , км;
- удельный расход топлива на выработку электроэнергии на КЭС b_t , кг у. т. / кВт·ч;
- цена топлива $C_{\text{тн}}$, руб./т сжигаемого натурального топлива;
- плата за выбросы в окружающую среду $C_{\text{выб}}$, руб./т сжигаемого натурального топлива.

На основании принятой исходной информации были определены технико-экономические показатели схемы (капиталовложения и издержки), в том числе источника генерирования требуемой мощности (КЭС) и элементов электрической сети (ЛЭП, подстанций).

Для расчета затрат на прирост мощности КЭС в энергосистеме для покрытия электрической нагрузки присоединяемого к системе района использовалась величина удельных дополнительных капиталовложений на 1 кВт установленной мощности $k_{\text{уд}}^{\text{доп}}$. Капиталовложения в КЭС при этом составят:

$$K_{\text{КЭС}}^{\text{доп}} = k_{\text{уд}}^{\text{доп}} N_{\text{КЭС}}^{\text{доп}},$$

где $N_{\text{КЭС}}^{\text{доп}}$ – необходимая дополнительная мощность на КЭС, равная суммарной активной мощности потребителей рассматриваемого района P_{\max} .

Суммарные годовые издержки по источнику генерирования энергии в варианте I можно определить по выражению:

$$I_{\text{ист I}} = I_{\text{обс I}} + I_{\text{ам I}}^{\text{рен}} + I_{\text{выб}} + I_{\text{т}} = K_{\text{КЭС}}^{\text{доп}} \cdot \alpha_{\text{обс I}} + K_{\text{КЭС}}^{\text{доп}} \cdot \alpha_{\text{ам I}}^{\text{рен}} + C_{\text{выб}} \cdot B_{\text{год}} + C_{\text{тн}} \cdot B_{\text{год}},$$

где $\alpha_{\text{обс I}}$ – отчисления на обслуживание и капитальный ремонт; $\alpha_{\text{ам I}}^{\text{рен}}$ – отчисления на реновацию КЭС; $B_{\text{год}}$ – годовой расход натурального топлива



для выработки электроэнергии на нужды потребителей рассматриваемого района:

$$B_{\text{год}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot b_t \cdot \frac{7000}{Q_n^p} \text{ т нат. топлива,}$$

где Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг.

Капитальные вложения $K_{\text{эсI}}$ в электрическую сеть были рассчитаны по укрупненным затратам на сооружение линий электропередачи $K_{\text{лI}}$ и подстанций $K_{\text{пI}}$ [6]:

$$K_{\text{эсI}} = K_{\text{лI}} + K_{\text{пI}}.$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети складываются из отчислений от величины капитальных вложений в соответствующий объект на амортизацию, ремонт и обслуживание линий электропередачи $I_{\text{лI}}$ и ГПП $I_{\text{пI}}$, а также затрат на компенсацию годовых потерь электроэнергии в сети $I_{\text{потI}}$:

$$\begin{aligned} I_{\text{эсI}} &= I_{\text{лI}} + I_{\text{пI}} + I_{\text{потI}} = \\ &= \frac{\alpha_{\text{ам.л}}^{\text{к.р}} + \alpha_{\text{ам.л}}^{\text{рен}} + \alpha_{\text{об.л}}}{100} K_{\text{лI}} + \\ &+ \frac{\alpha_{\text{ам.п}}^{\text{к.р}} + \alpha_{\text{ам.п}}^{\text{рен}} + \alpha_{\text{об.п}}}{100} K_{\text{пI}} + C_{\text{эл}} \Delta W, \end{aligned}$$

где $\alpha_{\text{ам.л}}^{\text{к.р}}$; $\alpha_{\text{ам.л}}^{\text{рен}}$; $\alpha_{\text{об.л}}$ – соответственно амортизационные отчисления на капитальный ремонт, реновацию, а также коэффициент, определяющий эксплуатационные затраты (ремонт и обслуживание) в процентах от капиталовложений в линии электропередачи; $\alpha_{\text{ам.п}}^{\text{к.р}}$; $\alpha_{\text{ам.п}}^{\text{рен}}$; $\alpha_{\text{об.п}}$ – то же для подстанций; ΔW , $C_{\text{эл}}$ – соответственно годовые потери электроэнергии в сети и стоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе.

Алгоритм исследования схемы электроснабжения автономного района от ветропарка (вариант II)

Для этого варианта заданы: те же данные для потребителей района, а также технико-экономические показатели ветроэнергетических установок, в том числе:

– величина удельных капиталовложений на 1 кВт установленной мощности ВЭУ $k_{\text{уд}}$, которая включает все единовременные затраты по ветропарку, связанные с генерированием и преобразованием выработанной электроэнергии, а также приведением ее параметров к параметрам присоединения к сети 10 кВ;

– расстояние от ветропарка до ЦРП-10 кВ района l_{II} , км.

Принималось, что передача мощности от ветропарка до ЦРП рассматриваемого района осуществляется воздушными линиями напряжением 10 кВ, выполненными с использованием провода СИП-3.

Величина капиталовложений в ВЭУ определялась:

$$K_{\text{ВЭУ}} = k_{\text{уд}} N_{\text{ВЭУ}},$$

где $N_{\text{ВЭУ}} = P_{\text{max}}$ района.

При расчете ежегодных издержек приняты следующие значения показателей:

- отчисления на обслуживание и капитальный ремонт ВЭУ $\alpha_{\text{ам.п}}^{\text{к.р}}$; $\alpha_{\text{ам.п}}^{\text{рен}}$; $\alpha_{\text{об.п}} = 5,5\%$;
- амортизационные отчисления на реновацию $\alpha_{\text{ам.п}}^{\text{рен}} = 4,0\%$.

Годовые издержки по источнику генерирования энергии в этом варианте включают:

$$I_{\text{истII}} = I_{\text{обсII}} + I_{\text{амII}}^{\text{рен}} = K_{\text{ВЭУ}} \cdot \alpha_{\text{обсII}} + K_{\text{ВЭУ}} \cdot \alpha_{\text{амII}}^{\text{рен}}.$$

Значения технико-экономических показателей для электрической сети определялись по соотношениям, аналогичным принятым для варианта I. При этом суммарные капиталовложения включали затраты на ВЛ и ЦРП-10 кВ. В соответствии с этими показателями рассчитывались издержки на обслуживание и капитальный ремонт и отчисления на реновацию соответствующих элементов схемы.

Расчет ежегодных издержек на компенсацию потерь электроэнергии в сети по варианту II ведется по выражению

$$I_{\text{потII}} = C_{\text{эл}} \cdot \Delta W_{\text{сум}}, \text{ тыс. руб./год,}$$

где $C_{\text{эл}}$, руб./кВт·ч – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии принималась равной цене реализации выработанной ВЭУ электроэнергии.

В величину суммарных издержек по вариантам помимо указанных составляющих включалась стоимость заемного капитала, равная процентной ставке Центрального банка.

На основе итоговых значений суммарных капиталовложений $K_{\text{сум}}$ и ежегодных издержек $I_{\text{сум}}$ по каждому рассматриваемому варианту схемы электроснабжения района можно определить показатели экономической эффективности его строительства по следующему алгоритму.

Объем реализованной продукции в году t рассчитывается по выражению

$$O_{\text{pt}} = W_{\text{годt}} \cdot C_{\text{эл}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot C_{\text{эл}}.$$



На его основе устанавливаются значения балансовой и чистой прибыли:

$$\Pi_{бi} = O_{pi} - I_i;$$

$$\Pi_{чi} = \Pi_{бi} - H_i = O_{pi} - I_i - H_i,$$

где H_i – налог на прибыль, определяемый через установленный процент налогооблагаемой прибыли.

Норма прибыли (рентабельность) характеризуется размер получаемой прибыли на каждый вложенный рубль и определяется как [8]:

$$R_{пi} = \Pi_{чi} / K_{сумi}.$$

Срок окупаемости инвестиций (срок возврата капитала)

$$T_{ок} = K_{сум} / \Pi_{чi}.$$

Результаты исследований

По разработанным алгоритмам были выполнены многочисленные расчеты с варьированием основных параметров и показателей каждого варианта схемы электроснабжения района.

В частности, для схемы (вариант I) варьировались: удаленность рассматриваемого района от подстанции ЭЭС, удельный расход топлива, сжигаемого на станции, величина дополнительных капиталовложений на единицу установленной мощности на КЭС и др.

В качестве примера в табл. 1 приведены результаты расчетов по оценке показателей экономической эффективности инвестиций в этот вариант схемы электроснабжения в зависимости от исходной информации. Варьировались значения удельного расхода топлива и удельных дополнительных капиталовложений на 1 кВт установленной на ней мощности (при заданных значениях $P_{max} = N_{max} = 18$ МВт; $T_{max} = 7500$ ч; $U_{тн} = 2000$ руб./тн; $C_{эл} = 2,0$ руб./кВт·ч).

На рис. 1 показан характер зависимости срока окупаемости инвестиций в этот вариант схемы электроснабжения района от протяженности ВЛ-110 кВ при разных значениях удельного расхода и цены топлива, сжигаемого на КЭС, при заданных $P_{max} = N_{max} = 18$ МВт; $T_{max} = 7500$ ч; $C_{эл} = 2,0$ руб./кВт·ч; $k_{уд}^{доп} = 6000$ руб./кВт.

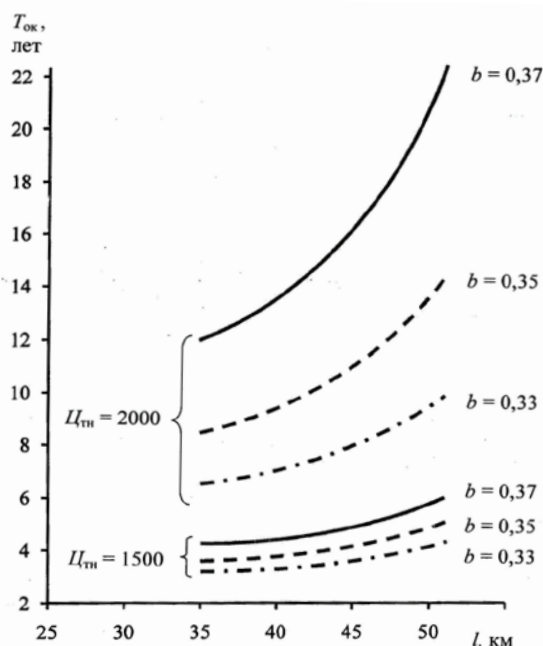


Рис. 1. Зависимость срока окупаемости схемы централизованного электроснабжения района от протяженности ВЛ-110 кВ при разных значениях удельного расхода и цены топлива, сжигаемого на КЭС

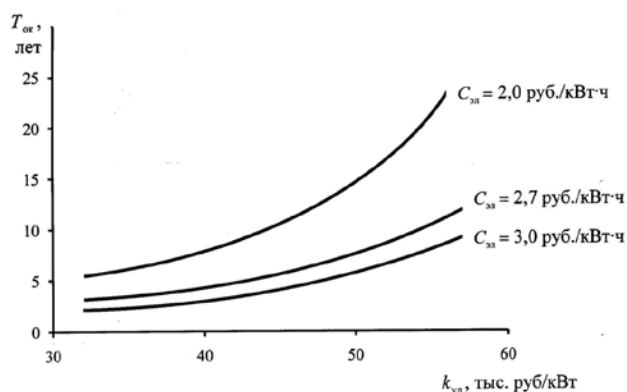


Рис. 2. Изменение срока окупаемости локальной схемы электроснабжения, построенной на базе ветропарка, от величины удельных капиталовложений в установки и от цены реализации электроэнергии, генерируемой ими

Показатели экономической эффективности рассматриваемой схемы электроснабжения существенно зависят от удельного расхода топлива, сжигаемого на КЭС, и его цены, что следует из табл. 1.

При исследовании варианта схемы электроснабжения автономного района от ветроэнергетических установок (ветропарк) варьировались зна-



чения удельных капиталовложений на 1 кВт установленной мощности ВЭУ и возможная цена реализации электрической энергии, генерируемой ими.

Согласно данным Международного энергетического совета, стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, генерируемой ВЭУ, составляет 5–13 центов, а стоимость 1 кВт установленной на них мощности 1100–1700 долларов (уровень цен 2010 г.). Эти значения существенно превышают аналогичные величины, характеризующие тепловые электростанции, работающие на органическом топливе.

Следовательно, использование ветровой энергии с чисто экономических позиций, как правило, нерентабельно. Поэтому в странах, где массово сооружаются ВЭУ, покупка потребителями генерируемой ими электроэнергии дотируется государством. О величине этой дотации и влиянии указанных показателей на эффективность инвестиций в этот вариант схемы электроснабжения можно судить по рис. 2.

Зависимости, приведенные на рис. 2, показывают, что при цене реализации электроэнергии, равной 2,0 руб./кВт·ч (наибольшая величина тарифа в варианте I), зона примерно одинаковых значений срока окупаемости сравниваемых вариантов начинается при значениях удельных капиталовложений в ВЭУ ниже 40 тыс. руб./кВт. При повышении стоимости электроэнергии, генерируемой ВЭУ, до 2,7 руб./кВт·ч эта зона начинается с величины удельных капиталовложений менее 55 тыс. руб./кВт, что практически недостижимо при экономических и финансовых условиях, сложившихся в стране.

Выводы

Системный анализ полученных результатов позволяет сделать вывод о том, что вариант электроснабжения автономного района от локальной системы, созданной на базе ВЭУ, становится равноэкономичным варианту электроснабжения от ЭЭС при следующих условиях: если удельные капиталовложения на ВЭУ не превышают $k_{уд}^{доп}$ КЭС более чем в 7 раз при удельном расходе топлива b_t , не более 0,33 кг у. т. / кВт·ч, а его стоимость не выше 1500 руб.

Проведенные исследования позволили выявить влияние основных технико-экономических показателей рассмотренных схем на эффективность инвестиций в каждую из них. Это позволяет найти такие их сочетания, при которых вариант схемы с генерацией от ВЭУ становится равноэкономичным (с примерно одинаковыми показателями эффективности инвестиций) в сравнении со схемой централизованного электроснабжения изолированного района.

При этом важно понимать, что оптимальный вариант, установленный на основе экономических критериев, служит лишь основой для принятия окончательного решения, которое должно быть сделано с учетом других многочисленных факторов – технического, социального, экологического характера. В частности, при выборе схемы энергоснабжения автономного района необходимо учитывать структуру и характер располагаемых электроприемников, наличие в нем местных источников возобновляемых и вторичных энергоресурсов (например, гидроресурсов малых рек, отходов заготовки леса, деревопереработки и т. п.) и ряд других факторов.

Таблица 1

Технико-экономические показатели для схемы электроснабжения изолированного района от ЭЭС
(при $P_{\max} = N_{\max} \cdot 18 \text{ МВт}$; $C_{\text{эл}} = 2,0 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$; $C_{\text{тн}} = 2000 \text{ руб./тн}$)

14. Срок окупаемости, лет	13. Рентабельность, руб./руб.	12. Чистая прибыль, млн руб./год	11. Налог на прибыль, млн руб./год	10. Балансовая прибыль, млн руб./год	9. Стоимость заемного капитала, руб./год	8. Амортизация на реновацию	7. Компенсация потерь электроэнергии	6. Обслуживание капитального ремонт	5. Плата за выбросы	4. Затраты на топливо, ставящая	3. Суммарные затраты, руб./год	2. Объем реализованной продукции, млн руб./год	1. Суммарные капитальные вложения, млн руб.	Показатели			
														$b_{\text{э}}, \text{ кг У. Т. / кВт}\cdot\text{ч}$	$k_{\text{уд}}^{\text{доп}} = 6000 \text{ руб./кВт}$	$b_{\text{э}}, \text{ кг У. Т. / кВт}\cdot\text{ч}$	$k_{\text{уд}}^{\text{доп}} = 6500 \text{ руб./кВт}$
9,71	0,103	31,792	6,965	38,697	30,69	7,259	6,198	7,174	1,782	178,2	231,303	270	306,9	0,33			
13,0	0,074	22,787	5,002	27,789	30,69	7,259	6,198	7,174	1,89	189,0	242,311	270	306,9	0,35			
22,22	0,045	13,842	3,039	16,881	30,69	7,259	6,198	7,174	1,998	199,8	253,119	270	306,9	0,37			
10,31	0,097	30,541	6,704	37,245	31,59	7,484	6,198	7,501	1,732	173,2	232,755	270	315,9	0,33			
12,5	0,068	21,596	4,741	26,337	31,59	7,484	6,198	7,501	1,89	189,0	243,663	270	315,9	0,35			
25,0	0,04	12,652	2,777	15,429	31,59	7,484	6,198	7,501	1,998	199,8	259,571	270	315,9	0,37			
11,76	0,065	27,551	6,05	33,611	32,49	7,709	8,368	7,84	1,782	178,2	236,364	270	324,9	0,33			
17,54	0,057	18,616	4,087	22,703	32,49	7,709	8,368	7,84	1,89	189,0	247,297	270	324,9	0,35			
33,56	0,03	9,672	2,123	11,795	32,49	7,709	8,368	7,84	1,998	199,8	258,205	270	324,9	0,37			



БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Безруких П.П. Состояние и тенденции развития нетрадиционных возобновляемых источников энергии // *Электрика*. 2003. № 4.
2. Безруких П.П. Использование энергии ветра. Техника. Экономика. Экология. М. : Колосс, 2008. 196 с.
3. Виленский П.Л., Смоляк С.А. Как рассчитать эффективность инвестиционного проекта. Расчет с комментариями. М. : Ин-т пром. развития (Информэлектро), 1996. 146 с.
4. Возобновляемые источники энергии: теоретические основы технологии технические характеристики экономика / под ред. З.А. Стычинский Н.И. Воропай. Магдебург-Иркутск : МАФО, 2010.
5. Инвестиционное проектирование: практическое руководство по экономическому обоснованию инвестиционных проектов. М. : Финстатинформ, 1997.
6. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. М. : НИЦ ЭНАС, 2006.
7. Карпов В.Г. Крайнова Э.А., Орешак А.Д. Методы оценки эффективности инвестиционных проектов. Уфа : УГНТУ, 1995. 92 с.
8. Кожевников Н.Н. Чинакаева Н.С., Чернова Е.В. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение. М. : Изд-во МЭИ, 2000. 132 с.
9. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. СПб. : СЗТУ, 2003. 79 с.
10. Энергосбережение на железнодорожном транспорте / В.А. Гапанович, В.Д. Авилов Б.А. Аржанников и др. М. : ИД МИ-СиС, 2012. 620 с.

REFERENCES

1. Bezrukikh P.P. Sostoyaniye i tendentsii razvitiya netraditsionnykh vozobnovlyayemykh istochnikov energii [State and development trends of non-conventional renewable energy sources]. *Elektrika* [Electrical engineering], 2003, No.4.
2. Bezrukikh P.P. Ispol'zovanie energii vetra. Tekhnika. Ekonomika. Ekologiya [Use of wind power. Equipment. Economy. Ecology]. Moscow: Koloss Publ., 2008.
3. Vilenskii P.L., Smolyak S.A. Kak rasschitat' effektivnost' investitsionnogo proekta. Raschet s kommentariyami [How to calculate the effectiveness of an investment project. Calculation with comments]. Moscow: Institute of Industrial Development (Informelektro) Publ., 1996.
4. Vozobnovlyayemye istochniki energii: teoreticheskie osnovy tekhnologii tekhnicheskie kharakteristiki ekonomika [Renewable energy sources: theoretical foundations of technology, technical characteristics of the economy]. In Stychinskii Z.A., Voropai N.I. (eds.). Magdeburg-Irkutsk: MAFO Publ., 2010.
5. Investitsionnoe proektirovanie: prakticheskoe rukovodstvo po ekonomicheskomu obosnovaniyu investitsionnykh proektov [Investment planning: a practical guide to the economic rationale of investment projects]. Moscow: Finstatinform Publ., 1997.
6. Karapetyan I.G., Faibisovich D.L., Shapiro I.M. Spravochnik po proektirovaniyu elektricheskikh setei [Handbook for the design of electrical networks]. Moscow: SC ENAS Publ., 2006.
7. Karpov V.G., Krainova E.A., Oreshak A.D. Metody otsenki effektivnosti investitsionnykh proektov [Methods for evaluating the effectiveness of investment projects]. Ufa, 1995.
8. Kozhevnikov N.N., Chinakaeva N.S., Chernova E.V. Prakticheskie rekomendatsii po ispol'zovaniyu metodov otsenki ekonomicheskoi effektivnosti investitsii v energosberezhenie. Posobie dlya vuzov. [Practical recommendations on the use of methods for assessing the economic efficiency of investments in energy saving. A textbook for universities] Moscow: Moscow Power Engineering Institute Publ., 2000.
9. Laibeish V.G. Netraditsionnye i vozobnovlyayemye istochniki energii. Uchebnoe posobie [Nontraditional and renewable energy sources. A textbook]. St. Petersburg: SZTU Publ., 2003.
10. Gapanovich V.A., Avilov V.D., Arzhannikov B.A. et al. Energoberezhenie na zheleznodorozhnom transporte [Energy saving in railway transport]. Moscow: MISiS Publ. house, 2012, 620 p.

Информация об авторах

Степанов Владимир Сергеевич - д. т. н., профессор, профессор кафедры электроснабжения и электротехники, Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, e-mail: stepanov@istu.edu

Степанова Татьяна Борисовна - д. т. н., профессор, профессор кафедры электроснабжения и электротехники, Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, e-mail: stepanov@istu.edu

Старикова Анастасия Андреевна - магистрант кафедры электроснабжения и электротехники, Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, e-mail: staica@rambler.ru

Authors

Stepanov Vladimir Sergeevich - Doctor of Engineering Science, Full Prof., Prof. of the Subdepartment of Power Supply and Electrical Engineering, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, e-mail: stepanov@istu.edu

Stepanova Tat'yana Borisovna - Doctor of Engineering Science, Full Prof., Prof. of the Subdepartment of Power Supply and Electrical Engineering, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, e-mail: stepanov@istu.edu

Starikova Anastasiya Andreevna - Master's student of the Subdepartment of Electrical and Electrical Engineering, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, e-mail: staica@rambler.ru

Для цитирования

Степанов В. С. Системный анализ целесообразности создания локальных энергосистем / В. С. Степанов, Т. Б. Степанова, А. А. Старикова // *Современные технологии. Системный анализ. Моделирование*. - 2018. - Т. 60, № 4. - С. 117–124. - DOI: 10.26731/1813-9108.2018.4(60).117-124

For citation

Stepanov V. S., Stepanova T. B., Starikova A. A. Sistemnyi analiz tselesoobraznosti sozdaniya lokal'nykh energosistem [System analysis of the expediency of creating local power supply systems]. *Sovremennye tekhnologii. Sistemnyi analiz. Modelirovanie* [Modern technologies. System analysis. Modeling], 2018, Vol. 60, No. 4, pp. 117–124. DOI: 10.26731/1813-9108.2018.4(60).117-124