

УДК 338.46:621.31

DOI: 10.24160/1993-6982-2017-3-20-27

Оценка интегральной конкурентоспособности автономных систем энергоснабжения малой мощности по техническим, сервисным и экономическим показателям

В.В. Жуков, Д.В. Михеев, П.М. Третьяков

Рассмотрены вопросы оценок конкурентоспособности и эффективности применения различных типов энергоустановок мини-ТЭС (тепловых электростанций) и мини-ТЭЦ (теплоэлектроцентралей) малой мощности для распределенной генерации. Выполнена оценка конкурентоспособности микротурбинных, газопоршневых и дизель-генераторных энергоустановок на примере мини-ТЭЦ мощностью 1 МВт с учетом уточненных технических, сервисных и финансовых показателей. Расчет проводили на основе многокритериального метода анализа иерархий по показателю «интегральный уровень конкурентоспособности». Было установлено превосходство мини-ТЭЦ на основе микротурбинных энергоустановок над другими рассматриваемыми генерирующими системами. Выявлены сильные и слабые показатели конкурентоспособности рассматриваемых энергоустановок и факторы, влияющие на уровень их конкурентоспособности. Продемонстрирована перспективность использования когенерационных микротурбинных энергоустановок малой мощности для распределенной генерации и автономного энергоснабжения. При этом применение микротурбинных энергоустановок в моногенерационном режиме снижает их уровень конкурентоспособности. Показано превосходство энергоустановок малой мощности импортного производства над отечественными аналогами, а также идентифицирована существенная доля импортных комплектующих в энергоустановках российского производства. Данные обстоятельства создают потребность в реализации политики импортозамещения в энергомашиностроении и при создании собственных энергоэффективных, экологичных и надежных автономных источников энергоснабжения. Полученные теоретические и практические результаты рекомендуются к использованию при разработке экономических и отраслевых прогнозов, бизнес-планов, технико-экономических обоснований инвестиционных проектов и осуществлении деятельности в областях развития систем энергоснабжения предприятий, проектирования и эксплуатации мини-ТЭС и мини-ТЭЦ.

Ключевые слова: распределенная генерация, малая энергетика, когенерация, энергоустановки, конкурентоспособность.

Для цитирования: Жуков В.В., Михеев Д.В., Третьяков П.М. Оценка интегральной конкурентоспособности автономных систем энергоснабжения малой мощности по техническим, сервисным и экономическим показателям // Вестник МЭИ. 2017. № 3. С. 20—27. DOI: 10.24160/1993-6982-2017-3-20-27.

Evaluating the Integral Competitiveness of Small-Capacity Autonomous Power Supply Systems in Terms of Technical, Service and Economic Indicators

V.V. Zhukov, D.V. Mikheev, P.M. Tretyakov

The article discusses matters concerned with evaluating the competitiveness and effectiveness of using different types of small-capacity power installations, including mini thermal power plants (mini-TPP) and mini combined heat and power plants (mini-CHP) for distributed generation. The competitiveness of microturbine, gas-piston engine, and diesel generator power units is evaluated with reference to a 1 MW mini-CHP taking into account their updated technical, service and financial indicators. The relevant calculation was carried out based on the multicriterion hierarchy analysis method with respect to the indicator called the "Integral competitiveness level". It has been found that a mini-CHP equipped with microturbine power units outperforms the other generating systems considered in the analysis. Strong and weak competitiveness indicators of the considered power units and factors influencing their competitiveness level have been identified. It has been demonstrated that small-capacity microturbine-based cogeneration power units have good prospects for distributed generation and autonomous power supply. It is worthy of noting that the use of microturbine power units only in the power generation mode degrades their competitiveness level. It has been shown that domestically produced small-capacity power units are inferior to their foreign analogs, and it has been identified that small-capacity power units produced in Russia still have a significant proportion of imported components. These circumstances generate the need for implementing an import substitution policy in the industry producing power machinery and equipment and in constructing domestically produced energy-efficient, environmentally safe and reliable autonomous power supply sources. The obtained theoretical and practical results are recommended for use in developing economic and industry forecasts, business plans, investment project feasibility studies, and in performing activities in the fields of developing enterprise power supply systems and in designing and operating mini-TPPs and mini-CHPs.

Key words: distributed generation, small-scale power engineering, cogeneration, power plants, competitiveness.

For citation: Zhukov V.V., Mikheev D.V., Tretyakov P.M. Evaluating the Integral Competitiveness of Small-Capacity Autonomous Power Supply Systems in Terms of Technical, Service and Economic Indicators. MPEI Vestnik. 2017; 3:20—27. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2017-3-20-27.

Введение

Известно, что темпы роста мирового потребления энергии являются самыми низкими за последние 80 лет, кроме того, в течение последних десятилетий сохраняется устойчивая тенденция к их сокращению (по оценке специалистов — в среднем 1,3 % в год), что свидетельствует о «стабилизации удельного энергопотребления в экономически развитых странах и в мире в целом» [1].

В настоящее время в промышленности и электроэнергетике развитых стран наряду с заменой устаревших энергоблоков высокомошных тепловых электростанций (ТЭС) осуществляется ввод в эксплуатацию энергоустановок малой мощности (до 30 МВт) [2, 3]. Такие мини-ТЭС используются преимущественно в режиме когенерации и сооружаются недалеко от источников топлива и энергопотребителя, что не требует дополнительной транспортной, электросетевой и теплосетевой инфраструктуры [2]. Кроме того, возрастающая потребность в применении мини-ТЭС наблюдается при создании энергетических комплексов на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), резервных, пиковых и мобильных электростанций, строительстве объектов автономной и распределенной генерации, энергообеспечении удаленных населенных пунктов, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики, теплоэнергетики и ЖКХ [3].

Среди энергоустановок, используемых в мини-ТЭС, следует выделить паротурбинные (ПТУ), газотурбинные (ГТУ), микротурбинные (МТУ) и парогазовые установки (ПГУ), энергоустановки на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС): дизель-генераторные (ДГУ) и газопоршневые установки (ГПУ). В большинстве случаев они не уступают по показателям надежности, технико-эксплуатационной, энергетической, экологической и экономической эффективности высокомошным энергоблокам ТЭС [2]. Технические, энергетические, массогабаритные, эксплуатационные и экономические показатели этих энергоустановок, их преимущества и недостатки в сравнении друг с другом приведены в [3, 4].

Результаты анализа мирового рынка генерирующих энергоустановок для ТЭС (в период с 2010 по 2015 гг.) и современного состояния малой энергетики, представленные в [2, 3, 5], также свидетельствуют о возросшем спросе энергопотребителей на энергоустановки малой мощности и об увеличении потребности в них для указанных ранее целей. При этом ПТУ, ГТУ и ПГУ, эксплуатируемые в качестве основных источников энергоснабжения, в большей степени ориентированы на использование в мощностных диапазонах свыше 10 МВт [2, 5], где проявляются их достоинства, возрастают ключевые показатели эффективности и снижаются проявления недостатков.

Конкурентные преимущества перечисленных типов энергоустановок вытекают из их технологических,

сервисно-эксплуатационных особенностей и условий (в том числе географических, климатических, экономических, выбранного способа эксплуатации и т. д.) реализации конкретного инвестиционного проекта. Так, приведенные генерирующие системы характеризуются зависимостью эффективности их применения от номинальной установленной мощности (в [2, 5] показано, что мощностной диапазон является одной из ключевых характеристик энергоустановок, которая определяет эффективность их применения и влияет на спрос со стороны энергопотребителей). Например, электрический КПД современных высокомошных бинарных ПГУ (свыше 300 МВт) с котлом-утилизатором достигает 60 % в конденсационном режиме работы, а аналогичный показатель маломощных ПГУ для мини-ТЭС составляет порядка 45—50 % [6], при этом электрический КПД сверхмошных ГПУ (свыше 8 МВт) производителей Wartsila и GE Jenbacher находится на одном уровне с электрическим КПД ПГУ этих же мощностей [7]. Отсюда следует, что ПГУ для мини-ТЭС становятся менее конкурентоспособными в сравнении с аналогами. Это обстоятельство свойственно и другим генерирующим установкам, что в конечном итоге является значимым фактором, определяющим рациональные диапазоны применения этих систем, спрос на них со стороны энергопотребителей и занимаемую рыночную нишу компании-производителя [3].

ГПУ имеют серьезные преимущества перед конкурентами при их использовании в мини-ТЭС, что подтверждается результатами анализа и систематизации структуры мировых заказов энергоустановок мощностью свыше 500 кВт (на мировом рынке на долю энергоустановок с ДВС в диапазоне до 10 МВт приходится свыше 97 % заказов [2, 5]). Кроме того, результаты сравнительной технико-экономической оценки ПТУ, ГТУ, ГПУ и ПГУ установленной мощностью 10 МВт в режиме выработки электрической энергии свидетельствуют о более высоком уровне конкурентоспособности ГПУ в сравнении с другими энергоустановками [3].

При этом существует ряд объектов, где возникает необходимость в применении мини-ТЭС и мини-ТЭЦ малых и микромошностей (менее 1 МВт). Для решения задач энергоснабжения в таких объектах могут быть востребованы не только ГПУ, но и отлично зарекомендовавшие себя МТУ [8], которые в диапазоне мощности до 1 МВт являются прямыми конкурентами ГПУ. Несмотря на менее удовлетворительные экономические показатели [8], МТУ имеют ряд технических и сервисных преимуществ перед энергоустановками на базе ДВС. Среди них можно выделить компактность и возможность размещения в труднодоступных местах, массогабаритные показатели, экологичность, отсутствие масла, быстро изнашивающихся деталей и теплоносителя в технологическом процессе, более совершенную систему охлаждения, увеличенный интервал времени между остановами для проведе-

ния технического обслуживания (ТО) и капремонта (КР). Однако объективная оценка конкурентоспособности генерирующих систем в этом диапазоне требует комплексного технико-экономического анализа.

Таким образом, актуальной задачей является оценка конкурентоспособности энергоустановок на базе ДВС (ГПУ и ДГУ) и МТУ малой мощности (до 1 МВт) при использовании их в качестве основных источников энергоснабжения в когенерационном режиме в системе энергоснабжения малой мощности с учетом обновленного перечня показателей конкурентоспособности (ПК).

Алгоритм оценки конкурентоспособности энергоустановок по критерию «интегральный уровень конкурентоспособности»

Для решения этой задачи используется алгоритм, основанный на системном анализе технических, сервисно-эксплуатационных и финансовых показателей конкурентоспособности энергоустановок, формирующих в итоге интегральный уровень конкурентоспособности [9], определяемый с помощью метода анализа иерархий (МАИ) [10].

В первую очередь определяются технические, экономические, финансовые, юридические и иные исходные данные, условия, допущения при реализации инвестиционного проекта.

Далее выбираются необходимые, (имеющие фиксированные значения и значения, отклонение от которых не имеет смысла) и достаточные (варьирующиеся в широком диапазоне) частные ПК: технические (ТПК), сервисные (СПК) и финансовые (ФПК).

После этого выполняется перевод абсолютных значений каждого достаточного частного x -го ТПК _{nxj} , y -го СПК _{nyj} и z -го ФПК _{nzj} j -й энергоустановки для n -ой группы энергопотребителей к безразмерному относительно виду (ТПК _{nxj} , СПК _{nyj} и ФПК _{nzj}) по формулам [9, 11]:

$$\text{ТПК}_{nxj} = (\text{ТПК}_{nxj} - \text{ТПК}_{\min}) / (\text{ТПК}_{\max} - \text{ТПК}_{\min});$$

$$\text{СПК}_{nyj} = (\text{СПК}_{nyj} - \text{СПК}_{\min}) / (\text{СПК}_{\max} - \text{СПК}_{\min});$$

$$\text{ФПК}_{nzj} = (\text{ФПК}_{nzj} - \text{ФПК}_{\min}) / (\text{ФПК}_{\max} - \text{ФПК}_{\min}),$$

где ТПК _{\min} , СПК _{\min} , ФПК _{\min} , ТПК _{\max} , СПК _{\max} , ФПК _{\max} — минимальные и максимальные значения достаточных частных ТПК, СПК и ФПК из ряда сравниваемых для n -й группы энергопотребителей, выраженных в абсолютных единицах измерения.

Наилучшими ТПК, СПК и ФПК являются ТПК, СПК и ФПК j -й энергоустановки с наименьшим значением, поэтому ТПК, СПК и ФПК, которые в размерном виде улучшаются при росте их значения, возводятся в степень -1 , либо используется обратная им величина [11].

Каждому достаточному частному ТПК, СПК и ФПК присваивается свой весовой (ВК) v_{nx} , v_{ny} , v_{nz} (о.е.). Для

этого выбирается пятибалльная шкала суждения, с помощью которой ранжируются каждые ТПК, СПК и ФПК. При процедуре используются данные из технической литературы и опыт экспертов. Затем с помощью метода парного сравнения составляется матрица из рангов достаточных частных ПК, определяются ВК путем деления строчных сумм на общую сумму матрицы [9, 11].

Определение каждого комплексного ТПК, СПК и ФПК (КТПК _{nxj} , КСПК _{nyj} и КФПК _{nzj}) j -й энергоустановки для каждой n -й группы энергопотребителей в безразмерном относительном виде осуществляется по формулам [3]:

$$\text{КТПК}_{nxj} = \text{ТПК}_{nxj} \cdot v_{nx};$$

$$\text{КСПК}_{nyj} = \text{СПК}_{nyj} \cdot v_{ny};$$

$$\text{КФПК}_{nzj} = \text{ФПК}_{nzj} \cdot v_{nz}.$$

Далее рассчитываются интегральный технический (ITL_{nj}), сервисный (ISL_{nj}) и финансовый (IFL_{nj}) уровни [3] каждой j -й энергоустановки для каждой n -й группы энергопотребителей:

$$ITL_{nj} = \sum \text{КПК}_{njx};$$

$$ISL_{nj} = \sum \text{КПК}_{nly};$$

$$IFL_{nj} = \sum \text{КПК}_{njz}.$$

После нахождения показателей ITL , ISL , IFL определяется интегральный уровень конкурентоспособности (ILC_{nj}) каждой j -й энергоустановки для каждой n -й группы энергопотребителей в безразмерном относительном виде по формуле [3, 11]

$$ILC_{nj} = ITL_{nj} \cdot c_{n1} + ISL_{nj} \cdot c_{n2} + IFL_{nj} \cdot c_{n3},$$

где c_{n1} , c_{n2} , c_{n3} — ВК показателей ITL , ISL , IFL для n -й группы энергопотребителей, определяемые аналогично v_{nx} , v_{ny} , v_{nz} (о.е.).

Энергоустановка, имеющая наименьший показатель ILC , является самой конкурентоспособной из ряда сравниваемых.

Оценки конкурентоспособности мини-ТЭЦ мощностью 1 МВт

Для оценки конкурентоспособности рассматриваются мини-ТЭЦ установленной мощностью 1 МВт на основе: МТУ Capstone 5×C200, ГПЭС ЯМЗ 5×200, ГПЭС Cummins 5×200, ДГУ ООО «КАМА-Энергетика» 5×K-200S и FG Wilson 5×P250H2. Сведения о технических, эксплуатационных, стоимостных и прочих характеристиках получены из технической документации и от официальных производителей и поставщиков. В конструкции каждой мини-ТЭЦ использован теплоутилизационный модуль, обеспечивающий выработку одновременно электрической и тепловой энергии.

Для унификации и создания одинаковых конкурентных условий при оценке инвестиционного проек-

та вводятся следующие исходные данные и допущения для финансовой модели:

- цель реализации мероприятия — снижение затрат на электроснабжение и обеспечение автономной работы от энергосистемы (РФ, Московская область);
- положительный экономический эффект заключается в экономии электрической и тепловой энергии в результате отключения энергооборудования предприятия от централизованного источника;
- для реализации проектов использованы собственные инвестиционные средства предприятий, все цены указаны в рублях;
- ставка дисконтирования $i = 14\%$;
- амортизация начисляется линейным итогом;
- горизонт планирования равен 11 г. так как жизненный цикл всех рассматриваемых технических систем превышает 10 лет, причем в 2016 г. выполнены закупка, проектирование и строительство объектов (продолжительность — около 1 г.), а с 2017 г. — полноценная эксплуатация (в течение 10 лет);

- на момент ТО и КР предприятие приобретает электроэнергию из сети; ТО энергоустановок осуществляется компанией-производителем ежегодно, затраты на КР и ТО в рассматриваемый период учитываются индивидуально для каждой энергоустановки;

- все энергоустановки работают в номинальном режиме работы (когенерационном, то есть $n = 1$) в естественно-климатических условиях Московской области;

- тариф для Московской области в базовом 2016 г. составляет: на электроэнергию — 5,03 руб./кВт·ч; на тепловую энергию — 1006 руб./Гкал; на природный газ — 3,426 руб./м³; на дизельное топливо — 30,41 руб./л;

- индексы роста тарифов, инфляции и налоговые ставки определяются в соответствии с Прогнозом Министерства экономического развития РФ до 2030 г.

Необходимые ПК (НПК) и достаточные частные ТПК, СПК и ФПК рассматриваемых мини-ТЭЦ представлены в табл. 1, ВК для ТПК, СПК и ФПК и показателей *ITL*, *ISL*, *IFL*, рассчитанные на основе ранжиро-

Таблица 1

Основные характеристики рассматриваемых мини-ТЭС

№	Наименование ПК	Модель				
		МТУ 5× С200	ГПУ 5× ЯМЗ 200	ГПУ 5× Cummins 200	ДГУ 5× K-200S	ДГУ 5× P250H2
Перечень необходимых ПК для рассматриваемых энергоустановок						
НПК ₁	Номинальная электрическая мощность, кВт	1000				
НПК ₂	Номинальное напряжение, кВ	0,4				
Перечень технических ПК для рассматриваемых энергоустановок						
ТПК ₁	Электрический КПД номинальный, %	34	40	37	30,7	36,9
ТПК ₂	Коэффициент использования топлива (КИТ), %	77	80	74	61	74
ТПК ₃	Минимальная длительная нагрузка, %	0	10	10	10	25
ТПК ₄	Продолжительность жизненного цикла (ЖЦ), ч	120000	80000	150000	128000	130000
ТПК ₅	Срок службы до первого капитального ремонта (КР), ч	60000	20000	35000	32000	45000
ТПК ₆	Экологические показатели по эмиссии NO _x , мг/нм ³	9	300	500	3400	3800
ТПК ₇	Уровень шума, дБА	65	78	68	77	71
ТПК ₈	Удельная масса, кг/кВт	15,9	17,3	20	17,5	15,15
ТПК ₉	Удельная потребность площади земледохода, м ² /кВт	0,130	0,076	0,046	0,081	0,044
ТПК ₁₀	Время выхода на номинальный электрический КПД, мин	20	5	5	6	6
ТПК ₁₁	Удельная потребность в масле, г/кВт·ч	0	0,3	0,3	0,4	0,4
Перечень сервисных ПК для рассматриваемых энергоустановок						
СПК ₁	Продолжительность работы между ТО, ч	8000	500	500	250	250
СПК ₂	Среднегодовое время простоя при ТО и КР, ч	16,875	224	181,2	376,667	360,4
СПК ₃	Потребность в трудовых ресурсах, чел.	1	6	6	6	6
СПК ₄	Средний срок строительства и ввода в эксплуатацию, мес.	10	9	11	8	8
СПК ₅	Импортозависимость (первичный преобразователь топлива; электрогенератор; механические системы; система управления, автоматика и электроника; теплоутилизатор), %	100	40	100	40	100
СПК ₆	Комплексность оказываемых услуг (энергоаудит, ТЭО, ПИР, СМР, ПНР, ТО, капремонт, транспортировка), шт.	8	7	8	7	8
Перечень финансовых ПК для рассматриваемых энергоустановок						
ФПК ₁	Дисконтированная совокупность стоимость владения <i>DTCO</i> , тыс. руб.	298985,05	200708,5	217276,7	628148,5	650854,4
ФПК ₂	Чистый приведенный доход <i>NPV</i> , тыс. руб.	54452,53	131055,1	116429,4	< 0	< 0
ФПК ₃	Дисконтированный срок окупаемости <i>DPP</i> , лет	5,89	2,01	2,87	> 10	> 10

вания и метода попарного сравнения, приведены в табл. 2.

Коэффициенты были получены на основе экспертного мнения сотрудников Института электроэнергетики и Института электротехники ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ». Согласование мнений экспертов достигнуто методом конкордации Кенделла [3].

Исходя из данных, определенных ВК (см. табл. 2), и применения алгоритма расчета конкурентоспособности по критерию «интегральный уровень конкурентоспособности», была проведена оценка интегрального уровня конкурентоспособности реализации пяти вариантов проекта по внедрению мини-ТЭЦ на базе МТЭС, ГПЭС и ДГЭС, результаты которой представлены в табл. 3.

Результаты проведенного расчета конкурентоспособности мини-ТЭЦ на базе МТУ, ГПУ и ДГУ свидетельствуют о следующем.

Мини-ТЭЦ на основе ДГУ являются самыми низкоэффективными генерирующими системами среди рассматриваемых энергоустановок вне зависимости от мощностного диапазона и режима эксплуатации. Это обусловлено рядом экономических и сервисно-технических особенностей: высокой стоимостью дизельного топлива (это приводит к существенному ухудшению ФПК₁, ФПК₂, ФПК₃ (см. табл. 1) и в итоге показателя *IFL* (табл. 3)), быстрым износом деталей и элементов конструкции (ТПК₅, СПК₁, СПК₂ (см. табл. 1)), сильным загрязнением окружающей среды при их эксплуатации (ТПК₆ (см. табл. 1)). Таким образом, в качестве

Таблица 2

Определение коэффициентов значимости для оценки значений показателей *ITL*, *ISL*, *IFL*, *ILC*

Наименование ПК												Σ	ν	
Определение коэффициентов значимости для оценки <i>ITL</i>														
ТПК ₁	3	3	2	2	2	4	5	5	5	5	4	40	0,11	
ТПК ₂	3	3	1	1	1	4	5	5	5	5	4	37	0,10	
ТПК ₃	4	5	3	3	3	5	5	5	5	5	4	47	0,13	
ТПК ₄	4	5	3	3	3	5	5	5	6	6	6	51	0,14	
ТПК ₅	4	5	3	3	3	5	5	5	5	5	5	48	0,13	
ТПК ₆	2	2	1	1	1	3	5	5	3	3	2	28	0,08	
ТПК ₇	1	1	1	1	1	1	3	3	3	2	1	18	0,05	
ТПК ₈	1	1	1	1	1	1	3	3	3	2	2	19	0,05	
ТПК ₉	1	1	1	0	1	3	3	3	3	2	2	20	0,06	
ТПК ₁₀	1	1	1	0	1	3	4	4	4	3	2	24	0,07	
ТПК ₁₁	2	2	2	0	1	4	5	4	4	4	3	31	0,09	
Итого:												192	1,00	
Определение коэффициентов значимости для оценки <i>ISL</i>														
СПК ₁	3		4		4		3		5		4		23	0,38
СПК ₂	2		3		4		3		4		4		20	0,33
СПК ₃	2		2		3		3		4		3		17	0,28
СПК ₄	3		3		3		3		4		3		19	0,32
СПК ₅	1		2		2		2		3		2		12	0,20
СПК ₆	2		2		3		3		4		3		17	0,28
Итого:												60	1,00	
Определение коэффициентов значимости для оценки <i>IFL</i>														
ФПК ₁	3				1				1				5	0,185
ФПК ₂	5				3				3				11	0,407
ФПК ₃	5				3				3				11	0,407
Итого:												27	1,00	
<i>ITL</i>	3				4				2				9	0,33
<i>ISL</i>	2				3				1				6	0,22
<i>IFL</i>	4				5				3				12	0,44
Итого:												27	1,00	

Таблица 3

Результаты определения значений показателей *ITL, ISL, IFL, ILC*

Интегральный ПК, о. е.	Энергоустановка				
	МТУ 5×С200	ГПУ ЯМЗ 5×200	ГПУ Cummins 5×200	ДГУ 5×К-200S	ДГУ 5× P250H2
<i>ITL</i>	0,269	0,475	0,309	0,613	0,435
<i>ISL</i>	0,411	1,050	1,138	1,283	1,185
<i>IFL</i>	0,06	0,00	0,01	0,99	1,00
<i>ILC</i>	0,21	0,39	0,36	0,93	0,85

основного источника энергоснабжения данные энергоустановки абсолютно неконкурентоспособны (показатель *ILC* в 3-4 раза хуже, чем у МТУ и ГПУ (см. табл. 3)), поэтому рациональная область их применения — резервный источник электроснабжения (особенно когда рядом с энергопотребителем отсутствует природный газ [3]).

Относительно высокий уровень конкурентоспособности ГПУ (показатели *ILC* ГПУ — 0,36 и 0,39 (см. табл. 3)) обусловлен в первую очередь низкой первоначальной и совокупной стоимостями (ФПК₁ (см. табл. 1)), высоким электрическим КПД (ТПК₁ (см. табл. 1)) и маневренностью (ТПК₁₀ (см. табл. 1)). Однако в когенерационном режиме данные энергоустановки менее конкурентоспособны в сравнении с МТУ (показатель *ILC* МТУ — 0,21 (см. табл. 3)). Это вызвано более приемлемыми финансовыми показателями МТУ в когенерационном режиме в сравнении с моногенерационным (ФПК₁, ФПК₂, ФПК₃ (см. табл. 1)) наряду с техническим и особенно сервисным превосходством над ГПУ (показатели *ITL, ISL* (см. табл. 3)).

Согласно расчетам, представленным в [3], мини-ТЭС номинальной установленной мощностью 200 кВт на основе ГПУ превосходили мини-ТЭС на базе МТУ по показателю *ILC* (0,26 (ГПУ Cummins 200) и 0,36 (ГПУ ЯМЗ 200) против 0,39 (МТУ Capstone C200)). Применение же МТУ в когенерационном режиме существенно повышает их конкурентоспособность в сравнении с моногенерационным режимом ввиду возможности утилизации большего количества тепловой энергии как полезного продукта из-за высокой температуры уходящих газов. При этом их меньшая экономичность при выработке электрической энергии (ТПК₁ (см. табл. 1)) частично компенсируется сниженными затратами на обслуживающий персонал, проведение ТО (из-за малого интервала остановов на ТО, его продолжительности и обслуживающего персонала (СПК₁ — СПК₃ (см. табл. 1))) и приобретение запчастей (ФПК₁ (см. табл. 1)).

Таким образом, высокий уровень конкурентоспособности МТУ обусловлен следующими факторами:

- использованием меньшего количества масла в технологическом процессе в сравнении с энергоустановками на основе ДВС (в некоторых современных МТУ, в частности, в установках компании Capstone потребление масла вовсе отсутствует благодаря внедрению технологии воздушных подшипников);

- снижением износа деталей из-за отсутствия большого количества трущихся элементов в конструкции;

- отсутствием использования воды в технологическом процессе (не нужно применять специальные системы охлаждения теплоносителя, как в ПТУ или осуществлять отвод тепла от ДВС за счет теплоносителя, как в ГПУ и ДГУ);

- высокой экологичностью (значительно меньшие выбросы оксидов азота и углерода в атмосферу и сниженный уровень шума);

- компактностью, удовлетворительными массогабаритными показателями и возможностью установки практически в любых местах;

- большими эффективностью и адаптированностью к функционированию в режиме когенерации (благодаря высокой температуре уходящих газов существует возможность обеспечивать потребителя не только горячей водой, но и расходовать пар на технологические нужды и отопление);

- возможностью эксплуатации МТУ без причинения ей ущерба и снижения срока службы при крайне низком спросе потребителя на мощность (коэффициент загрузки меньше 0,4) вплоть до режима холостого хода;

- проведением перспективных научно-технических разработок, внедрение которых может привести к оптимизации компрессорной и электромеханической части МТУ и, следовательно, к повышению ее экономичности.

Отечественные ГПУ и ДГУ имеют более низкий уровень конкурентоспособности в сравнении с импортными аналогами (см. табл. 3), при этом процент импортных комплектующих, деталей и изделий в энергоустановках отечественного производителя достаточно высок (СПК₅ (см. табл. 1)). Таким образом, у отечественных производителей есть стимул к повышению конкурентоспособности своей продукции ввиду проводимой государством политики импортозамещения. Актуальной задачей по-прежнему остается создание высокоэффективных отечественных МТУ.

Выводы

Выполнена успешная практическая апробация алгоритма выбора энергоустановок для мини-ТЭЦ номинальной установленной мощностью 1 МВт по критериям:

рию «интегральный уровень конкурентоспособности» с учетом уточненных ПК. Методической основой данного алгоритма является МАИ, позволяющий производить комплексный системный анализ технических, сервисно-эксплуатационных и финансовых ПК, формирующих интегральную конкурентоспособность энергоустановок.

МТУ с учетом перспективных научно-технических разработок являются серьезными конкурентами энергоустановок на базе ДВС при их использовании в качестве основных источников энергоснабжения в когенерационном режиме ввиду превосходства, прежде всего, по сервисным ПК, что подтверждают результаты расчетов, проведенные авторами. При этом более высокая стоимость МТУ, обусловленная используемой технологией и высокой степенью импортозависимости, является фактором, негативно влияющим на их конкурентоспособность.

Однозначное превосходство одного типа энергоустановок над другими в мощностном диапазоне до 1 МВт не наблюдается, так как на это влияет множество переменных факторов: макроэкономические, эксплуатационные, естественно-климатические, географические, политические и т. д. Таким образом, принятие управленческого решения о выборе той или иной генерирующей системы должно основываться на применении научно обоснованного многокритериального алгоритма.

Литература

1. **Основы** современной энергетики. Т. 1. Современная теплоэнергетика / под общ. ред. чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. М.: Изд. дом МЭИ, 2008.
2. **Жуков В.В., Курочкин Д.С., Михеев Д.В., Останин С.Ю.** Анализ мирового рынка энергоустановок малой мощности для тепловых электростанций // Промышленная энергетика. 2016. № 10. С. 10—16.
3. **Лозенко В.К., Михеев Д.В.** Управление энергоэффективностью и устойчивое развитие организаций. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016.
4. **Зайченко В.М., Чернявский А.А.** Сравнение характеристик распределенных и централизованных схем энергоснабжения // Промышленная энергетика. 2016. № 1. С. 2—8.
5. **Солдатова Н.Ф., Михеев Д.В.** Маркетинг в цифрах: тенденции мирового рынка генерирующего оборудования тепловых электростанций // Приложение к журналу «Экономика. Бизнес. Банки». Сборник научных трудов науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы социально-экономического развития России» / под общ. ред. проф. С.В. Карповой. М.: Изд-во «РИМ Университет», 2016. Т. 8. С. 81—102.
6. **Лозенко В.К., Михеев Д.В., Оклей П.И., Роголев А.Н.** Эволюция ключевого показателя эффективности мощных парогазовых установок // Микроэкономика. 2015. № 4. С. 58—61.

7. **Алексахина Л.И., Курочкин Д.С., Михеев Д.В., Шабалин И.С.** Анализ российского рынка когенерационных технологий на базе газопоршневых установок Ч. 2 // Транспортное дело России. 2013. № 6 (109). С. 197—201.

8. **Жуков В.В., Михеев Д.В., Третьяков П.М., Еманов И.С.** Оценка конкурентоспособности ТЭС и ВИЭ малой мощности для промышленных предприятий и распределенной генерации // Фёдоровские чтения 2016. XLVI Междунар. науч.-практ. конф. с элементами научной школы / под общ. ред. Б.И. Кудрина, Ю.В. Матюниной. М.: Изд. дом МЭИ, 2016. С. 290—292.

9. **Курочкин Д.С., Михеев Д.В.** Методический подход к определению уровня конкурентоспособности газопоршневых энергоустановок для различных условий эксплуатации предприятий // Вестник ЮРГТУ (НПИ). Серия «Социально-экономические науки». 2014. № 4. С. 4—10.

10. **Макаревич Е.В.** Разработка методики выбора газопоршневых установок для энергоснабжения потребителей: автореф. дисс. ... канд. техн. наук. М.: МЭИ, 2012.

11. **Казанов М.С., Кондратьев А.В., Курочкин Д.С., Михеев Д.В.** Алгоритм оптимизации системы электроснабжения промышленного предприятия при внедрении собственной генерации // Энергобезопасность и энергосбережение. 2016. № 6. С. 15—23.

References

1. **Osnovy Sovremennoy Energetiki.** T. 1. Sovremennaya Teploenergetika / pod Obsh. Red. Chl.-Korr. RAN E.V. Ametistova. M.: Izd. Dom MPEI, 2008. (in Russian).
2. **Zhukov V.V., Kurochkin D.S., Mikheev D.V., Ostanin S.Yu.** Analiz Mirovogo Rynka Energoustanovok Maloy Moshchnosti dlya Teplovykh Elektrostantsiy. Promyshlennaya Energetika. 2016;10:10—16. (in Russian).
3. **Lozenko V.K., Mikheev D.V.** Upravlenie Energoeffektivnost'yu i Ustoychivoe Razvitie Organizatsiy. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016. (in Russian).
4. **Zaychenko V.M., Chernyavskiy A.A.** Svravnenie Kharakteristik Raspredelennykh i Tsentralizovannykh Skhem Energosnabzheniya. Promyshlennaya Energetika. 2016;1:2—8. (in Russian).
5. **Soldatova N.F., Mikheev D.V.** Marketing v Tsifrakh: Tendentsii Mirovogo Rynka Generiruyushchego Oborudovaniya Teplovykh Elektrostantsiy // Prilozhenie k Zhurnalu «Ekonomika. Biznes. Banki». Sbornik Nauchnykh Trudov Nauch.-Prakt. Konf. «Aktual'nye Problemy Sotsial'no-Ekonomicheskogo Razvitiya Rossii» / pod Obsh. Red. Prof. S.V. Karpovoy. M.: Izd-vo «RIM Universitet», 2016;8:81—102. (in Russian).
6. **Lozenko V.K., Mikheev D.V., Okley P.I., Rogalev A.N.** Evolyutsiya Klyuchevogo Pokazatelya Effektivnosti Moshchnykh Parogazovykh Ustanovok. Mikroekonomika. 2015;4:58—61. (in Russian).

7. **Aleksakhina L.I., Kurochkin D.S., Mikheev D.V., Shabalin I.S.** Analiz Rossiyskogo Rynka Kogeneratsionnykh Tekhnologiy na Baze Gazoporshnevykh Ustanovok. *Transportnoe delo Rossii*. 2013;6 (109): 197—201. (in Russian).

8. **Zhukov V.V., Mikheev D.V., Tret'yakov P.M., Emanov I.S.** Otsenka Konkurentosposobnosti TES i VIE Maloy Moshchnosti dlya Promyshlennykh Predpriyatiy i Raspredeleynoy Generatsii. *Fedorovskie Chteniya 2016. XLVI Mezhdunar. Nauch.-Prakt. Konf. s Elementami Nauchnoy Shkoly / Pod Obshch. Red. B.I. Kudrina, Yu.V. Matyuninoy*. M.: Izd. Dom MPEI, 2016:290—292. (in Russian).

9. **Kurochkin D.S., Mikheev D.V.** Metodicheskiy podkhod k Opredeleniyu Urovnya Konkurentosposobnosti Gazoporshnevykh Energoustanovok dlya Razlichnykh Usloviy Eksploatatsii Predpriyatiy. *Vestnik YURGTU (NPI). Seriya «Sotsial'no-ekonomicheskie nauki»*. 2014;4:4—10. (in Russian).

10. **Makarevich E.V.** Razrabotka Metodiki Vyboraz Gazoporshnevykh Ustanovok dlya Energosnabzheniya Potrebiteley: Avtoref. Diss. ... Kand. Tekhn. Nauk. M.: MPEI, 2012. (in Russian).

11. **Kazanov M.S., Kondrat'ev A.V., Kurochkin D.S., Mikheev D.V.** Algoritm Optimizatsii Sistemy Elektrosnabzheniya Promyshlennogo Predpriyatiya pri Vnedrenii Sobstvennoy Generatsii. *Energobezopasnost' i energoberezhnie*. 2016;6:15—23. (in Russian).

Сведения об авторах

Жуков Василий Владимирович — доктор технических наук, профессор кафедры электрических станций НИУ «МЭИ», e-mail: ZhukovVV@mpei.ru

Михеев Дмитрий Владимирович — ассистент кафедры электроснабжения промышленных предприятий и электротехнологий, аспирант кафедры теоретических основ электротехники НИУ «МЭИ», e-mail: MikheevDV@mpei.ru

Третьяков Петр Михайлович — магистрант кафедры электроснабжения промышленных предприятий и электротехнологий НИУ «МЭИ», e-mail: pitre94@yandex.com

Information about authors

Zhukov Vasily V. — Dr.Sci. (Techn.), Professor of Electrical Stations Dept., NRU MPEI, e-mail: ZhukovVV@mpei.ru

Mikheev Dmitriy V. — Assistant of Electric Supply of Industrial Enterprises and Electrotechnologies Dept., Ph.D.-student of Theoretical Fundamentals of Electrical Engineering Dept., NRU MPEI, e-mail: MikheevDV@mpei.ru

Tretyakov Petr M. — Master Student of Electric Supply of Industrial Enterprises and Electrotechnologies Dept., NRU MPEI, e-mail: pitre94@yandex.com

Статья поступила в редакцию 07.12.2016