

РАЗРАБОТКА И ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕШЕНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ КОМБИНИРОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРОДУКТОВ В УСЛОВИЯХ ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

© 2017

Е.М. Лисин, кандидат экономических наук, доцент кафедры «Экономика в энергетике и промышленности»

В.О. Киндра, аспирант кафедры «Тепловые электрические станции»

Ю.С. Маришкина, аспирант кафедры «Экономика в энергетике и промышленности»

Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», Москва (Россия)

Ю.А. Анисимова, кандидат экономических наук, доцент кафедры «Финансы и кредит»

Тольяттинский государственный университет, Тольятти (Россия)

Ключевые слова: распределенная энергетика; теплофикационная электростанция; конкурентоспособность.

Аннотация: Исследование направлено на изучение экономических преимуществ при организации комбинированного производства электрической и тепловой энергии. По мнению авторов, разработка и экономическое обоснование решений в производстве энергетических продуктов в условиях структурной трансформации электроэнергетической системы и дальнейшего развития распределенной энергетике в России является основополагающей стратегией отрасли. Цель проводимого исследования заключается в формировании ключевых показателей, характеризующих экономическую эффективность тепловых схем выработки энергопродуктов и их безопасность.

Для обоснования конечных результатов применен сравнительный анализ вариантов применяемых в энергетике тепловых схем. Авторы рассматривают конкурентные технологии комбинированного производства электрической и тепловой энергии. Проводится анализ экономических данных, таких как пропускная способность и тепловая нагрузка, и показателей эффективности применяемых вариантов тепловых схем. Сравнительный анализ вариантов обосновывает роль газотурбинных теплофикационных электростанций при децентрализации энергосистемы в условиях энергобезопасности регионов страны. В рамках исследования осуществлен анализ ключевых проблем децентрализации энергосистемы и их проектирования. Построение модели выборки критериев производилось при помощи алгоритма программного пакета “Thermoflow”, позволившего разработать критерии. С помощью полученных критериев проведен сравнительный анализ предложенных решений и сделаны выводы об их сравнительной экономической эффективности с позиции выбранных оценочных критериев.

Результаты исследования позволяют авторам выделить преимущества анализируемых вариантов тепловых схем и разработать более экономичные схемы организации отопительной газотурбинной теплофикационной электростанции для функционирования в условиях модели открытого энергорынка.

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность энергопроизводства является одним из определяющих факторов развития общества. Без экономичных источников электрической и тепловой энергии на сегодняшний день невозможно решать задачу совершенствования производственно-хозяйственной деятельности людей. Традиционная энергетика, основанная на преобразовании химической энергии органического топлива в электрическую на тепловых электрических станциях, является ключевой в обеспечении энергобезопасности и надежности энергоснабжения, определяет структурную трансформацию общественного производства и экономическое развитие большинства стран мира [1–4].

Современная Россия унаследовала от СССР развитый топливно-энергетический комплекс, состоящий из отраслей топливной промышленности и электроэнергетики, решающей задачи эффективного преобразования топливно-энергетических ресурсов в энергоносители [5; 6]. В период плановой экономики повышение эффективности производства на тепловых электростанциях достигалось в основном за счет увеличения единичной мощности паротурбинных агрегатов и повышения начальных параметров пара. Также при наличии крупных потребителей широкое развитие получила технология совместной выработки тепловой и электрической энергии. Комбинированное производство тепла и электроэнергии при организации централизованного тепло-

снабжения потребителей получило название теплофикации. В условиях планового ведения народного хозяйства теплофикация позволяла достичь высокой эффективности производства тепловой и электрической энергии, значительно снижая топливные затраты [6; 7].

В настоящее время в России энергетика сталкивается с серьезными задачами, которые требуют незамедлительного решения. За последние 30 лет наблюдается значительное разуплотнение графиков тепловой и электрической нагрузок, вызванное, с одной стороны, резким сокращением доли промышленных потребителей, а с другой – увеличением электрификации быта. Образовалась нехватка пиковых мощностей, что привело к работе конденсационных энергоблоков в нерасчетных режимах. Уменьшение доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении в совокупности с увеличением потерь при транспорте теплоты и электроэнергии привело к значительному снижению положительного эффекта от экономии топлива при теплофикации [6; 8; 9].

Падающая эффективность производства электроэнергии в единой энергосистеме компенсируется за счет роста тарифов на энергетические продукты. При этом темпы обновления генерирующих мощностей энергопредприятий невысокие, что объясняется, прежде всего, низкой окупаемостью новых проектов в условиях высокой инфляции и экономической нестабильности [10–12].

В связи с вышеперечисленными проблемами образовалась тенденция к децентрализации производства

электроэнергии и тепла и развитию распределенной энергетики. Актуальность распределения генерирующих мощностей отражена в Энергетической стратегии России на период до 2035 года [13]. Конечной целью ее реализации является переход энергетического сектора страны на более высокий, качественно новый уровень за счет структурной трансформации электроэнергетики, включая [13; 14]: увеличение доли распределенной генерации в общем объеме производства энергии; рост доли потребления более высококачественной и экологически чистой по всему циклу энергетической продукции.

Согласно данным [15], значительная часть регионов России является энергодефицитной с точки зрения снабжения собственной электроэнергией. В то же время уровень газификации рассматриваемых регионов достаточно высок. Возникают предпосылки к созданию в энергодефицитных регионах когенерационных установок малой (от 1 до 50 МВт) и средней (от 50 до 150 МВт) мощности, работающих на газе. Данное решение позволит скомпенсировать дефицит собственной электроэнергии и повысить долю электроэнергии, производимую на тепловом потреблении, таким образом обеспечивая экономию топлива в производственном процессе [4; 16].

Еще одним преимуществом когенерационных установок, работающих на газе, является низкое загрязнение окружающей среды, что позволяет размещать данные объекты генерации в непосредственной близости от потребителей электроэнергии и тепла, снижая затраты на транспортировку данных энергетических продуктов [4; 17].

Существует несколько решений по конструированию когенерационных установок малой и средней мощности на базе типовых силовых агрегатов. Среди проблем конструирования можно выделить необходимость обоснования выбора турбоагрегата, нахождения конструкторской точки расчета теплообменных аппаратов и решений по недопущению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева, проведения разработки способов регулирования отпуска тепла и электроэнергии [18; 19].

В свою очередь, предлагаемые конструкторские решения должны быть экономически обоснованными. Применяемая оценка эффективности решения на основе анализа тепловой схемы по расчетной среднетемпературе наружного воздуха недостаточна и не может являться обоснованием его выбора для проектирования энергоустановки, функционирующей в конкурентных рыночных условиях. Требуется проведение сравнительного технико-экономического анализа результатов расчетов годовых энергетических и финансово-экономических показателей когенерационных установок. Предложению новых экономически и энергетически эффективных тепловых схем когенерационных установок, проведению сравнительного технико-экономического анализа их работы и выбору наилучшего решения для комплексного энергоснабжения бытовых потребителей посвящена данная статья. Цель проводимого исследования заключается в формировании ключевых показателей, характеризующих экономическую эффективность тепловых схем выработки энергопродуктов и их безопасность.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ГАЗОТУРБИННОЙ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ВЫБОР КРИТЕРИЕВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Основным продуктом отопительной теплофикационной электростанции является тепловая энергия. Нехватка или избыток вырабатываемой электроэнергии при работе станции в параллельном или синхронном режиме может компенсироваться энергосетью. Разработка тепловых схем ГТУ-ТЭЦ в данном случае ведется из условия покрытия графика тепловой нагрузки.

При работе генератора в автономном режиме, когда потребитель не имеет других источников тепловой и электрической энергии, теплоэлектростанция самостоятельно покрывает переменные электрический и тепловой графики нагрузки.

Были разработаны две тепловые схемы, позволяющие теплофикационной электростанции в течение года при работе в соответствии с графиком теплосети увеличить удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении и, таким образом, снизить стоимость энергетического продукта и повысить уровень конкурентоспособности при работе на рынке электроэнергии и мощности.

Различие схем заключается в способе подогрева греющей среды, поступающей в водоводяной теплообменник: за счет сжигания топлива в водогрейных котлах (рис. 1); за счет теплоты уходящих газов, поступающих в специально выделенную поверхность нагрева газоводяного теплообменника (рис. 2) [20].

Основным достоинством первой тепловой схемы является возможность отключения контура предварительного подогрева обратной сетевой воды, позволяющая снизить годовые затраты электроэнергии на собственные нужды. При низких температурах наружного воздуха, когда температура воды на входе с газоводяного теплообменника превышает минимально допустимую, водоводяной теплообменник байпасируется.

Во второй схеме газоводяной теплообменник состоит из двух поверхностей нагрева. Первая по ходу газов поверхность нагрева служит для передачи теплоты теплоносителю, циркулирующему в замкнутом контуре предварительного подогрева обратной сетевой воды. Основными преимуществами данного технического решения являются: снижение затрат электроэнергии на работу циркуляционного насоса за счет снижения расхода теплоносителя, циркулирующего в замкнутом контуре; уменьшение площади поверхности промежуточного водоводяного теплообменника.

Сравнение энергоэффективности разработанных тепловых схем отопительных ГТУ-ТЭЦ выполнено из условия покрытия заданного графика тепловой нагрузки для климатических условий, характерных для Московского региона. Отношение тепловой нагрузки в отопительный сезон к максимальной тепловой нагрузке принято равным значению 1:5. Основные характеристики тепловых схем приведены в таблице 1.

Расчеты тепловых схем проведены с использованием специализированного программного пакета "Thermoflow". Для оценки экономической эффективности разработанных решений необходимо разработать состав критериев.

Отсутствие физически обоснованного метода разделения затрат топлива на электроэнергию и тепло при их

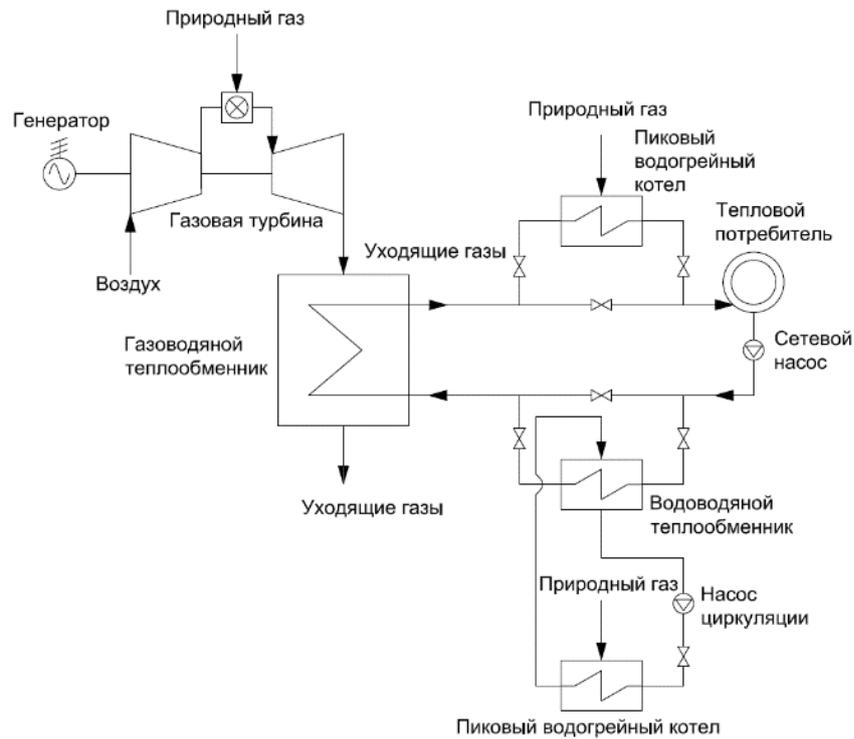


Рис. 1. Первый вариант тепловой схемы отопительной GTU-ТЭЦ

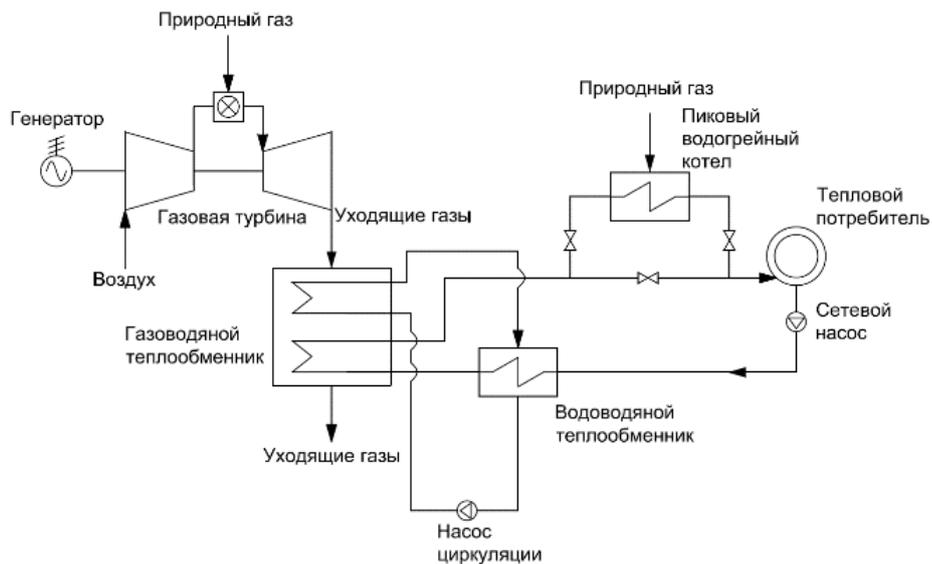


Рис. 2. Второй вариант тепловой схемы отопительной GTU-ТЭЦ

Таблица 1. Основные характеристики разработанных тепловых схем отопительных GTU-ТЭЦ

Характеристики	Вариант 1	Вариант 2
Число блоков, шт.	3	3
Модель газовой турбины	Siemens SGT-400	Rolls Royce Avon-2648
Электрическая мощность ТЭЦ нетто в расчетном режиме, МВт	41,2	47,3
Отпускаемая тепловая мощность ТЭЦ в расчетном режиме, МВт	83,4	
Пиковый источник теплоты	Пиковые водогрейные котлы	
Способ регулирования отпуска теплоты	Равномерные разгрузке газовых турбин и отключение числа работающих блоков	

совместном производстве не позволяет выбрать в качестве критерия энергоэффективности ТЭЦ удельные показатели. Сравнение различных тепловых схем ТЭЦ, работающих в автономном режиме, ведется из условия покрытия заданных графиков тепловой и электрической нагрузки. Критерием оптимальности служит величина годового расхода топлива.

Наличие подключения к внешней электросети позволяет отпускать вырабатываемую на тепловом потреблении электроэнергию в энергосеть. В данном случае сравнение вариантов тепловых схем можно вести из условия покрытия графика тепловой нагрузки. Критерием выбора тепловой схемы служит маржинальный доход от работы станции на энергорынке.

Следует отметить, что приведенные выше критерии не учитывают инвестиционные затраты и характеризуют лишь производственную деятельность ТЭЦ, функционирующую в условиях рынка электроэнергии. Окончательный выбор тепловой схемы должен осуществляться на основе расчета таких финансово-экономических показателей, как срок окупаемости и чистый дисконтированный доход.

Информативными показателями при анализе экономической эффективности схем газотурбинных ТЭЦ могут являться следующие два годовых показателя:

– удельный отпуск электроэнергии, равный отношению суммарного количества отпущенной электроэнергии к суммарному количеству отпущенной теплоты на ТЭЦ за год;

– коэффициент использования топлива, равный отношению количества произведенного тепла и электроэнергии к затраченной теплоте топлива.

Повышение годового удельного отпуска электроэнергии при сохранении высокого значения коэффициента использования теплоты топлива свидетельствует об увеличении объема отпускаемой дешевой электроэнергии станцией на рынок электроэнергии и, таким образом, росте ее маржинального дохода.

Далее проведем сравнительный анализ экономической эффективности разработанных тепловых схем отопительной ГТУ-ТЭЦ, покрывающих заданный график тепловой нагрузки. В качестве критерия финансовой эффективности примем маржинальный доход.

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТАННЫХ СХЕМ ГАЗОТУРБИНОЙ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Предложенные варианты схем газотурбинной электростанции характеризуются набором относительных экономических преимуществ. Для первого варианта схемы характерен высокий показатель коэффициента использования топлива, что объясняется высоким коэффициентом полезного действия пиковых источников теплоты, нагрузка которых в годовом разрезе для данной схемы выше, чем во втором варианте. В то же время в неотапительный период согласно первому варианту схемы покрытие тепловой нагрузки распределяется между газоводяным теплообменником и пиковым водогрейным котлом, приводя к снижению выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Отсюда объем отпущенной электроэнергии и показатель годового удельного отпуска электроэнергии в первом варианте схемы будет значительно ниже, чем во втором (таблица 2).

При работе ГТУ-ТЭЦ в режиме, когда вся вырабатываемая электроэнергия реализуется на рынке электроэнергии, наилучшей с позиции показателя маржинального дохода является второй вариант схемы теплоэлектростанции. Данный результат связан со значительной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении при сохранении малых потерь в окружающую среду.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Падающая эффективность производства электроэнергии в единой энергосистеме, последствием которой стал рост тарифов на энергетические продукты, привела к образованию тенденции к децентрализации производства электроэнергии и тепла и развитию распределенной энергетики. Актуальность распределения генерирующих мощностей отражена в Энергетической стратегии России, реализация которой направлена на переход энергетического сектора страны на более высокий, качественно новый уровень за счет структурной трансформации электроэнергетической отрасли. Значительная часть регионов России является энергодефицитной с точки зрения снабжения собственной электроэнергией. В то же время уровень газификации регионов

Таблица 2. Результаты расчета годовых экономических показателей вариантов тепловых схем ГТУ-ТЭЦ

Показатель	Вариант 1	Вариант 2
Отпущенная электрическая энергия, ГВт·ч	195,4	247,2
Отпущенная тепловая энергия, тыс. Гкал	484,2	
Потребленное топливо, млн нм ³	90,45	102,5
Количество подведенной теплоты с топливом, тыс. ГДж	3174	3597
Коэффициент использования топлива, %	86,04	81,11
Удельный отпуск электроэнергии, кВт/Гкал	403,6	510,5
Тариф на отпуск электрической энергии, руб./кВт·ч	1,6	
Тариф на отпуск тепловой энергии, руб./МВт·ч	780	
Цена топлива, руб./тыс. нм ³	4000	
Доход от продажи электроэнергии, млн руб./год	313,2	396,2
Доход от продажи тепла, млн руб./год	439,4	439,6
Суммарный доход от продажи электроэнергии и тепла, млн руб./год	752,7	835,3
Издержки на топливо, млн руб./год	362,6	410,2
Маржинальная прибыль, млн руб./год	390,7	425,4

достаточно высок. Возникают предпосылки к разработке и строительству в регионах когенерационных установок малой и средней мощности, работающих на газе. Организация производства тепла и электроэнергии на базе распределенных когенерационных установок позволит скомпенсировать дефицит собственной электроэнергии регионов и повысить долю электроэнергии, производимую на тепловом потреблении, таким образом обеспечивая экономии топлива в производственном процессе, снижение загрязнения окружающей среды и затрат на транспортировку энергетических продуктов.

Предложены два варианта экономических тепловых схем ГТУ-ТЭЦ и проведен сравнительный анализ годовых экономических показателей когенерационных установок. Показано, что предложенные варианты схем газотурбинной электростанции характеризуются набором относительных экономических преимуществ. Для первого варианта схемы характерен высокий показатель коэффициента использования топлива. В то же время объем отпущенной электроэнергии на тепловом потреблении значительно выше у второго варианта схемы ГТУ-ТЭЦ. Он же больше подходит при работе теплоэлектростанции в рыночных условиях, позволяя увеличить маржинальный доход за счет большей выработки дешевой электроэнергии на тепловом потреблении при сохранении малых потерь в окружающую среду.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Окороков В.Р., Окороков Р.В. Цели и тенденции развития мирового ТЭК и его последствия для российской энергетики // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2014. № 1. С. 94–103.
- Куликова Е.С., Коробейникова А.М. Состояние и перспективы развития топливно-энергетического комплекса РФ // Новая наука: Современное состояние и пути развития. 2016. № 116-1. С. 106–110.
- Зильберштейн О.Б. Оценка роли ТЭК в структуре российской экономики и формировании показателей национальной энергобезопасности // Экономика и современный менеджмент: теория и практика. 2014. № 37. С. 116–123.
- Попов А.С. Модель регионального развития энергоэкономики // Успехи современной науки. 2016. Т. 4. № 10. С. 66–69.
- Катеров Ф.В., Ремесник Д.В. Особенности энергетических систем // Научный журнал. 2016. № 8. С. 23–25.
- Лисин Е.М., Анисимова Ю.А., Кочерова А.А. Развитие национальных энергосистем на основе технологий теплофикации // Карельский научный журнал. 2015. № 4. С. 43–47.
- Семенов В.Г. Теплофикация в современных рыночных условиях // Надежность и безопасность энергетики. 2012. № 2. С. 4–11.
- Лисин Е.М., Анисимова Ю.А., Кочерова А.А., Стрелковски В. Анализ проблем функционирования и предложение решений по повышению конкурентоспособности ТЭЦ в условиях энергорынка // Вестник НГИЭИ. 2015. № 3. С. 12–19.
- Богданов А.Б. История взлетов и падений теплофикации России // Энергосбережение. 2009. № 3. С. 42–47.
- Андрющенко А.И. Современные проблемы теплоснабжения городов и рациональные пути их решения // Вестник Саратовского государственного технического университета. 2005. Т. 3. № 1. С. 110–115.
- Малышев Е.А., Подойницын Р.Г. Экономические механизмы обновления и развития основных фондов в энергетике // Экономика региона. 2013. № 3. С. 198–207.
- Малышев Е.А., Кашурников А.Н. Финансирование проектов развития электроэнергетической отрасли // Вестник Забайкальского государственного университета. 2015. № 5. С. 110–118.
- Энергетическая стратегия России на период до 2035 года // Минэнерго России. URL: energystrategy.ru/ab_ins/source/ES-2035_09_2015.pdf.
- Арустамов С.А., Быстров А.С., Грачева Н.П. Тенденции развития распределенной энергогенерации в энергосистеме России // Высшая школа. 2016. № 14. С. 105–108.
- Рейтинг регионов по уровню энергодостаточности в 2015 году // РИА Рейтинг. URL: vid1.rian.ru/ig/ratings/energodeficit012016.pdf.
- Лисин Е.М., Комаров И.И., Курдюкова Г.Н., Сухарева Е.В. Совершенствование методики технико-экономического обоснования выбора основного энергетического оборудования для газотурбинной электростанции // Экономика и предпринимательство. 2015. № 8-1. С. 716–722.
- Фахразиев И.З., Зацаринная Ю.Н. Экономические и технологические преимущества использования газотурбинных установок на ТЭС // Вестник Казанского технологического университета. 2013. Т. 16. № 3. С. 291–292.
- Бужинский В.В., Чепурной М.Н., Рейсиг В.А., Кривуца В.А. Теплофикационные когенерационные установки на базе ГТУ // Промышленная теплотехника. 2002. № 6. С. 47–50.
- Казаков А.В., Заворин А.С., Новосельцев П.Ю., Табакаев Р.Б. Малая распределенная энергетика России: совместная выработка тепло- и электроэнергии // Вестник науки Сибири. 2013. № 4. С. 13–18.
- Киндра В.О., Буров В.Д., Комаров И.И., Лисин Е.М., Гаранин И.В. Когенерационная газотурбинная энергетическая установка: патент РФ на полезную модель № 160537, 2016.

REFERENCES

- Okorokov V.R., Okorokov R.V. Goals and tends of global fuel and energy complex development and its consequences for the Russian power industry. *Vestnik Ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta*, 2014, no. 1, pp. 94–103.
- Kulikova E.S., Korobeynikova A.M. The state and future development of fuel and energy complex of the RF. *Novaya nauka: Sovremennoe sostoyanie i puti razvitiya*, 2016, no. 116-1, pp. 106–110.
- Zilbershteyn O.B. Assessment of the energy industry role in structure of the Russian economy and formation of national power safety indicators. *Ekonomika i sovremennyy menedzhment: teoriya i praktika*, 2014, no. 37, pp. 116–123.

4. Popov A.S. The model of regional development of energy-economics. *Uspekhi sovremennoy nauki*, 2016, vol. 4, no. 10, pp. 66–69.
5. Katerov F.V., Remesnik D.V. Features of energy systems. *Nauchnyy zhurnal*, 2016, no. 8, pp. 23–25.
6. Lisin E.M., Anisimova Yu.A., Kocherova A.A. Analysis of the preconditions for the development of national energy systems based on the technology of district heating cogeneration. *Karelskiy nauchnyy zhurnal*, 2015, no. 4, pp. 43–47.
7. Semenov V.G. Heating in current market conditions. *Nadezhnost i bezopasnost energetiki*, 2012, no. 2, pp. 4–11.
8. Lisin E.M., Anisimova Yu.A., Kocherova A.A., Strelkovski V. Analysis of the problems of functioning and proposal solutions to improve the competitiveness of CHP in terms of the who sale power market. *Vestnik NGIEI*, 2015, no. 3, pp. 12–19.
9. Bogdanov A.B. The history of ups and downs of heating system introduction in Russia. *Energoberezhnie*, 2009, no. 3, pp. 42–47.
10. Andryushchenko A.I. Modern problems of sites heat supply and rational ways of their solutions. *Vestnik Saratovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2005, vol. 3, no. 1, pp. 110–115.
11. Malyshev E.A., Podoyunitsyn R.G. Providing investment attractiveness of renewal and development of fixed assets in the energy sector. *Ekonomika regiona*, 2013, no. 3, pp. 198–207.
12. Malyshev E.A., Kashurnikov A.N. Financing of projects of development electrical power branch. *Vestnik Zabaykalskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2015, no. 5, pp. 110–118.
13. Energy Strategy of Russia for the period up to 2035. *Minenergo Rossii*. URL: energystrategy.ru/ab_ins/source/ES-2035_09_2015.pdf.
14. Arustamov S.A., Bystrov A.S., Gracheva N.P. The trends of development of the distributed power generating capacity within the energy system of Russia. *Vysshaya shkola*, 2016, no. 14, pp. 105–108.
15. Rating of regions by level of energy sufficiency in 2015. *RIA Rejting*. URL: vid1.rian.ru/ig/ratings/energodeficit012016.pdf.
16. Lisin E.M., Komarov I.I., Kurdyukova G.N., Sukhareva E.V. Improving methods of the feasibility study of choice of main power equipment for gas turbine power plant. *Ekonomika i predprinimatelstvo*, 2015, no. 8-1, pp. 716–722.
17. Fakhraiev I.Z., Zatsarinnaya Yu.N. Economic and technological advantages of use of gas turbine plants at the thermal power station. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2013, vol. 16, no. 3, pp. 291–292.
18. Buzhinskiy V.V., Chepurnoy M.N., Reysig V.A., Krivutsa V.A. Heating cogeneration units based on the gas turbine plant. *Promyshlennaya teplotekhnika*, 2002, no. 6, pp. 47–50.
19. Kazakov A.V., Zavorin A.S., Novoseltsev P.Yu., Tabakaev R.B. Small distributed energy production of Russia: combined heat and energy generation. *Vestnik nauki Sibiri*, 2013, no. 4, pp. 13–18.
20. Kindra V.O., Burov V.D., Komarov I.I., Lisin E.M., Garanin I.V. *Kogeneratsionnaya gazoturbinnaya energeticheskaya ustanovka* [Cogeneration gas turbine power plant], patent RF na poleznuyu model no. 160537, 2016.

**THE DEVELOPMENT AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE SOLUTIONS
FOR COMBINED PRODUCTION OF ENERGY PRODUCTS IN THE CONDITIONS
OF POWER ENGINEERING DECENTRALIZATION**

© 2017

E.M. Lisin, PhD (Economics), assistant professor of Chair “Economics in Power Engineering and Industry”

V.O. Kindra, postgraduate student of Chair “Thermal Power Plants”

Yu.S. Marishkina, postgraduate student of Chair “Economics in Power Engineering and Industry”

National Research University “Moscow Power Engineering Institute”, Moscow (Russia)

Yu.A. Anisimova, PhD (Economics), assistant professor of Chair “Finance and Credit”

Togliatti State University, Togliatti (Russia)

Keywords: distributed energy production; cogeneration heating plant; competitiveness.

Abstract: The research is aimed at the study of the economic advantages when organizing the combined production of electric and thermal energy. According to the authors, the development and economic justification of the solutions in the production of energy products in the conditions of structural transformation of the electric power system and further development of distributed energy production in Russia are the fundamental strategies of the industry. The purpose of the research is to form the key indicators characterizing the economic efficiency of heat energy generation schemes and the security of energy products.

To prove the final results, the authors applied the comparative analysis of the options of thermal schemes used in the energy sector. The authors analyze the competitive technologies of combined production of electric and thermal energy. The analysis of economic data, such as the capacity and heat load, and the indicators of the effectiveness of used heat schemes is carried out. The comparative analysis of the options proves the role of gas turbine cogeneration power plants when decentralizing the energy systems in the context of energy security of the regions of the country. The study analyzed the key problems of the decentralization and designing of the energy system. The authors designed the criteria selection model using the algorithm of the “Thermoflow” software package allowing developing the criteria. Using the obtained criteria, the authors carried out the comparative analysis of the proposed solutions and concluded about their comparative economic effectiveness from the position of the selected evaluation criteria.

The results of the study allow the authors to specify the advantages of the analyzed variants of heat schemes and develop more efficient schemes of the organization of a heating gas turbine cogeneration unit to operate in the context of the open energy market.