

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ГАЗОПОРШНЕВЫХ И ГАЗОТУРБИННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

*А.Н. Терехин, к.т.н., И.В. Слесаренко, А.В. Горланов, Д.П. Пчельников;  
Военный инженерно-технический университет, Санкт-Петербург;  
А.В. Разуваев, к.т.н., доцент; ОАО «Волжский дизель им. Маминых»*

Обозначены перспективы развития децентрализованной системы энергоснабжения с использованием в качестве источников энергии генераторов с газопоршневыми и газотурбинными двигателями в составе когенерационных установок (ДВС с системой утилизации отводимой теплоты отработавших газов и охлаждающих жидкостей).

Производственный потенциал энергетики России в настоящее время составляет более 700 электростанций общей мощностью свыше 215 млн кВт. Из них около 70 % — тепловые электростанции, примерно 20 % — гидроэлектростанции и 10 % — атомные [1]. При этом свыше 90 % этого потенциала сосредоточено в Единой энергетической системе (ЕЭС).

Согласно мнению экспертов, опубликованных в некоторых специальных изданиях [2], к 2005 году около 80 млн кВт мощностей электростанций России выработали свой ресурс, т. е. треть мощностей электростанций потребует замены. Износ линий электропередач всех классов протяженностью более 2,5 млн км превышает 25 %, подстанций — 45 %. Все это свидетельствует о нарастающей вероятности аварий в системе централизованного электроснабжения. Ситуация усугубляется и существующим дисбалансом в распределении нагрузок в электрических сетях. При явной недогрузке систем электроснабжения промышленных предприятий из-за спада объемов производства наблюдается дефицит мощностей при строительстве и реконструкции жилых и коммунальных объектов.

Потенциальная угроза роста аварий, к сожалению, периодически подтверждается возникновением реальных крупных аварий в сетях электроснабжения с серьезными последствиями и экономическими потерями для потребителей. Достаточно напомнить о веерном отключении электроснабжения в Москве и Московской области в связи с аварией на подстанции Чагино, а также о периодических разрушениях высоковольтных линий электропередач из-за последствий

аномальных природных явлений в Краснодарском крае (г. Сочи), на Камчатке, в Приморском крае и других регионах. Эти события вызвали ажиотажный спрос потребителей на автономные источники энергоснабжения на базе наиболее распространенных промышленных дизель-генераторов, хотя эти источники энергии не всегда обладают необходимыми потребительскими свойствами по соображениям выбросов вредных веществ в атмосферу, шуму, вибрации, массогабаритным и другим характеристикам.

Одним из направлений решения накапливающихся проблем, связанных со старением основных фондов РАО ЕС, является частичный переход к децентрализованной системе энергоснабжения с использованием в качестве источников энергии генераторов, приводимых газовыми поршневыми, дизельными или газотурбинными двигателями [3] единичной мощностью от 200 до 3000 кВт и выше. Анализ мировых продаж электростанций на базе поршневых двигателей, выполненный специалистами издательства «Diesel & Gas Turbine Worldwide» [4], свидетельствует о значительном увеличении спроса на данную продукцию, начиная с 1990 года.

В развитых странах мира около 10 % (а в некоторых и до 25 %) электроэнергия для собственного потребления производится средствами малой энергетики. В нашей стране с ее обширными территориями и дорогостоящими протяженными линиями электропередач эта величина составляет всего 0,5 % [5].

Использование автономных электростанций и теплоэнергетических комплексов в качестве основных, аварийных или резервных, покрывающих потребность в электроэнергии в часы пиковой нагрузки, позволяет решать проблемы энергоснабжения в комплексе. Использование двигатель-генераторов на покрытие потребности в электроэнергии в часы пиковой нагрузки особо актуально для потребителя, поскольку предприятия энергосбыта вводят ограничения максимальной потребляемой мощности, двухставочную тарификацию и т. п. Переход на частичное автономное энергоснабжение дает реальную экономию владельцам автономных агрегатов, поскольку стои-

мость электроэнергии во время пиковых нагрузок в сети существенно выше, чем стоимость электроэнергии от автономных источников.

В частности, Федеральной службой тарифов России в Санкт-Петербурге утверждены предельные максимальные уровни тарифов на 2007 год на тепловую энергию и коммунальные услуги, согласно которым киловатт-час электроэнергии, потребляемый из централизованной сети продается за 1,63 руб. Подключение к сети дополнительных потребителей электроэнергии происходит только при наличии резервных мощностей и при условии оплаты за подключение по 26,0 тыс. руб. за киловатт. Стоимость киловатт-часа при совместной выработке тепла и электрической энергии автономной теплоэлектростанцией мощностью 1,2 МВт составляет примерно 1,30 руб., при капитальных затратах на ее приобретение, установку и ввод в эксплуатацию в размере 26 млн руб. [6], то есть в Северо-Западном регионе России использование автономных источников энергоснабжения экономически оправдано.

Таким образом, в России так же, как и в Европейских странах, наметилась и быстрыми темпами развивается тенденция на строительство и введение автономных источников электроснабжения и комбинированных источников теплоэнергоснабжения (так называемых когенерационных установок). Перспективы развития этого сектора потребительского рынка определяется целым рядом факторов, главными из которых являются:

- выработка ресурсов мощных электростанций России и как следствие — снижение надежности и качества электроснабжения;
- необходимость резервирования энергоснабжения от централизованных источников вследствие потенциального увеличения вероятности аварийных ситуаций и связанных с этим экономических потерь;
- сравнительно небольшие материальные затраты и короткие сроки ввода малых электростанций и теплоэнергетических комплексов;
- соизмеримость стоимости электроэнергии и тепла, производимой автономными энергетическими установками с тарифами монополистов;
- возможность производства энергии с меньшими затратами при использовании местных сортов топлив, в частности утилизации «бросового» попутного газа в качестве топлива для электростанции;
- возможность получения и полезного использования отводимого от двигателя тепла.

Поскольку расширение спектра потребляемых двигателями топлив повышает стабильность и надежность систем энергоснабжения, развитие ис-

точников автономного энергоснабжения, ориентированных на использование альтернативных видов топлива, должно стать одним из стратегических направлений развития автономной малой энергетики.

К наиболее доступным и перспективным видам альтернативного топлива относятся природный и попутный газы, поэтому особый интерес и спрос у потребителя могут вызывать автономные источники энергоснабжения, работающие на газовом топливе как более дешевом и обеспечивающем снижение выбросов вредных веществ в атмосферу.

На сегодняшний момент возможными приводами генераторов для децентрализованных мини-ТЭЦ являются газовые поршневые и газотурбинные двигатели. Сравнительный анализ технико-экономических и эксплуатационных показателей энергоустановок с газовыми поршневыми и газотурбинными двигателями представлен в таблице.

Как показывают результаты выполненного анализа, при мощности энергетического модуля менее 3,5 МВт наименьшая удельная стоимость оборудования у агрегатов с поршневыми двигателями.

Важными для потребителя являются вопросы расхода топлива (экономичности) и эксплуатационных затрат. Удельный расход топлива на производство электроэнергии установкой с газопоршневым двигателем примерно на 25 % меньше, чем установкой с газотурбинным двигателем, причем на любом режиме. Это объясняется тем, что КПД у поршневых машин составляет 36–45 %, а у газовых турбин 25–34 %.

При использовании системы утилизации тепла отработавших газов и охлаждающих жидкостей общий коэффициент полезного действия энергетических установок с обоими типами двигателей увеличивается до 80–85 % и практически одинаков.

В то же время при сравнимых значениях эффективного КПД энергетический потенциал отработавших газов газопоршневых двигателей (в особенности двигателей без наддува) существенно выше, чем у газотурбинных. Отработавшие газы поршневых двигателей на номинальной мощности имеют температуру 450–500 °С и их энергии достаточно не только для нужд отопления и горячего водоснабжения, но и для получения промышленного пара. Отработавшие газы газотурбинных двигателей вследствие работы с большим коэффициентом избытка воздуха имеют температуру на 200–250 °С ниже.

Энергоустановки с системами утилизации теплоты представляют особый интерес для жилищно-коммунальных хозяйств. Например, использование таких установок позволяет уменьшить

### Сравнительный анализ технико-экономических и эксплуатационных показателей ГПД и ГТД

Показатели	Газопоршневой двигатель (ГПД)	Газотурбинный двигатель (ГТД)
Долговечность	Без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания	Без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания
Трудоемкость ремонта	Ремонт производится на месте, капремонт — через 72 000 ч	Ремонт производится на спец. заводах, капремонт — через 60 000 ч. Дополнительные затраты на транспортировку.
Техническое обслуживание	Периодически после 1000 ч работы, замена масла, фильтров, выполняется на месте установки	Периодически после 2000 ч (данные фирмы Solar). Замена масла, фильтров выполняется на месте
Удельный расход топлива при 100 % и 50 % нагрузках	9,3–11,6 МДж/кВт·ч; 0,264 и 0,329 м <sup>3</sup> /кВт·ч	13,2–17,7 МДж/кВт·ч; 0,375 и 0,503 м <sup>3</sup> /кВт·ч
Падение напряжения и время восстановления после 50 % сброса нагрузки	22 % и 8 с	40 % и 38 с
Оптимальный диапазон режимов работы	Не желательна долгая работа на нагрузках менее 25 % (сильно влияет на интервалы обслуживания)	Работа на частичных нагрузках (менее 50 %) не влияет на состояние турбины
Система подачи топлива	Не требует компрессора для дожима газа. Рабочее давление газа на входе — 0,1–0,35 бар	Минимальное рабочее давление газа на входе — 12 бар. Требуется газ высокого давления, либо дожимной компрессор и оборудование для запуска турбины
Выбросы вредных веществ с отработавшими газами	NO <sub>x</sub> = 5–7 г/кВт·ч; CO = 0,5–1,5 г/кВт·ч; CH = 1,5–3,0 г/кВт·ч; частицы 0,05–0,1 г/кВт·ч	NO <sub>x</sub> = 1,5–2,5 г/кВт·ч; CO = 0,3–1,0 г/кВт·ч; CH = 0,5–1,0 г/кВт·ч; частицы отсутствуют

затраты на строительство коммуникаций (в 1,5–4 раза по сравнению с подведением централизованного тепла и электроэнергии), поскольку не требует подведения отдельного электричества, газопровода, водопровода с горячей водой. Количество тепла отработавших газов и охлаждающих жидкостей газового двигатель-генератора электрической мощностью 500 кВт достаточно для снабжения теплом площади размером в 4,0–4,5 тыс. м<sup>2</sup>, обеспечивая при этом нормальную по санитарным нормам температуру в помещении.

Эксплуатационные затраты на обслуживание и ремонт электростанций с поршневыми машинами ниже, чем для электростанции с газовыми турбинами; капитальный ремонт требует меньших финансовых затрат и меньшей трудоемкости.

Отдельного рассмотрения заслуживает вопрос загрязнения атмосферного воздуха в зоне строительства и эксплуатации автономных источников энергоснабжения. Низкий уровень выбросов

вредных веществ с отработавшими газами автономных электростанций с газовыми турбинами является бесспорным и весьма существенным преимуществом установок этого типа, в особенности по выбросам наиболее токсичных окислов азота NO<sub>x</sub>. Выбросы NO<sub>x</sub> газовых турбин в 2,5–3,0 раза меньше, чем выбросы поршневых двигателей. В ряде случаев это преимущество может стать решающим фактором при выборе типа энергоустановки, предназначенной для эксплуатации в населенных пунктах или в особо охраняемых природных зонах. Меньший уровень низкочастотного шума и вибрации также можно отнести к достоинствам энергоустановок с газотурбинным приводом.

Согласно наиболее жестким требованиям национального стандарта Германии «TA-Luft», содержание оксидов азота и оксида углерода в отработавших газах стационарных двигателей (в приводе к O<sub>2</sub> = 5 %) не должно превышать по

$\text{NO}_x$  500 мг/м<sup>3</sup>. В пересчете к  $\text{O}_2 = 15\%$  это значение соответствует концентрации  $\text{NO}_x = 187,5$  мг/м<sup>3</sup>, что намного больше нормы для газовых турбин, равной 50 мг/м<sup>3</sup> в пересчете к  $\text{O}_2 = 15\%$ .

На некоторых импортных установках с газовыми поршневыми двигателями стандартной комплектации существуют достаточно дорогостоящие дополнительные опции, такие как система сжигания обедненных газовых смесей с пониженным образованием оксидов азота (технология Low- $\text{NO}_x$ ) и каталитической очисткой отработавших газов от оксида углерода. В этой специальной комплектации уровень выбросов  $\text{NO}_x$  поршневых двигателей и газовых турбин становится приблизительно равным.

Сравнение газотурбинных и поршневых двигателей, предназначенных для применения на мини-ТЭЦ показывает, что все преимущества газовых турбин наиболее полно могут быть реализованы при агрегатных мощностях более 8–10 МВт в случае их установки на крупных промышленных предприятиях, имеющих подвод газа высокого давления, собственную производственную базу и высококвалифицированный персонал для их технического обслуживания. Мини-ТЭЦ на базе газовых поршневых двигателей более универсальны и эффективны в качестве основного или резервного источника электроэнергии и теплоты на предприятиях самого широкого диапазона деятельности.

Дальнейшие перспективы развития средств малой энергетики могут быть связаны с органи-

зацией работы двигателей на местных и бросовых топливах (например, отходах деревообрабатывающей промышленности, сельского хозяйства) при их совмещении с газогенераторами. Это направление развития должно стать и уже становится одним из перспективных направлений в создании средств автономной малой энергетики и технологий энергосбережения.

#### Литература

1. Бордуков В.Т., Левин М.И. Отечественное дизелестроение и проблемы малой энергетики // Двигателестроение. — 1997. — № 4. — С. 3–4.
2. Журнал «Энергетическая политика». — М.: ОАО ВНИИЭНГ, — 1996. — № 6. — С. 12–14; 1997. — № 2. — С. 15–17.
3. Кривов В.Г., Агафонов А.Н. Предложения по созданию комбинированных малых теплоэлектростанций на базе поршневых и газотурбинных двигателей с утилизацией теплоты // Двигателестроение. — 1998. — № 2. — С. 3–5.
4. Белобров В., Макаров А., Светлов К. — НИИЭЭ ОАО. Обзор текущего состояния рынка энергоснабжающего оборудования РФ // ЭнергоРынок. — 2005. — № 11. — С. 8–11.
5. Замоторин Р.В. Малые теплоэлектростанции — поршневые или турбинные // Энергосбережение в Саратовской области. — 2001. — № 2 — С.3–4.
6. Михайлов А.К., Сайданов В. О. Сухарь Г. А. Исаков А.В. — Новости электротехники. — 2006. — № 5 (41). — С. 21–24.
7. Салихов А.А., Фаткуллин Р.М. Экологические аспекты внедрения газотурбинных технологий в Башкирэнерго. // Электрические станции. — 2002. — № 7. — С.15–19.

**ЮБИЛЕЙ!**

## Геннадию Егоровичу Ципленкину 70 лет

25 января 2006 года исполнилось 70 лет  
Геннадию Егоровичу Ципленкину,  
кандидату технических наук,  
заслуженному машиностроителю РФ

Многолетняя научная и изобретательская деятельность Геннадия Егоровича связана с Центральным научно-исследовательским дизельным институтом, где он проработал 45 лет.

Результаты его разработок конструкций турбокомпрессоров и исследований высокоэффективных компрессорных ступеней, в том числе в виде изобретений, внедрены на специализированных производствах и продолжают успешно использоваться.

Многие его работы, выполненные по контрактам с отечественными предприятиями и зарубежными фирмами, посвящены совершенствованию характеристик агрегатов наддува и разработке стендового оборудования.

Научные статьи Геннадия Егоровича регулярно публикуются в журнале «Двигателестроение», с которым он активно сотрудничает, в том числе как автор аналитических обзоров по турбокомпрессоростроению.

*Сотрудники ООО «Турбоком», редакция журнала «Двигателестроение» и друзья поздравляют Геннадия Егоровича с юбилеем и желают здоровья и новых творческих успехов*

