



КАЧЕСТВЕННЫЙ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ МАЛЫХ МОЩНОСТЕЙ В РОССИИ

В.А. Петрущенко, И.А. Коршакова

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
г. Санкт-Петербург, Россия

ORCID*: <https://orcid.org/0000-0002-9980-5356>, pva38@mail.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Выполнить обзор источников информации по состоянию тепловой энергетики малых мощностей в России при единичной мощности паротурбинных, газотурбинных и газопоршневых агрегатов менее 25 МВт. Оценить источники информации авторов публикаций, приводящих статистику для объектов малой энергетики. Произвести оценку состояния малой энергетики России на основе конкретного перечня объектов, ведущегося авторами за последние 25 лет. Рассмотреть производителей и характеристики агрегатов разных типов, а также схемы интегрирования агрегатов в тепловые схемы существующих источников. *МЕТОДЫ.* Определение статистических показателей объектов малой энергетики, представленных в табличной форме в программе Excel, производится на основе встроенных функций этой программы. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Рассмотрены производители и характеристики современных агрегатов на базе паровых турбин. Приведены применяемые на практике схемы интеграции противодавленческих паровых турбогенераторов в тепловые схемы существующих источников тепла. Рассмотрены российские и зарубежные производители и характеристики электроагрегатов на базе газовых турбин, двигателей внутреннего сгорания, работающих по циклу Отто. Приведены тепловые схемы газотурбинных и газопоршневых агрегатов, производящих как электрическую, так и тепловую энергию. Выполнен статистический анализ перечня мини-ТЭЦ (ТЭС), составленного авторами. Определено количество станций разного типа, их распределение по общей мощности, регионам, отраслям, годам ввода в работу. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Показано, что в структуре малой тепловой энергетики определяющую роль играют газотурбинные и газопоршневые установки, общая мощность которых достигает 80%. Количественные показатели - общее число станций объектов малой энергетики около 1500 штук и общая электрическая мощность более 18 ГВт позволяют получить представление о значимой роли малой тепловой энергетики в России. Рассмотрены также количественные показатели по солнечным и ветровым электростанциям в стране.

Ключевые слова: паротурбинные, газотурбинные, газопоршневые установки, схемы интегрирования, перечень мини-ТЭЦ (ТЭС), статистика.

Для цитирования: Петрущенко В.А., Коршакова И.А. Качественный и количественный анализ тепловой энергетики малых мощностей в России // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 5. С. 52-70. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-5-52-70.

QUALITATIVE AND QUANTITATIVE ANALYSIS OF SMALL-SCALE THERMAL ENERGY IN RUSSIA

VA. Petrushchenkov, IA. Korshakova

Sankt-Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russia

ORCID*: <https://orcid.org/0000-0002-9980-5356>, pva38@mail.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* Perform a review of information sources on the state of small-capacity thermal power in Russia when the unit capacity of steam turbine, gas turbine and gas piston units is less than 25 MW. Evaluate the information sources of the authors of publications that provide statistics for small-scale energy facilities. Make an assessment of the state of small-scale energy in

Russia based on a specific list of objects maintained by the authors over the past 25 years. Consider the manufacturers and characteristics of different types of aggregates, as well as the schemes for integrating aggregates into the thermal schemes of existing sources. METHODS. Statistical indicators of small-scale energy facilities presented in tabular form in Excel are determined based on the built-in functions of this program. RESULTS. The production and characteristics of modern units based on steam turbines are considered. Practical schemes for integrating counter-pressure steam turbo generators into the thermal schemes of existing heat sources are presented. Russian and foreign manufacturers and characteristics of electric units based on gas turbines and internal combustion engines operating on the Otto cycle are considered. Thermal diagrams of gas-turbine and gas-piston units producing both electric and thermal energy are given. A statistical analysis of the list of small-scale cogeneration and power plants of simple cycle compiled by the authors is performed. The number of stations of different types, their distribution by total capacity, regions, industries, and years of commissioning are determined. CONCLUSION. It is shown that gas-turbine and gas-piston installations with a total capacity of up to 80% play a decisive role in the structure of small thermal energy. Quantitative indicators - the total number of stations of small-scale power facilities is about 1500 units and the total electric capacity is more than 18 GW allow us to get an idea of the significant role of small-scale heat power in Russia. Quantitative indicators for solar and wind power plants in the country are also considered.

Keywords: steam turbine, gas turbine, gas piston installations, integration schemes, list of small-scale thermal power plants (CHP), statistics.

Благодарности: Авторы выражают благодарность инженерам Рыкову М.С. и Долгополову А.В. за их вклад в работу по сбору и структурированию первичного материала для Перечня мини-ТЭЦ (ТЭС).

For citation: Petrushchenkov VA, Korshakova IA. Qualitative and quantitative analysis of small-scale thermal energy in Russia. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020;22(5):52-70. doi:10.30724/1998-9903-2020-5-52-70.

Введение и литературный обзор

Тепловая энергетика малых мощностей (малая энергетика) сформировалась в последние 20-25 лет. Для производства электрической и тепловой энергии в стационарной энергетике используются, в основном, установки традиционного типа: паровые турбины, газовые турбины, двигатели внутреннего сгорания.

Ее появлению предшествовал ряд благоприятных факторов. К концу 19 века в разных областях машиностроения удалось создать типоразмерные ряды электроагрегатов мощностью в десятки, сотни и тысячи киловатт, имеющих достаточно высокие значения к.п.д. простого цикла на уровне 20...40%, коэффициента использования топлива при когенерации 80...90%, общего ресурса работы 100...200 тысяч часов, при их высокой автоматизации, приемлемой стоимости, низкой себестоимости электрической и тепловой энергии. Конкуренция между разными видами оборудования, высокие тарифы на сетевую электроэнергию, отсутствие альтернативы в отдаленных регионах также способствовали росту числа станций малой мощности. Появились двигатели, работающие на разных видах газообразных и жидких топлив, что также способствовало развитию малой энергетике.

В нашей стране изменение структуры экономики в 90-е годы, необходимость обновления парка оборудования в большой и средней энергетике также заставили серьезно относиться к возможности появления и развития малой энергетике [1]. Была произведена конверсия военно-промышленного комплекса, потерявшего в значительной степени рынок сбыта своей машиностроительной продукции. Транспортные двигатели для морских судов, самолетов и вертолетов начали использовать для создания агрегатов, работающих в стационарной энергетике. Законодательные акты, предусматривающие прогрессирующие с течением времени штрафы за сжигание в факелах попутного нефтяного газа, заставили нефтедобывающие компании строить станции, использующие его для производства электроэнергии. Малую энергетике, как правило, связывают с когенерацией [2-6].

В 2011 г. ОАО ЭНИН им. Г. М. Кржижановского разработал "Программу модернизации электроэнергетики России до 2020 г." В ее состав входила подпрограмма

“Разработка и освоение инновационных технологий и оборудования для модернизации электроэнергетики России”. Она предполагала использование мирового опыта развития передовых технологий в теплоэнергетике. Рекомендовались к применению на мини- и микро-ТЭЦ блочные ГТУ, ПТУ, в том числе винтовые расширители пара и машины роторные объемного типа (ПРОМ), а также газопоршневые агрегаты, когенерационные установки на базе топливных элементов. К сожалению, в следующей редакции программы модернизации электроэнергетики на период до 2030 г. объектам малой энергетики на базе тепловых двигателей разного вида такого детального внимания уже не уделялось.

В период с 2005 по 2013 г. в России функционировало “Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике” под руководством Кожуховского И.С.. В соответствии с его перспективными планами до 2030 г. предлагался вариант замены выводимого из работы оборудования средней и большой энергетики на объекты малой энергетики общей мощностью до 50 ГВт, что соответствует 30% общей мощности тепловых электростанций. По инициативе агентства была создана Технологическая платформа “Малая распределенная энергетика”. С 2013 г. по настоящее время действует Некоммерческое партнерство “Распределенная Энергетика” под руководством Новоселовой О.А. В последние годы под эгидой этих организаций проводятся Всероссийские конференции на тему развития распределенной энергетики в России. В программной статье Новоселовой О.А. [7], а также в [8, 9] обсуждаются основные тенденции последних лет в этой области: декарбонизация, децентрализация и цифровизация.

В последние годы в Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г. распределенная энергетика стала связываться с развитием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в первую очередь ветровых и солнечных электростанций. Предполагается к 2035 г. доведение общей мощности ВИЭ до 25 ГВт, в том числе для оптового рынка до 15 ГВт, для розничного рынка, островных систем и микрогенерации до 10 ГВт. Механизм реализации – в рамках Договоров о предоставлении мощности (ДПМ). Существуют две программы ДПМ: ВИЭ 1.0 – до 2024 г. и ДПМ ВИЭ 2.0 – с 2025 по 2035 г. В рамках первой программы поддержки ВИЭ, рассчитанной на реализацию до 2024 года, инвесторы в ветрогенерацию обязаны обеспечить уровень локализации оборудования ветровых энергоустановок (ВЭУ) не менее 65%. В рамках второй программы поддержки ВИЭ на период 2025–2035 гг. обсуждается ужесточение требований к локализации вводимых ВЭУ до 90%. На текущий момент введены в работу 120 объектов, работающих на основе солнечных и ветровых электростанций, имеющих общую мощность 2 ГВт, или 1,2% от мощности тепловых электростанций.

Поэтому представляет интерес оценка стихийных достижений и состояния малой тепловой энергетики на текущий момент. В настоящей статье приведены результаты качественного и количественного анализа объектов малой энергетики в России в виде тепловых электростанций простого цикла и ТЭЦ с агрегатами единичной мощности до 25 МВт. За основу взят Перечень мини-ТЭЦ (ТЭС), периодически пополнявшийся одним из авторов статьи в течение 20 лет. Последние редакции Перечня по состоянию на май 2020 г. разработаны Коршаковой И. А. и размещены на сайте www.twirpx.com [10, 11] в файлах разного формата с разной степенью удобства использования. Встроенные средства *Excel* позволили выполнить статистическую обработку характеристик объектов.

Достоинством Перечня является конкретная информация по объектам с указанием, как правило, места расположения, названия предприятия, состава оборудования, года ввода в работу. В состав Перечня не включались дизель-генераторные установки, которых во много раз больше, чем двигателей другого типа (по нашим оценкам более 50000). Кроме того, они нередко выполняют функцию резервных агрегатов без когенерации, поэтому их учет, во-первых, не слишком интересен, во-вторых, представляет большие трудности.

Следует отметить, что аналогичный и даже более подробный учет объектов малой энергетики ведется Агентством «Бизнес Интернэшнл» (АБИ), г. Пермь [12]. Это исследовательская консалтинговая компания, выполняющая работы для развития предприятий и территорий, продвижения продукции. Она была основана 12 апреля 2001 года для проведения экономических исследований и разработок и до 2004 г. называлась “НЭЦИР” - “Негосударственный Экономический Центр Исследований и Разработок”.

Основные направления исследовательских коммерческих продуктов АБИ, представляющие интерес для рассматриваемой в статье теме, следующие: парогазовые электростанции и установки; газотурбинные электростанции и установки (без парогазовых); газопоршневые электростанции и установки; паротурбинные установки в России; ветровые, солнечные и гидравлические электростанции в России; характеристики газопоршневых и газотурбинных электростанций.

Свои отчеты АБИ представляет в виде номерных выпусков, Базы сведений, Обзора, Информационно-аналитического обзора, Отчета об исследовании, Справочника и т.д. по одной из указанных выше тем на определенный период. Эти документы выпускались в период с 2010 по 2020 г. и имели стоимость только по одному виду оборудования от нескольких десятков до ста и более тысяч рублей.

Насколько нам известно, анализ статистических данных по собранной фирмой информации не публикуется в открытой печати. Возможно, что он и не проводится АБИ в том объеме, который выполнен в настоящей статье.

Известен также аналитический обзор (доклад) МШУ “Сколково” по теме “Распределенная энергетика в России: потенциал развития”, опубликованный в 2018 г. [13]. Авторы доклада сообщают, что по данным Росстата, в России в 2016 г. работало 36 тысяч электростанций мощностью не более 25 МВт суммарной мощностью 13,0 ГВт. Примерно 8,5 ГВт мощности размещается в зоне децентрализованного энергоснабжения. Только 1 тысяча объектов имеет мощность более 500 кВт, а средняя мощность еще почти 35 тысяч децентрализованных электростанций составляет в среднем около 30 кВт. Очевидно, в этом обзоре учитываются дизель-генераторные установки.

В [14] авторы со ссылкой на маркетинговые исследования Информационного агентства «*INFOLine*» приводят разные оценки общей мощности объектов малой тепловой энергетики в пределах от 3 до 17 ГВт.

Столь различные величины даже общих показателей малой энергетики повышают актуальность конкретизации объектов, а также ясного и прозрачного определения их характеристик, поддающихся контролю и проверке.

Проблемы терминологии и законодательной базы

Отсутствие должного внимания со стороны законодательной власти к факту существования малой энергетики в России приводит к тому, что многие термины являются общеупотребимыми, но не имеющими нормативного определения. Например, до сих пор нет ясности, что такое мини-ТЭЦ (ТЭС), как с точки зрения предельной мощности энергоисточника, так и его территориальных границ [15]. В важнейшем нормативном документе ГОСТ 26691-85 «Теплоэнергетика. Термины и определения» отсутствуют такие понятия как: мини-ТЭЦ (ТЭС), газопоршневые электростанции ГПЭС; БиоТЭС – станции, работающие на пеллетах, гранулах, отходах деревообработки; биогазовые ТЭС – станции, работающие на газах метантенков.

В связи с этим имеются определенные трудности при проектировании и согласовании проектной документации объектов малой энергетики. Существующий основополагающий действующий документ ВНТП 81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций» применим для паротурбинных станций с турбоагрегатами единичной мощностью 50 МВт и выше. При актуализации СНиП II-58-75 «Электростанции тепловые» (СП 90.13330.2012) произошло существенное снижение нижней границы применимости этого документа по единичной мощности паротурбинных и газотурбинных агрегатов с 25 МВт до 1 МВт. Такой подход представляется очень формальным и не слишком удачным, так как затруднительно на станциях малой мощности иметь все системы и выполнять требования, которые предусмотрены для больших станций.

При проектировании новых котельных в СП 89.13330.2012 «Котельные установки» в п. 4.9 рекомендуется установка паровых турбогенераторов для котельных с паровыми и пароводогрейными котлами, а также газотурбинных или дизельных установок в водогрейных котельных при общей мощности котельной более 10 МВт. В п. 4.15 уже говорится о газопоршневых агрегатах, которые принципиально отличаются от дизельных установок, по виду топлива, виду цикла, способу воспламенения топливовоздушной смеси.

При этом приводимые указания написаны весьма формально и противоречиво. Говорится о напряжении электрогенераторов 0,4 кВ, тогда как на практике при установке

электрогенерирующих агрегатов часто используют среднее напряжение 6,3 и 10,5 кВ с выдачей вырабатываемой электроэнергии на существующие трансформаторные подстанции среднего напряжения. Проектирование этих установок предлагается производить по ВНТП-81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций» и НТПД-90 «Нормы технологического проектирования дизельных электростанций». Но первый документ применим только для паровых турбоустановок единичной мощностью более 50 МВт, второй документ - только для дизельных установок, но никак не для газопоршневых агрегатов. В связи с отсутствием нормативной документации для объектов малой энергетики предлагается разработка специальных технических условий (СП 89.13330.2012, п. 4.9).

Состояние малой тепловой энергетики в России

Следует отметить, что несмотря на отсутствие профильной законодательной базы в нашей стране для малой энергетики, так называемые мини-ТЭЦ (ТЭС) получили широкое распространение в России. В названном Перечне на май 2020 г. насчитывается около 1500 объектов электрогенерации (кроме дизельных установок) общей мощностью около 18 ГВт, что составляет примерно 11% от установленной мощности всех тепловых электростанций России.

Темпы роста численности объектов малой тепловой энергетики говорят о жизненной необходимости ее применения в различных сферах и отраслях. Очевидно, что во многих случаях она выдерживает конкуренцию с большой энергетикой и будет существовать и развиваться, несмотря на трудности и препятствия. В этом смысле весьма показательной является ее судьба в современных зарубежных странах, где ее доля по установленной мощности достигает десятков процентов. По данным Российского энергетического агентства на 2014 г. в США насчитывалось 12 млн. энергоисточников мощностью менее 60 МВт, общая мощность равнялась 220 ГВт, ежегодно вводилось в работу около 5 ГВт [16]. Интересно отметить, что по прогнозу *Navigant Research* 2018 г. ввод мощностей распределенной энергетики в мире начал превышать ввод централизованных мощностей [13]. Можно ожидать, что с течением времени малая энергетика займет свою законную и естественную нишу и в нашей стране.

В настоящей статье приводится информация об отечественных и зарубежных производителях электрогенерирующего оборудования, обсуждаются схемы интеграции вновь вводимого оборудования в тепловые схемы котельных, при которых строятся машинные залы. Выполнен статистический анализ объектов Перечня мини-ТЭЦ (ТЭС) по разным признакам: виду двигателей, динамике ввода мощностей в работу в рассматриваемый период длительностью 25 лет, отраслевому и региональному распределению энергоисточников.

Современные технологии производства электрической и тепловой энергии на базе тепловых двигателей

Рассмотрим производителей основного оборудования для мини-ТЭЦ (ТЭС). В первую очередь интересна российская продукция, но некоторые виды оборудования выпускают только зарубежные предприятия.

Паровые турбины

В настоящее время из отечественных производителей паровые турбины выпускают Ленинградский металлический завод (25-1200 МВт), Уральский турбинный завод (30-300 МВт), ОАО «Калужский турбинный завод» (0,5-80 МВт), ОАО «Пролетарский завод» (0,35-4 МВт) (СПб), АО «Энерготех» - до 6 МВт (СПб), ГК «Турбопар» – до 1 МВт (Смоленск).

ОАО «Кировский завод», АО «Невский завод» (РЭП Холдинг) в последние десятилетия производят паровые турбины единичными агрегатами.

Зарубежные производители паровых турбин: ОАО «Турбоатом», г. Харьков (1-1100 МВт), Украина; Чехия - АО «*PBS Energo*» (0,1-30 МВт), Велка Битеш; *EKOL* (1-70 МВт), Брно; *G-team* (0,02-3 МВт), Пльзень; ООО «УГК-Холдинг» (Екатеринбург) является дилером фирмы *G-team* в России; Германия – фирма «*Siemens*» (0,075-1900 МВт); *MAN Diesel&Turbo SE* (1,5-40 МВт), Гамбург; Швейцария - *Turbomach SA*, паровые турбины *B + V Industrietechnik GmbH* (3-30 МВт, Германия); США, Германия, Франция – *Dresser Rand* (0,1-100 МВт); США – *General Electric Aero Energy* (1-100 МВт); Япония – *Elliott Group*

принадлежит японской компании *Ebara Corporation* (0,015-100 МВт); Китай – (1-60 и более МВт).

Большинство паровых турбин являются многоступенчатыми, осевыми либо одноступенчатыми радиальными. Находят применение противоавленческие паровинтовые агрегаты мощностью до 1 МВт (*Wintoo*, СПб; *FEG Ltd, Gateshead*, Великобритания; *Electra Therm*, США). Оригинальными являются одновенечные турбины с повторным подводом пара к группам каналов рабочего колеса при движении пара в тангенциальном направлении («Констар», Украина; «Ютрон», Беларусь), либо в меридиональной плоскости («Элна», Екатеринбург). Их мощность составляет 30-350 кВт, турбины противоавленческого типа. Паровые расширители объемного типа ПРОМ мощностью от 50 кВт до 600 кВт, к сожалению, распространения не получили, после выпуска нескольких агрегатов их производство прекращено. Прочее малоизвестное оборудование здесь не рассматривается.

Схемы интеграции паровых противоавленческих турбоагрегатов в схемы тепловых источников

Как правило, машинные залы с паровыми турбогенераторами строятся при существующих котельных, в составе которых имеются паровые котлы с давлением насыщенного или перегретого пара 14 ата и выше. В [17] рассмотрены возможные схемы интеграции паровых турбин в тепловые схемы котельных. Показано, что для открытых систем теплоснабжения с атмосферным деаэратором наиболее удачной является схема, приведенная на рис. 1. Синим цветом показано вновь вводимое оборудование, размещаемое в машинном зале мини-ГЭЦ.

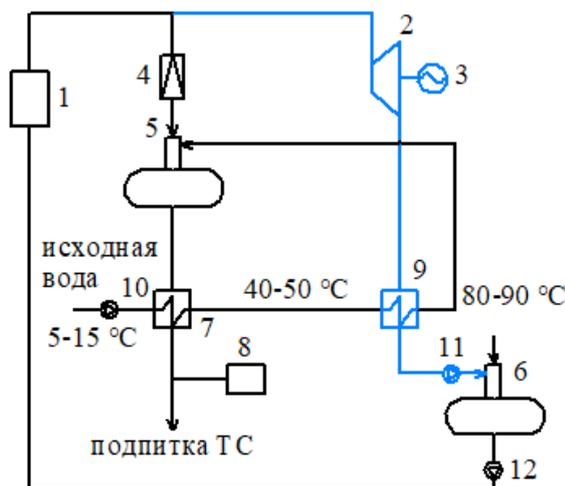


Рис. 1. Схема интеграции парового турбогенератора для открытой системы теплоснабжения. 1 – паровой котел, 2 – паровая турбина, 3 – электрогенератор, 4 – редуцирующая охлаждающая установка котельной, 5 – подпиточный деаэратор сетевой воды, 6 – питательный деаэратор, 7 – охладитель деаэрированной подпиточной воды, 8 – аккумуляторный бак горячей воды, 9 – пароводяной подогреватель машзала для подогрева сырой воды, 10 – насос сырой воды, 11 – конденсатный насос, 12 – питательный насос. ТС – тепловая сеть.

Выработка электроэнергии производится на базе нагрузки горячего водоснабжения. Так как в открытых системах теплоснабжения используются баки-аккумуляторы горячей воды, то тепловая мощность системы приготовления подпиточной воды равномерна в течение суток. Это позволяет вырабатывать электрическую энергию также при постоянной мощности.

Пар с выхлопа паровой турбины 2 поступает на подогреватель подпиточной воды 9 (см. рис. 1). Поток подпиточной воды подается на них после охладителей деаэрированной воды 7. Фильтры ХВО в схеме не показаны, так как их наличие зависит от жесткости исходной сырой воды. Противоавление турбины обычно равно 0,12-0,3 МПа абс. Конденсат после подогревателя должен подаваться конденсатными насосами 11 в питательный деаэратор 6, расположенный на высокой вертикальной отметке. Конденсатные насосы также устанавливаются в машзале вблизи теплообменника 9 и парового турбогенератора.

Подпиточная вода после охладителя деаэрированной воды 7 имеет температуру на уровне 40...50°С, на выходе из пароводяного подогревателя 9 на уровне 80...90°С.

Площадь поверхности теплообмена теплообменника машзала выбирается, исходя из температурного напора между паром и водой и расхода потока подпиточной воды.

Подача греющего пара в деаэраторы при давлении выхлопного пара 0,12 МПа абс. сохраняется в проектном варианте для котельной от РОУ. При противодавлении 0,2-0,3 МПа абс. поток греющего пара в подпиточный деаэратор 5 и питательный деаэратор 6 может подаваться также с выхлопа турбины.

Приведенная схема не требует реконструкции котельной, кроме врезок трубопроводов. В этом случае при необходимости имеется возможность вернуться к работе по проектной тепловой схеме котельной. Такая схема может обеспечить высокую электрическую мощность мини-ТЭЦ.

Для закрытых систем теплоснабжения универсальным вариантом является схема, приведенная на рис. 2.

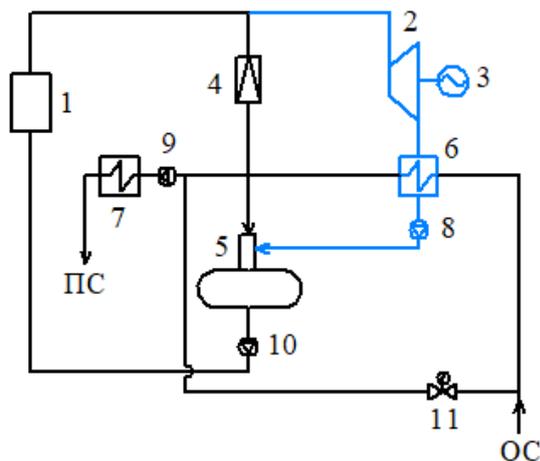


Рис. 2. Тепловая схема подключения мини-ТЭЦ к паровой части котельной для закрытой системы теплоснабжения. 1 – паровой котел, 2 – паровая турбина, 3 – электрогенератор, 4 – редукционно-охлаждительная установка котельной, 5 – питательный деаэратор, 6 – пароводяной подогреватель машзала для предварительного подогрева обратной сетевой воды, 7 – водогрейный котел, 8 – конденсатный насос, 9 – сетевой насос, 10 – питательный насос, 11 – регулятор расхода потока обратной сетевой воды в байпасной линии. ОС – обратная линия тепловой сети, ПС – прямая линия тепловой сети.

Часть или весь поток обратной сетевой воды предварительно подогревается выхлопным паром паровой турбины в подогревателе 6. При необходимости сетевая вода догревается в водогрейном котле до температуры, определяемой температурным графиком регулирования сезонной нагрузки. Последовательное соединение пароводяного подогревателя машзала и водогрейного котла позволяет обеспечить проектный температурный график котельной и иметь высокую выработку электрической мощности в базовой части графика тепловой нагрузки.

Представляет интерес оценка электрической мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении. Ориентиром необходимой мощности являются собственные нужды котельной по электропотреблению. Удельный расход электрической энергии в расчете на присоединенную тепловую нагрузку определяется в основном мощностью сетевых насосов и составляет величину в среднем около $20 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{Гкал} = 0,0172 \text{ кВт}(\text{э}) / \text{кВт}(\text{т})$.

Доля расчетной среднечасовой нагрузки ГВС обычно находится на уровне 0,35 от общей тепловой нагрузки котельной. В этом случае для покрытия собственных нужд при выработке электроэнергии на нагрузке ГВС требуется $0,0172 / 0,35 = 0,0491 \text{ кВт}(\text{э}) / \text{кВт}(\text{т})$, на нагрузке отопления - $0,0172 / 0,65 = 0,0265 \text{ кВт}(\text{э}) / \text{кВт}(\text{т})$.

В [18] определены значения удельной выработки для рассмотренных выше схем. Их численное значение при давлении насыщенного свежего пара 1,3 МПа абс. и величины противодавления 0,12 МПа абс. составляют для схемы на рис. 1 при работе на нагрузке ГВС $0,122 \text{ кВт}(\text{э}) / \text{кВт}(\text{т})$, для схемы на рис. 2 при работе на нагрузке отопления и отсутствии расхода воды в байпасной линии $0,0530 \text{ кВт}(\text{э}) / \text{кВт}(\text{т})$ для температурного графика $150-70^\circ\text{C}$ и $0,142 \text{ кВт}(\text{э}) / \text{кВт}(\text{т})$ для температурного графика $95-70^\circ\text{C}$. Отсюда видно, что выработка электрической энергии на мини-ТЭЦ может значительно превышать потребность в собственных нуждах котельной. Для производственно-отопительной котельной возможно обеспечение электроэнергией не только котельной, но и оборудования предприятия, что существенно снижает срок окупаемости мини-ТЭЦ.

Для регулирования мощности парового турбогенератора в течение года используются следующие схемные и режимные способы регулирования мощности мини-ТЭЦ: изменение числа работающих пароводяных теплообменников, изменение расхода воды через эти теплообменники за счет регуляторов в байпасных линиях, изменение противодавления турбины в разрешенном диапазоне [19]. Самым универсальным, точным и надежным, очевидно, является второй способ регулирования.

При определении себестоимости электрической энергии на мини-ТЭЦ с противодавленческим паровым турбогенератором встает вопрос по определению дополнительных затрат топлива на энергоисточнике. При полезном использовании тепла систем охлаждения генератора, маслоохлаждения, конденсаторов пара уплотнений их величина однозначно определяется удельным показателем $\Delta b_3 = 123/\eta_{\text{кот}}$, г у.т./кВт·ч, где $\eta_{\text{кот}}$ – коэффициент использования топлива паровой части котельной, который для современной котельной находится на уровне 0,85 [20].

Удельный расход топлива на выработанный кВт·ч электроэнергии в этом случае составляет 145 г у.т./кВт·ч. Следует отметить, что эта величина не зависит от внутреннего к.п.д. паровой турбины. Поэтому при работе на частичных режимах при малой мощности парового турбогенератора, несмотря на значительное уменьшение внутреннего к.п.д. турбины, экономика производства электроэнергии определяется в соответствии с зависимостью к.п.д. паровых котлов от их нагрузки и собственными нуждами котельной по пару.

Относительное увеличение расхода топлива на котельной при вводе в работу противодавленческого парового турбогенератора пропорционально отношению среднегодовых значений его электрической мощности и тепловой нагрузки котельной. С учетом приведенных выше соотношений увеличение расхода топлива в котельной в связи с выработкой электроэнергии противодавленческим паровым турбогенератором не превышает 3%.

Газотурбинные агрегаты

Второй широко применяемый вид оборудования в малой энергетике – газотурбинные установки.

Различают газотурбинные электростанции простого цикла с выработкой только электроэнергии; циклы с повышенной эффективностью за счет регенерации тепла, промежуточного охлаждения при сжатии и промежуточного подогрева при расширении; энергоустановки когенерационного цикла при производстве электрической и тепловой энергии в виде потока пара, горячей воды, или потока пара и горячей воды; комбинированного цикла, в котором наряду с ГТУ используются и паровые турбоустановки, работающие на паре, полученном в котлах-утилизаторах ГТУ, либо в энергетических котлах; циклы со смешением дымовых газов и паров воды – контактные парогазовые установки; ГТУ с поршневыми камерами сгорания (свободнопоршневые двигатели).

Газотурбинная установка простого цикла работает по открытому циклу Брайтона. Атмосферный воздух сжимается в адиабатном процессе в компрессоре, подается в камеру сгорания под давлением, туда же подается топливо (природный газ, попутный нефтяной газ, биогаз, дизельное топливо) под еще большим давлением для смешения воздуха с топливным газом либо организации распыла жидкого топлива. Происходит сжигание топлива в пламени с образованием продуктов сгорания при температуре порядка 2000°C. Температура газов на входе в рабочие ступени находится для ГТУ разных производителей обычно от 900 до 1400°C. Для обеспечения необходимой температуры газов для входа в ГТУ производится смешение дымовых газов факела горения с балластным сжатым воздухом. В связи с этим коэффициент избытка воздуха для турбин с низким к.п.д. достигает 3-5 и более. Затраты энергии на сжатие балластного воздуха являются причиной снижения к.п.д. ГТУ, работающей по циклу Брайтона.

Температура уходящих газов ГТУ находится в диапазоне от 400 до 600°C. К.п.д. простого цикла приводится для условий ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2: 1997) "Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели": температуре наружного воздуха +15°C, давлении наружного воздуха 760 мм рт. ст., или 101,3 кПа, влажности воздуха 60% при использовании жидкого топлива с калорийной способностью 42000 кДж/кг или газообразного топлива (100 % метан) - 50000 кДж/кг.

К.п.д. ГТУ простого цикла находится в пределах от 20 до 43,9%. Его величина зависит от уровня мощности, параметров рабочего тела на входе в первую ступень,

производителя ГТУ. Номинальная мощность выпускаемых ГТУ сегодня изменяется в широких пределах: от 15 кВт до 571 МВт. В малой энергетике мощность ГТУ находится в пределах от 15 кВт до 25 МВт, к.п.д. – от 20 до 35%.

Российские производители ГТУ: Пермский машиностроительный завод, Авиадвигатель, АО «Искра-Энергетика», ОАО НПО «Искра» – (2,5-25 МВт); ОАО «Сатурн-Газовые турбины» (в настоящее время ОАО «ОДК-ГТ») – (2,5-25 МВт); АО «Климов»(СПб) – 1,25-2,5 МВт; ОАО «Калужский двигатель» (75 кВт, 100 кВт, 200 кВт); ОАО «Пролетарский завод» (1,5-1,8 МВт); Уральский турбинный завод (Екатеринбург) предлагает изготовление и поставку газотурбинных установок мощностью 6, 16 и 25 МВт; «ГТ-ТЭЦ Энерго» – 9 МВт; ФГУП НПП «Мотор», г. Уфа, производит ГТУ мощностью 10 МВт; ОАО «Кузнецов», г. Самара, выпускает ГТУ типа НК-14Э - 10 МВт, НК-37 – 25 МВт; ФГУП НППГ «Салют», г. Москва, предлагает изготовление ГТУ мощностью от 1 до 20 МВт.

Производители ближнего зарубежья: Украина - Мотор Сич (предлагают изготовить ГТУ мощностью 1-8 МВт, фактически освоены модель энергопоезда ПАЭС-2500 и ГТЭ-6 МВт), г. Запорожье; «Зоря Машпроект» (2,5-25 МВт), г. Николаев, среди них ГТУ простого цикла, ГТУ с когенерацией (пароводяными и водяными котлами-утилизаторами), парогазовые бинарные установки или комбинированный цикл: циклы ГТУ и паротурбинной установки, работающей на паре котла-утилизатора, контактные или молярные ПГУ STIG и “Водолей”.

Производители дальнего зарубежья: США – *Solar Turbines* (1,21-21,7 МВт); *GE Energy* (2-100 МВт); *Rolls-Royce* (3,9-28,7 МВт); Германия – *Siemens Industrial Turbomachinery* (5-47 МВт); *Siemens Westinghouse* (49,5-375 МВт); *MAN Diesel&Turbo* (6,2-25,5 МВт); Канада - *Pratt&Whitney Power Systems* (0,68-25,5 МВт); Голландия – *OPRA Turbines BV* (1,8-2 МВт). Производители микротурбин – *Capstone Turbine Corporation* (15-1000 кВт). Основным дилером и генподрядчиком по строительству электростанций на основе микротурбин Capstone в России до 2017 г. являлась фирма “БПЦ-Энергетические системы” (г. Москва). В г. Тутаев Ярославской области эта компания построила завод по сборке блочных электростанций на основе турбоагрегатов Capstone с торговой маркой *ENEX*. Кроме того, этот завод производит блочные электростанции *ENEX-2000* мощностью 2000 кВт на базе ГТУ фирмы *Dresser Rand* типа *KG2-3E* - 1,9 МВт; *KG2-3G* - 2,0 МВт.

Микротурбины выпускают также итальянская фирма *Turbec*-100 кВт, американская фирма *Elliott (Calnetix)* 60-100 кВт, американская фирма *Flex Energy* мощностью 250 и 333 кВт, ООО НТЦ «Микротурбинные технологии», С.-Петербург, 100 кВт.

Типовая схема для микротурбин с регенерацией тепла и когенерацией приведена на рис. 3.

Схема ГТУ-ТЭЦ с водяным котлом-утилизатором показана на рис. 4. Вместо водяного котла-утилизатора могут использоваться паровой котел-утилизатор, либо паровой котел-утилизатор и газовойодяной подогреватель.

Применяются также схемы комбинированного цикла ГТУ с паровым котлом-утилизатором одного или нескольких давлений пара и ПТУ, схемы с низконапорным парогенератором (сбросная схема), контактного типа *STIG* и “Водолей”, в которых рабочим телом в ГТУ является смесь дымовых газов и паров воды.

Газопоршневые агрегаты

Широкое распространение при строительстве мини-ТЭЦ получили также агрегаты на основе поршневых двигателей внутреннего сгорания.

В РФ на востоке страны и на северных территориях использовались около 50 тыс. электростанций в виде дизель-генераторных установок, работающих как в основном режиме, так и в качестве резервных агрегатов. Дизель-генератор является двигателем внутреннего сгорания и работает по циклу Дизеля (адиабатное расширение и сжатие, изобарный подвод и отвод теплоты). Процесс подвода теплоты происходит при самопроизвольном воспламенении топливовоздушной смеси в процессе ее сжатия. Топливо – дизельное разных марок: арктическое, зимнее, летнее (отличие в вязкости при низких температурах). В названном выше Перечне мини-ТЭЦ (ТЭС) дизель-генераторы не рассматриваются.

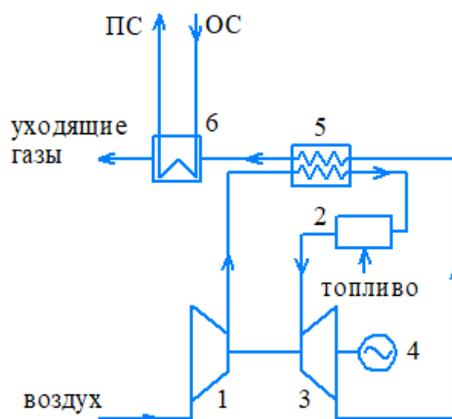


Рис. 3. Типовая схема для микроТТЭЦ с регенерацией тепла и подогревом сетевой воды. 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – электрогенератор; 5 – регенератор; 6 – теплообменник сетевой воды.

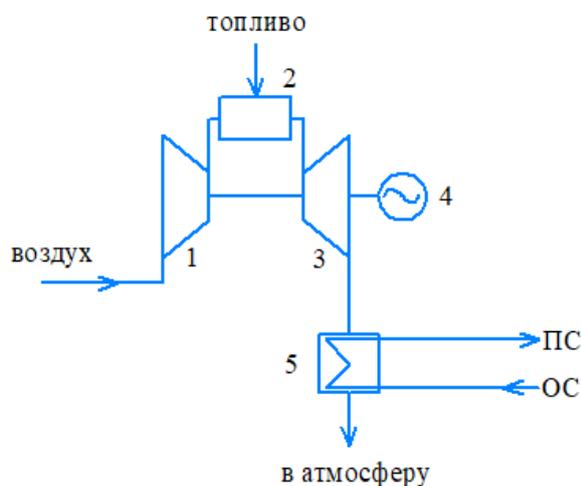


Рис. 4. Схема ГТУ-ТЭЦ с водяным котлом-утилизатором. 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – электрический генератор; 5 – водяной котел-утилизатор.

Выработанная дизель-генератором электроэнергия весьма дорогая, но в тех регионах, где нет централизованного электроснабжения, конкурентоспособных вариантов пока нет. Можно улучшить эти показатели за счет производства тепловой энергии, но в большинстве случаев тепловая нагрузка либо отсутствует, либо незначительная.

В последние 20 лет чрезвычайно широкое применение получили газопоршневые агрегаты (ГПА) простого цикла и с утилизацией тепловой энергии. Их двигатели являются двигателями внутреннего сгорания, работающими, в основном, по циклу Отто (адиабатное расширение и сжатие, изобарный отвод тепла, изохорный подвод тепла). Зажигание топливовоздушной смеси производится с помощью искры электрической свечи.

У ГПА имеется множество плюсов.

1. Высокий к.п.д. простого цикла – от 30 до 49%.
2. При утилизации тепловой энергии коэффициент использования топлива может достигать уровня 80-90%.
3. Эти агрегаты имеют высокий ресурс до капремонта порядка 40000-80000 часов и более, общий моторесурс достигает 300000 часов. Особенно высокий ресурс у малооборотных двигателей со скоростью вращения 500 и 750 об/мин.
4. Единичная мощность агрегатов от 20 кВт до 18,3 МВт, хотя большинство производителей выпускает агрегаты от сотен кВт до 2 МВт.
5. Агрегаты небольшой мощности могут размещаться в блочных зданиях, имеющих габариты, которые позволяют осуществлять их перевозки автомобильным и железнодорожным транспортом в собранном виде.
6. При изменении температуры наружного воздуха к.п.д. простого цикла ГПА изменяется не так сильно, как для ГТУ.

7. ГПА могут работать на разных газах: природном газе (магистральный, сжиженный); пропан-бутановых смесях; попутном газе нефтяных скважин; промышленном газе (пиролизный, коксовый), шахтном метане, биогазе и т.д.

8. Для работы ГПА достаточно давления газа на входе 0,3 МПа, то есть, обычно отсутствует необходимость в дожимной компрессорной станции.

В то же время у ГПА есть и минусы.

1. Значительное количество разных систем утилизации тепловой энергии с разными температурами теплоносителя: отвод теплоты от рубашки двигателя, от системы маслоснабжения, от системы турбонаддува, применяемой для агрегатов значительной мощности, от уходящих газов усложняет компоновку станции и ее эксплуатацию.

2. При отсутствии теплового потребителя первых трех систем необходимо предусматривать отвод теплоты с помощью отдельных теплообменных аппаратов, выполняющих роль аварийных охладителей. В результате имеется большой парк различного теплообменного оборудования, появляется необходимость применения незамерзающего теплоносителя (антифриза) с введением промежуточных контуров.

3. В основном, применяются ГПА зарубежного производства в связи с отсутствием широко развитого производства в нашей стране. Для их работы используется дорогостоящее импортное масло. Особенность работы ДВС состоит в том, что при высоких температурах дымовых газов и металлических узлов большое количество масла выгорает, требуется его пополнение в системе маслоснабжения.

4. В итоге, при работе ГПА значительные затраты имеют место на масло, замену свечей зажигания, колец рабочих поршней, масляных и воздушных фильтров, антифриза.

5. Высокое содержание вредных веществ NOx и CO в выхлопных газах, например, в сравнении с газовыми турбинами. В связи с этим нужно предусматривать высокие дымовые трубы, обеспечивающие необходимую степень рассеивания вредных веществ в атмосфере. В отдельных случаях приходится отказываться от этих технологий, если фоновые концентрации превышают предельно допустимые значения концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе.

6. Один из самых главных недостатков ГПА – это требование большинства производителей по длительной работе на мощности не менее 50% номинальной мощности агрегата. Это означает, что при переменном графике работы предприятия по потребляемой электрической мощности необходимо устанавливать агрегаты либо для базовой части нагрузки, либо нужно ставить часть агрегатов малой мощности, что приводит к удорожанию мини-ТЭЦ и к созданию дорогостоящей системы управления работой нескольких агрегатов.

В городах обычно ГПА размещаются в машзалах. Нередко энергоисточник на базе ГПА содержит в своем составе пиковые котлы, которые обеспечивают недостающую тепловую мощность для отпуска тепловой нагрузки энергоисточника завода или муниципального предприятия. Нередко ГПА интегрируют в тепловую схему существующей котельной. Тепловая энергия утилизации ГПА используется для подогрева обратной сетевой воды или приготовления нагрузки ГВС, реже – для выработки технологического пара или сушки каких-либо материалов.

Отечественные производители ГПА. В основном, высокоэффективные газопоршневые агрегаты в широком диапазоне единичных мощностей производятся за рубежом.

В России агрегаты наибольшей мощности в диапазоне 630-1000 кВт производит ОАО «РУМО» (Русские моторы, г. Нижний Новгород), ООО «Конвер» (г. Коломна) – 800-1180 кВт; ОАО «Барнаултрансмаш» (100-315 кВт); АО ФПК «Рыбинсккомплекс» (30-350 кВт); ОАО «ОДК-Газовые турбины» производит пакитирование на базе зарубежных агрегатов *GE Jenbacher, MTU, Man, Caterpillar* блочных установок от 0,5 до 4,3 МВт, либо поставляет газопоршневые агрегаты Man мощностью до 18 МВт для установки в машзалах; ООО АРЗ «Синтур-НТ» – мощность агрегатов собственного производства от 75 до 200 кВт, агрегатов мощностью от 200 до 1560 кВт западных производителей.

Зарубежные производители ГПА

За рубежом имеется большое количество производителей ГПА. Приведем основные фирмы с указанием диапазона единичных мощностей агрегатов.

1. *Buderus* (10-1250 кВт), Германия.

2. *Caterpillar* (20-9700 кВт), США.
3. *Cummins* (315-2000 кВт), Великобритания.
4. *EC Power* (4-15,2 кВт), Дания.
5. *Elteco* (3,8-3916 кВт), Словакия. Выполняет пэкидж агрегатов разных производителей, собственные установки фирма не выпускает.
6. *FG Wilson* (10-1000 кВт), Великобритания.
7. *GE Jenbacher* (299-10400 кВт), Австрия. Достигнута эффективность агрегата 49,1%.
8. *Generac Power Systems* (5,6-320 кВт), США.
9. *Guascor* (142,8-1204 кВт), Испания.
10. *Kawasaki* (5200-7800 кВт), Япония. Достигнута эффективность агрегата 48,5%.
11. *Kohler Power Systems* (6,3-668 кВт), США.
12. *KORNUM* (118-3200 кВт), Великобритания.
13. *MaK* (6520 кВт), Германия.
14. *MAN Diesel Turbo* (47-18500 кВт), Германия. Достигнута эффективность агрегата 48,8%.
15. *Mitsubishi* (500-5750 кВт), Япония.
16. *Motorgas* (36-3200 кВт), Чехия. Производится пэкирование на базе агрегатов *Waukesha* и *Man*.
17. *MTU* (116-2145 кВт), Германия.
18. *MWM (Deutz Power Systems)* (400-4500 кВт), Германия.
19. *Perkins* (307-1008 кВт), Великобритания.
20. *Rolls-Royce* (2425-8500 кВт), 46,3% Великобритания. Достигнута эффективность агрегата 46,3%.
21. *Tedom* (6,5-10400 кВт), Чехия. Производится пэкирование на базе агрегатов собственного производства серий *Micro*, *Sento* и серии *Quanto* на базе агрегатов фирмы *Caterpillar*. Достигнута эффективность агрегата 47,0%.
22. *Viessmann* (18-402 кВт), Германия.
23. *Wartsila* (4040-18440 кВт), Финляндия. Достигнута эффективность агрегата 49,0%.
24. *Waukesha* (75-3250 кВт), США.
25. *Yanmar* (5-25 кВт), Япония.

У отечественных ГПА расход масла на угар порядка 1-1,5 г на выработанный кВт·ч, у зарубежных – около 0,3 г/(кВт·ч).

Применяются также двухтопливные двигатели – газодизельные. Около 20% по калорийности используется дизельное топливо в качестве запального, для некоторых двигателей - сырая нефть, остальные 80% - топливный газ, как правило, природный газ.

Двухтопливные электростанции производят следующие западные фирмы.

1. *Niigata Power Systems* (825-5255 кВт), Япония.
2. *Wartsila* (6080-16621 кВт), Финляндия.

Двухтопливные электростанции российского производства.

1. ОАО «Коломенский завод» (1000-1650 кВт).
2. РУМО (800-1000 кВт).
3. «Синтур-НТ»(75-140 кВт).

Типичная тепловая схема интеграции систем охлаждения разного вида для ГПА в существующую систему теплоснабжения приведена на рис. 5.

Роль пиковых или резервных источников тепла выполняют котлы и теплообменное оборудование котельных. В отдельных случаях при мини-ТЭЦ устанавливается аналогичное новое оборудование с целью обеспечить тепловые нагрузки, независимо от работы электрических агрегатов.

3. Распределение объектов энергетики по отраслям промышленности и другим сферам деятельности: коммунальное хозяйство, промышленность, тепличное хозяйство, топливно-добывающие отрасли, электрогенерирующие компании.

4. Динамика ввода в работу мощностей по пятилеткам в период с 1995 по 2020 г.

Результаты статистического анализа

На диаграмме (рис. 6) показано распределение количества объектов малой энергетики по типу оборудования.

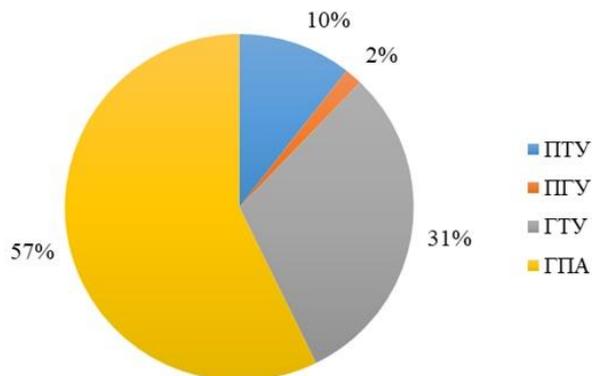


Рис. 6. Распределение количества объектов мини-ТЭЦ (ТЭС) по типу оборудования

Отсюда видно, что наиболее распространены станции на основе газопоршневых агрегатов (825 шт.), газотурбинных установок (448 шт.) и паротурбинных установок (154 шт.). Совсем небольшую долю имеют парогазовые станции (25 шт.). Общее количество объектов на основе тепловых двигателей единичной мощностью до 25 МВт составляет 1452 штуки.

Очевидно, что по общему количеству установок нельзя судить о вырабатываемой мощности (см. рис. 7). Так, несмотря на то, что газопоршневых агрегатов практически в два раза больше, чем газотурбинных, их общая вырабатываемая мощность в 1,36 раз меньше. Это связано с тем, что у ГПА единичная мощность агрегатов меньше, чем у ГТУ. Общая мощность станций с ГТУ равна 8143 МВт, с ГПА – 5987 МВт, с ПГУ - 2634 МВт, с ПТУ – 1185 МВт. В итоге, суммарная мощность, приходящаяся на малые объекты теплоэнергетической генерации, составляет около 18 ГВт.

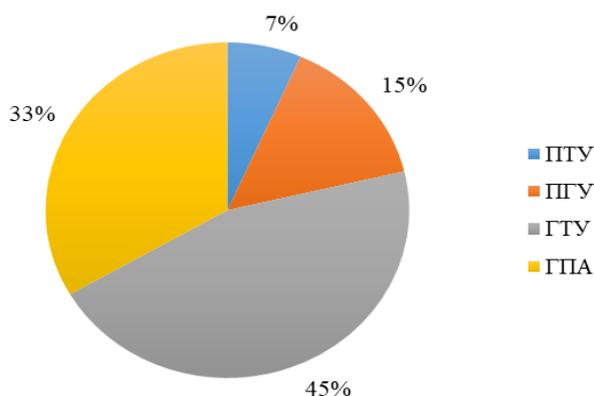


Рис. 7. Распределение установленных мощностей станций по типу оборудования

Рассмотрим динамику ввода в эксплуатацию станций с 1995 по 2020 год по типу оборудования (рис. 8). Анализ данных показывает, что с 2000 года начали активно внедрять газопоршневые установки. При этом ГПА и ГТУ конкурируют друг с другом. Пик по строительству станций на базе паротурбинных установок пришелся на период с 2001 по 2005 год, затем активность их строительства заметно снизилась. Мини-ТЭЦ на основе ПГУ стали эксплуатировать с 2004 года. Пик по общему количеству введенных энергоисточников пришелся на период с 2006 по 2010 год.

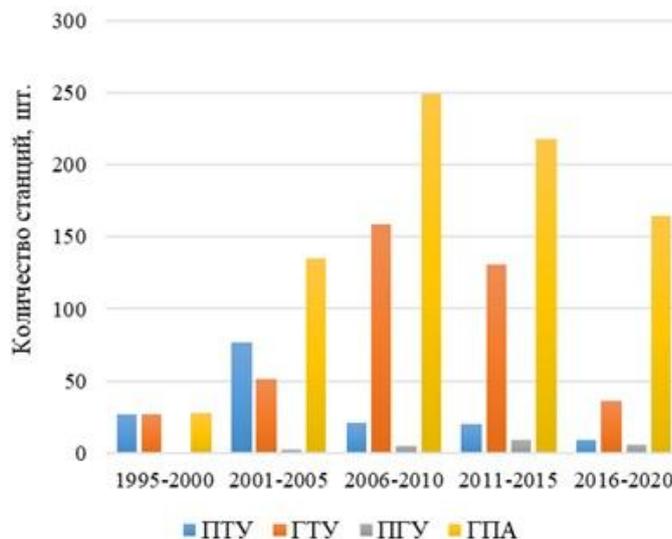


Рис. 8. Динамика ввода станций в эксплуатацию по годам

Диаграмма на рис. 9 подтверждает, что ГТУ успешно конкурируют с ГПА по общей мощности, вводимой по пятилеткам. ПТУ со временем вытесняются и составляют все меньшие значения, как по общей мощности, так и по их доле в общей мощности строящихся станций. Следует отметить, что ПГУ, несмотря на сложность схемы, и высокую стоимость, также заметны в общей картине малой энергетики.

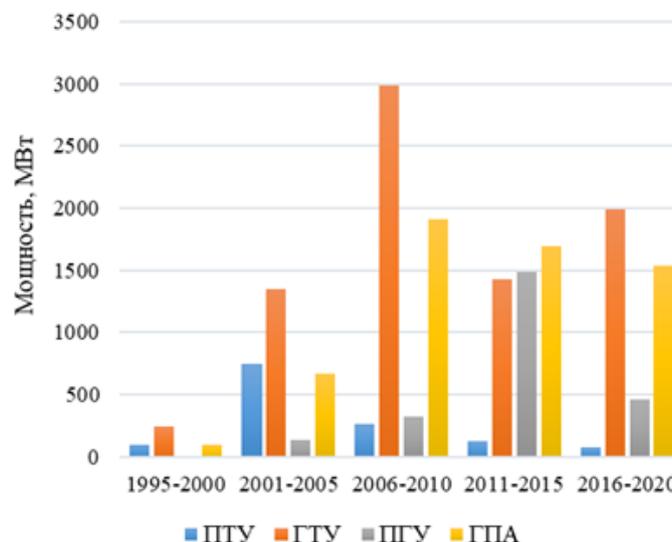


Рис. 9. Динамика ввода мощностей различных типов станций по годам

Из общей динамики ввода мощностей (рис. 10) видно, что их пик пришелся на 2006-2010 г. С 2010 года ввод мощностей и количества станций начал уменьшаться.

Снижение темпов роста малой энергетики можно объяснить несколькими причинами. Вероятно, главная причина в том, что в 2014 г. изменилась политическая ситуация в мире, снизились инвестиции в российскую экономику. Повысились требования к степени локализации продукции, выпускаемой по лицензии, взят курс на замену зарубежного оборудования отечественным. В то же время в производстве ГТУ и ГПА в нашей стране пока имеются немалые проблемы.

Кроме того, в последние годы изменились ориентиры в развитии российской энергетики в Министерстве энергетики РФ. Ставка делается на развитие СЭС и ВЭС, а также на реализацию договоров по предоставлению мощности. Такие объекты являются фактически объектами планового хозяйства с источниками финансирования крупными компаниями такими, как Роснано, Турбоатом, Газпром, внешних инвесторов.

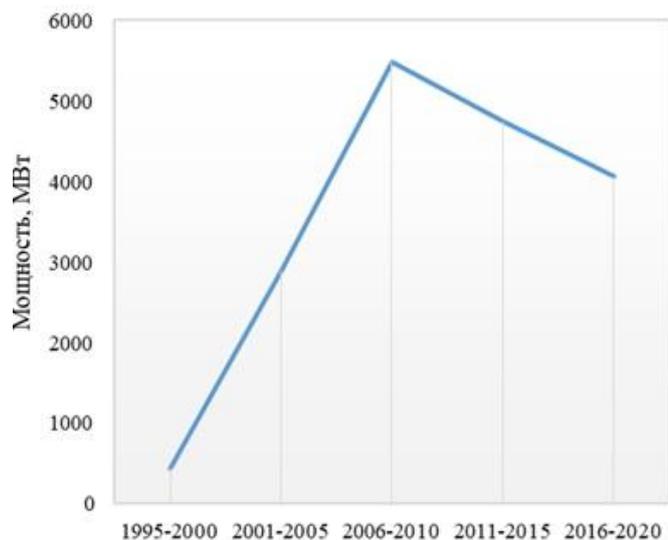


Рис. 10. Динамика ввода мощностей объектов малой энергетики по годам

Анализ распределения ввода количества станций по округам (рис. 11) показывает, что лидерами являются Уральский и Центральный округа.

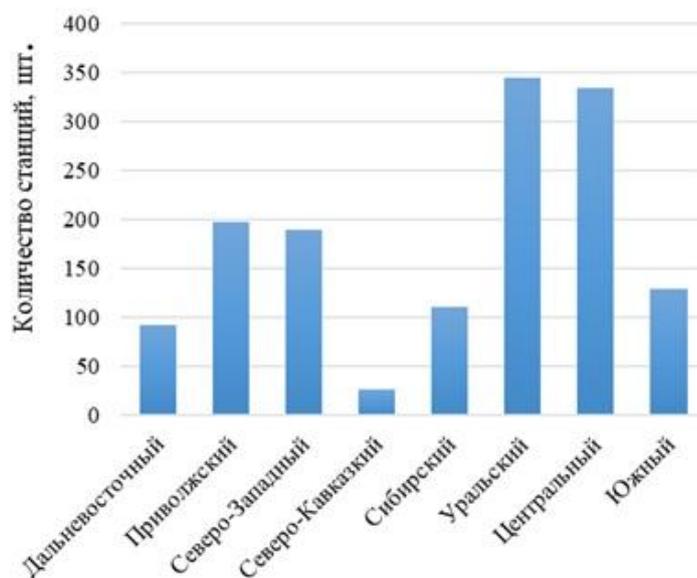


Рис. 11. Распределение мини-ТЭЦ (ТЭС) по федеральным округам

По отраслям очевиден приоритет в развитии малой энергетики в промышленности (перерабатывающей и машиностроительной) – 34,2%, а также в топливно-добывающем комплексе – 28% (см. рис. 12). Значительное количество станций введено в работу в электрогенерирующем секторе – 17,7% и в коммунальном хозяйстве – 17,5%.

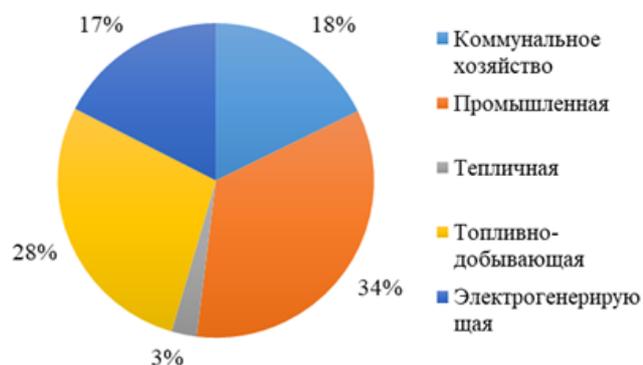


Рис. 12. Распределение мини-ТЭЦ (ТЭС) по отраслям

Заключение

Выполненная работа позволяет дать оценку достижений и состояния в области малой тепловой энергетики, которая развивалась стихийно в соответствии с текущими потребностями различных отраслей экономики в условиях конкуренции с большой энергетикой. Количество объектов около 1500 и общая мощность 18 ГВт или 11% от общей мощности всех тепловых станций дают ясное представление о заметной роли малой энергетики в нашей стране на текущий момент. Достоинством настоящей работы является тот факт, что количественные показатели получены на основе Перечня, включающего станции с конкретными адресами и характеристиками. Открытый доступ к Перечню позволяет выполнить проверки любых показателей, приведенных в статье, а также получить новые абсолютные и относительные показатели.

Литература

1. Щеглов А.Г. Стратегия развития тепловых электростанций на территории России. М.: ОАО Издательство: Стройиздат, 2007. 216 с.
2. Филиппов С.П. Малая энергетика в России // Теплоэнергетика. 2009. № 8. С. 38-44.
3. Маляренко В. А., Шубенко А.Л., Сенецкий А.В., Темнохунд И.А. Тенденции модернизации объектов малой энергетики на базе когенерации // Ползуновский вестник. 2013. № 4-3. С. 131-137.
4. 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 (10). С. 13-18.
5. Филиппов С.П., Дильман М. Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных // Промышленная энергетика. 2014. № 4. С. 7-11.
6. Некрасов А.С., Синяк Ю.В., Воронина С.А. Перспективы развития теплоснабжения России // Энергия: экономика, техника, экология. 2014. № 2. С. 2-11.
7. Новоселова О.А. Распределенная энергетика в России: тенденции и перспективы. // Региональная энергетика и энергосбережение. 2018. №5. С. 12-14.
8. Бухгольц Б. М., Стычински З.А. Smart Grids – основы и технологии энергосистем будущего. М.: Издательский дом МЭИ, 2017. 461 с.
9. Маркова В.М., Чурашев В.Н. Децентрализация энергетики: интеграция и инновации // ЭКО. 2020. №4. С. 8-27.
10. Петрущенко В.А. Коршакова И.А. Перечень мини-ТЭЦ и ВИЭ на май 2020. Файл в Excel [Электронный ресурс] Доступно по: // <https://www.twirpx.org/file/3156717/> Ссылка активна на: 2 октября 2020.
11. Петрущенко В. А., Коршакова И. А. Перечень мини-ТЭЦ (ТЭС) на май 2020. Файл в Word [Электронный ресурс] Доступно по: // <https://www.twirpx.org/file/3158322/> Ссылка активна на: 2 октября 2020.
12. Агентство «Бизнес Интернэшнл» (АБИ). [Электронный ресурс] Доступно по: // <http://businessinter.ru/> Ссылка активна на: 7 сентября 2020.

13. Хохлов А., Мельников Ю., Веселов Ф., и др. Распределенная энергетика в России: потенциал развития. М.: Энергетический центр Московской школы управления «Сколково», 2018. 87 с.
14. Маркова В.М., Чурашев В.Н. Возможности повышения эффективности и оптимизации структуры энергетики: роли «большой» и «малой» генерации // Мир экономики и управления. 2017. Т. 17. № 3. С. 62-84.
15. Петрущенко В.А. Обсуждение целесообразности использования термина “мини-ТЭЦ” // Новости теплоснабжения. 2004. №7. С. 29-30.
16. Батенин В.М., Бушуев В.В., Воропай Н.И. (под редакцией авторов). «Инновационная электроэнергетика – 21» М.: ИЦ «Энергия», 2017. 584 с.
17. Петрущенко В.А., Васькин В.В. Тепловые схемы мини-ТЭЦ на базе противодавленческих паровых турбин, применяемые в рабочих проектах // Новости теплоснабжения. 2004. №8. С. 22-26.
18. Петрущенко В.А., Васькин В.В. Сравнительные характеристики тепловых схем мини-ТЭЦ на базе противодавленческих паровых турбин // Новости теплоснабжения. 2005. №2. С. 32-37.
19. Васькин В.В., Петрущенко В.А. Регулирование режимов работы мини-ТЭЦ с противодавленческими турбинами при работе на отопительную нагрузку // Новости теплоснабжения. 2005. №4. С. 20-26.
20. Петрущенко В.А., Васькин В.В. К определению технико-экономических показателей мини-ТЭЦ // Новости теплоснабжения. 2004. №6. С. 25-28.

Авторы публикации

Петрущенко Валерий Александрович – канд. техн. наук, доцент высшей школы атомной и тепловой энергетики (ВШ АиТЭ) Института энергетики (ИЭ) Санкт-Петербургского политехнического университет Петра Великого (СПбПУ).

Коршакова Ирена Александровна – бакалавр, студентка 5-го курса высшей школы атомной и тепловой энергетики (ВШ АиТЭ) Института энергетики (ИЭ) Санкт-Петербургского политехнического университет Петра Великого (СПбПУ).

References

1. Shcheglov AG. Strategiya razvitiya teplovykh elektrostantsii na territorii Rossii. M.: OAO Izdatel'stvo: Stroizdat. 2007. 216 P.
2. Filippov SP. Malaya energetika v Rossii. *Teploenergetika*. 2009;8:38-44.
3. Malyarenko VA, Shubenko AL, Senetskiy AV, et al. Tendentsii modernizatsii ob'ektov maloi energetiki na baze kogeneratsii. *Polzunovskii vestnik*. 2013;4-3:131-137.
4. Kazakov AV, Zavorin AS, Novosel'tsev PYu, et al. Malaya raspredelennaya energetika Rossii: sovmestnaya vyrobotka teplo- i elektroenergii. *Vestnik nauki Sibiri*. 2013;4(10):13-18.
5. Filippov SP, Dil'man M. Perspektivy ispol'zovaniya kogeneratsionnykh ustanovok pri rekonstruktsii kotel'nykh. *Promyshlennaya energetika*. 2014;4:7-11.
6. Nekrasov AS, Sinyak YuV, Voronina SA. Perspektivy razvitiya teplosnabzheniya Rossii // *Energiya: ekonomika, tekhnika, ekologiya*. 2014;2:2-11.
7. Novoselova OA. Raspredelennaya energetika v Rossii: tendentsii i perspektivy. *Regional'naya energetika i energosberezhenie*. 2018;5:12-14.
8. Bukhgo'l'ts BM, Stychinski ZA. *Smart Grids – osnovy i tekhnologii energosistem budushchego*. M.: Izdatel'skii dom MEI, 2017. 461 P.
9. Markova VM, Churashev VN. *Detsentralizatsiya energetiki: integratsiya i innovatsii*. EKO. 2020;4:8-27.
10. Petrushchenkov VA, Korshakova IA. *Perechen' mini-TETs i VIE na mai 2020*. [Elektronnyi resurs] Available at: // <https://www.twirpx.org/file/3156717/> Accessed to: October 2, 2020.
11. Petrushchenkov VA, Korshakova IA. *Perechen' mini-TETs (TES) na mai 2020*. [Elektronnyi resurs] Available at: // <https://www.twirpx.org/file/3158322/> Accessed to: October 2, 2020.
12. *Agentstvo Biznes Interneshnl (ABI)*. [Elektronnyi resurs] Available at: // <http://businessinter.ru/> September, 2020.
13. Khokhlov A, Mel'nikov Yu, Veselov F, et al. *Raspredelennaya energetika v Rossii: potentsial razvitiya*. M.: Energeticheskii tsentr Moskovskoi shkoly upravleniya «Skolkovo», 2018. 87 p.

14. Markova VM, Churashev VN. Vozmozhnosti povysheniya effektivnosti i optimizatsii struktury energetiki: roli «bol'shoi» i «maloi» generatsii. *Mir ekonomiki i upravleniya*. 2017;17(3):62-84.

15. Petrushchenkov VA. Obsuzhdenie tselesoobraznosti ispol'zovaniya termina mini-TETs. *Novosti teplosnabzheniya*. 2004;7:29-30.

16. Batenin V.M, Bushueva VV, Voropay NI. Innovatsionnaya elektroenergetika. M.: ITS «Energiya». 2017. 584 p.

17. Petrushchenkov VA, Vas'kin VV. Teplovye skhemy mini-TETs na baze protivodavlencheskikh parovykh turbin, primenyaemye v rabochikh proektakh. *Novosti teplosnabzheniya*. 2004;8:22-26.

18. Petrushchenkov VA, Vas'kin VV. Sravnitel'nye kharakteristiki teplovykh skhem mini-TETs na baze protivodavlencheskikh parovykh turbin. *Novosti teplosnabzheniya*. 2005;2:32-37.

19. Vas'kin VV, Petrushchenkov VA. Regulirovanie rezhimov raboty mini-TETs s protivodavlencheskimi turbinami pri rabote na otopitel'nyu nagruzku. *Novosti teplosnabzheniya*. 2005;4:20-26.

20. Petrushchenkov VA, Vas'kin VV. K opredeleniyu tekhniko-ekonomicheskikh pokazatelei mini-TETs. *Novosti teplosnabzheniya*. 2004;6:25-28.

Authors of the publication

Valery A. Petrushchenkov – Sankt-Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russia.

Irena A. Korshakova – Sankt-Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russia.

Поступила в редакцию

26 октября 2020г.