

Проблема сокращения потерь при производстве, транспортировке и потреблении тепловой и электрической энергии с каждым годом становится все более актуальной в связи с сокращением запасов ископаемого органического топлива и, как следствие, с его постоянным удорожанием. Особое значение данный вопрос приобретает именно сейчас, в связи с принятием 23 ноября 2009 г. Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» № 261-ФЗ. Когенераторная электростанция представляет собой высокоэффективное использование первичного источника энергии - газа, для получения двух форм энергии - тепловой и электрической. Главное преимущество когенераторной электростанции перед обычными теплоэлектростанциями состоит в том, что преобразование энергии здесь происходит с большей эффективностью. Иными словами, когенераторная (когенерационная) установка позволяет использовать то тепло, которое обычно просто теряется. При этом значительно снижается потребность в покупной энергии. Применение когенерационной установки сокращает расходы на энергообеспечение приблизительно на 100\$/кВт [1]. Когенерационная установка состоит из газового двигателя, генератора, системы отбора тепла и системы управления. Тепло отбирается из выхлопа, масляного радиатора и охлаждающей жидкости двигателя. При этом в среднем на 100 кВт электрической мощности потребитель получает 150 кВт тепловой мощности в виде горячей воды для отопления и горячего водоснабжения. Когенераторные электростанции успешно покрывают потребность в дешевой электрической и тепловой энергии. Независимое электроснабжение влечет за собой целый ряд неоспоримых преимуществ. Когенерационная установка является эффективной альтернативой тепловым сетям, благодаря гибкому изменению параметров теплоносителя в зависимости от требований потребителя в любое время года. Она не подвержена зависимости от экономического состояния дел в крупных теплоэнергетических компаниях. Когенераторная установка вырабатывает электроэнергию и тепловую энергию в соотношении 1:1,5. Доход (или экономия) от реализации электричества и тепловой энергии покрывает все расходы на когенераторную электростанцию; окупаемость капитальных вложений на когенераторную установку происходит быстрее окупаемости средств, затраченных на подключение к тепловым сетям, обеспечивая тем самым быстрый и устойчивый возврат инвестиций. Когенераторная установка хорошо вписывается в электрическую схему отдельных потребителей и в электрические сети города при параллельной работе с сетью. Когенераторные электростанции покрывают недостаток генерирующих мощностей в городах. Появление установок позволяет разгрузить электрические сети, обеспечить стабильное качество электроэнергии и делает возможным подключение новых потребителей. Существенная разница между капитальными затратами на

энергоснабжение от сетей и энергоснабжение от собственного источника заключается в том, что капитальные затраты, связанные с приобретением когенераторной установки, возмещаются, а капитальные затраты на подключение к сетям безвозвратно теряются при передаче вновь построенных подстанций на баланс энергетических компаний. Капитальные затраты при применении когенераторной установки компенсируются за счет низкой себестоимости энергии в целом. Обычно полное возмещение капитальных и эксплуатационных затрат происходит после эксплуатации когенераторной электростанции в течение трех-четырех лет. Более того, энергоснабжение от когенераторной установки позволяет снизить ежегодные расходы на электро- и теплоснабжение по сравнению с энергоснабжением от энергосистем примерно на 100\$ за каждый кВт номинальной электрической мощности когенераторной электростанции, в том случае, когда когенераторная установка работает в базовом режиме генерации энергии (при 100% нагрузке круглогодично). Такое возможно, когда когенераторная установка питает нагрузку в непрерывном цикле работы или, если он работает параллельно с сетью. Последнее решение является выгодным также для электро- и тепловых сетей. Электрическая сеть будет заинтересована в подключения когенераторных установок к своим сетям, так как при этом она приобретает дополнительную генерирующую мощность без капитальных вложений на строительство электростанции. В таком случае энергосистема закупает дешевую электроэнергию для её последовательной реализации по более выгодному тарифу [2]. Тепловые сети получают возможность снизить производство тепла и покупают дешевое тепло для его реализации близлежащим потребителям посредством существующих тепловых сетей. Критериями выбора силовых агрегатов для строительства когенерационных электростанций являются вопросы расхода топлива, уровень эксплуатационных затрат, а также срок окупаемости оборудования электростанции. Важными факторами выбора силовых агрегатов являются простота эксплуатации, уровень технического обслуживания и ремонта, а также место выполнения ремонта силовых агрегатов. Эти вопросы связаны, прежде всего, с расходами и проблемами, которые может иметь впоследствии владелец автономной электростанции. Часто возникают споры, что лучше использовать газопоршневую или газотурбинную установку. Проведем сравнительную характеристику по некоторым критериям. В качестве первого критерия рассмотрим эксплуатационные затраты. Стоимость капитального ремонта газопоршневого двигателя может составлять 30-35% от первоначальной стоимости самого силового агрегата, а не всей электростанции - при капремонте осуществляется замена поршневой группы. Ремонт газопоршневых установок можно производить на месте без сложного диагностического оборудования один раз в 7-8 лет [3]. Цена ремонта газотурбинной установки составляет 30-50% от начальных вложений. Капитальный ремонт газотурбинной установки ввиду его

сложности на месте не производится. Поставщик должен увезти отработанный блок и привезти сменный газотурбинный блок. Старый блок может быть восстановлен только в заводских условиях [3]. Как видите, затраты примерно равны. Реальные, честные цены на сами газотурбинные и поршневые агрегаты сопоставимой мощности и качества также схожи. Следующим критерием рассмотрим нагрузку. Нижний предел минимальной электрической нагрузки, официально заявляемый заводами-производителями для промышленных турбин, составляет 3-5%, но в таком режиме расход по топливу возрастает на 40%. Максимальная нагрузка газотурбинной установки, в ограниченных временных интервалах может достигать 110-120%. Современные газопоршневые установки обладают феноменальной экономичностью, базирующейся на высоком уровне электрического КПД. «Проблемы», связанные с работой газопоршневых установок на малых нагрузках, решаются положительно еще на стадии проектирования. Проектирование должно быть качественным. Соблюдение рекомендованного заводом-изготовителем режима эксплуатации продлит жизнь деталям двигателя, сэкономив таким образом деньги владельцу автономной электростанции. Иногда, чтобы вывести газопоршневые машины в номинальный режим при частичных нагрузках, в проект тепловой схемы станции включаются один-два электрических котла, которые и позволяют обеспечить желаемые 50% нагрузки. Теперь рассмотрим мощность силовых агрегатов электростанций и температуру окружающей среды. При значительном повышении температуры окружающей среды мощность газотурбинной установки падает. Но при понижении температуры электрическая мощность газотурбинной установки наоборот, растет. Параметры электрической мощности, по существующим стандартам ISO, измеряются при $t + 15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Иногда важным моментом является и то, что газотурбинная установка способна отдать в 1,5 раза больше бесплатной тепловой энергии, нежели поршневой агрегат аналогичной мощности. При использовании мощной (от 50 МВт) автономной ТЭЦ в коммунальном хозяйстве, например, это может иметь определяющее значение при выборе типа силовых агрегатов, особенно при большом и равномерном потреблении именно тепловой энергии [3]. Наоборот, там, где тепло не требуется в больших количествах, а нужен акцент именно на производстве электрической энергии, будет экономически целесообразнее использование газопоршневых установок. Высокая температура на выходе газотурбинных установок позволяет использовать в составе электростанции паровую турбину [4]. Это оборудование бывает востребованным, если потребителю необходимо получить максимальное количество электрической энергии при одном и том же объеме потраченного газового топлива, и таким образом достичь высокого электрического КПД - до 59%. Энергокомплекс такой конфигурации сложнее в эксплуатации и стоит он на 30-40% дороже обычного [3]. Рассмотрим КПД установок. КПД силовой установки более чем актуален - ведь он влияет на расход топлива. Средний

удельный расход газового топлива на 1 выработанный кВт/час значительно меньше у газопоршневой установки, причем при любом режиме нагрузки (хотя длительные нагрузки менее 25% противопоказаны для поршневых двигателей). Электрический КПД поршневых машин составляет 40-44%, а газовых турбин - 23-33% (в парогазовом цикле турбина способна выдать КПД достигающий 59%) [3]. Парогазовый цикл применяется при высокой мощности электростанций - от 50-70 МВт. Сравнение газотурбинных установок и газопоршневых двигателей в составе мини-ТЭЦ показывает, что установка газовых турбин целесообразна на объектах, которые имеют равномерные электрические и тепловые потребности при мощности свыше 30-40 МВт. Из вышесказанного следует, что электрический КПД силовых агрегатов разных типов имеет прямую проекцию на расход топлива. Газопоршневые агрегаты расходуют на четверть, а то и на треть меньше топлива, чем газотурбинные установки - это основная статья расходов! Соответственно, при схожей или равной стоимости самого оборудования более дешёвая электрическая энергия получается на газопоршневых установках. Газ - это основная расходная статья при эксплуатации автономной электростанции! [3]. Последним критерием оценки рассмотрим экологический фактор. Надо отметить, что газопоршневые установки уступают газотурбинным агрегатам по уровню выбросов NOx [5]. Так как моторное масло выгорает, поршневые агрегаты имеют уровень вредных выбросов в атмосферу чуть больший, чем у газотурбинных агрегатов. Уровень вредных выбросов от большинства современных газотурбинных установок не превышает значение 20-30 ppm и в каких-то проектах это может иметь определенное значение [3]. Поршневые установки при работе имеют вибрации и низкочастотный шум. Доведение шума до стандартных значений возможно, просто необходимы соответствующие инженерные решения. Помимо расчёта рассеивания при разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды» делается акустический расчёт и проверяется: удовлетворяют ли выбранные проектные решения и применяемые материалы требованиям СанПиН с точки зрения шума. Сравнение газотурбинных установок и газопоршневых двигателей в составе мини-ТЭЦ показывает, что установка газовых турбин возможна на любых объектах, которые имеют электрические нагрузки более 14-15 МВт, но из-за высокого расхода газа турбины рекомендуются для электростанций гораздо большей мощности - 50-70 МВт [3].