УДК 658.26:681.5.015

ПЕРЕВОД ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ В МИНИ-ТЭЦ

(*ЧАСТЬ 1*)

Кандидаты техн. наук СЕДНИН В. А., СЕДНИН А. В., инж. ШИМУКОВИЧ А. А.

Белорусский национальный технический университет

Общие положения и предпосылки. Развитие комбинированной выработки электрической энергии является одним из основных путей повышения тепловой и экологической эффективности электроэнергетического производства как в нашей республике, так и за рубежом. В настоящее время, несмотря на преобладание в энергосистеме теплофикационных мощностей (более 50 %), эффективным становится применение небольших по мощности теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). Использование мини-электростанций в ряде случаев экономически выгоднее, чем производство энергии на крупных ТЭЦ. Несмотря на то, что применение малых теплофикационных мощностей уходит своими корнями в 50-е гг. прошлого столетия, имеется ряд новых аспектов, которые следует учитывать на современном этапе развития теплоэнергетики.

Во-первых, сегодня значительно увеличилось количество типов энергогенерирующих установок, используемых в энергетике и промышленности. Наряду с паротурбинными установками все шире применяются двигатели внутреннего сгорания, газотурбинные и комбинированные установки. Современное оборудование для малых ТЭЦ представляет собой достаточно сложные, но в то же время надежные комплексы, оснащенные современной аппаратурой контроля и автоматического управления. В такой ситуации при проектировании или модернизации источников теплоснабжения малой и средней мощности появилась возможность выбора либо использования в качестве энергогенерирующего оборудования только котлоагрегатов, либо применения комбинированных энергетических установок. Данные энергетические установки могут решать задачи резервных и аварийных источников на предприятиях, имеющих ответственных потребителей электрической энергии.

Во-вторых, при развитии малых и средних электрогенерирующих мощностей особенно актуальным вопросом является взаимодействие с энергосистемой. Очевидно, что при оптимизации режимных параметров с учетом принадлежности источников энергии преимущество будут иметь объекты «владельца» энергосистемы, т. е. установки «большой» энергетики. Отрасль, имеющая преобладающую электрогенерирующую мощность и владеющая системой транспорта электроэнергии, будет всегда отстаивать прежде всего свои интересы. Эту ситуацию следует воспринимать как объективную реальность. Поэтому развитие теплофикации в «малой» энергетике требует новых, нетрадиционных подходов при разработке и создании ее объектов. В первую очередь необходимо определить наиболее эффективные варианты применения вырабатываемой энергии в случае невостребованности ее энергосистемой либо когда ее экономически невыгодно продавать энергосистеме. Последнее следует из того, что продажа электроэнергии в энергосистему согласно законодательным актам производится по цене, близкой к себестоимости производства электроэнергии в энергосистеме, что можно трактовать неоднозначно. Следовательно, необходима

тщательная технико-экономическая проработка вариантов теплоэлектрогенерирующих установок с оптимальным использованием их возможностей в каждом конкретном случае.

Можно выделить несколько перспективных направлений когенерации электрической и тепловой энергии, которые могут быть использованы при реконструкции существующих теплоэнергетических объектов и строительстве новых [1, 2]:

- применение паротурбинных установок с теплофикационным использованием теплоты отработавшего пара;
- применение газотурбинных установок с котлами-утилизаторами или со сбросом дымов газов в существующие котлы;
- применение газопоршневых двигателей внутреннего сгорания с утилизаторами теплоты;
- применение энергоэкологоэффективных установок на базе комбинаций трех представленных выше вариантов и установок глубокой утилизации продуктов сгорания органического топлива [3].

Рассмотрим преимущества, недостатки и область применения первых трех вариантов установок, так как четвертый вариант требует проведения дополнительных исследований.

Паротурбинные установки (*ПТУ*). В первую очередь рассматриваются паротурбинные установки с теплофикационным противодавлением, характеризующиеся низким удельным расходом топлива на производство электрической энергии, что определяет их хорошую конкурентоспособность.

Наиболее перспективными для установки ПТУ являются существующие котельные с паровыми котлами, покрывающими технологическую нагрузку и нагрузки отопления и горячего водоснабжения (ГВС). Установка турбин на таких котельных не потребует увеличения количества котлов или их реконструкции.

В результате установка электрогенерирующих мощностей на базе ПТУ по сравнению с другими вариантами имеет минимальные удельные капитальные затраты. Производство электроэнергии будет связано с незначительным увеличением расхода топлива и возможно на любом из его видов.

Основным недостатком ПТУ является низкая удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении. Тем не менее, устанавливаемая электрическая мощность в большинстве случаев достаточна для полного покрытия собственных нужд котельной и незначительного экспорта электроэнергии в энергосистему.

Основные факторы, которые необходимо учитывать при установке паровых турбин с противодавлением на котельных:

- режимные характеристики теплоисточника;
- состояние паровых котлоагрегатов (необходимость проведения их капитального ремонта, установки пароперегревателей для вывода на номинальные рабочие параметры приводит к значительному снижению эффективности проекта);
- наличие и состояние подогревателей сетевой воды;
- наличие свободных площадей для размещения паровой турбины.

Газотурбинные установки (*ГТУ*). Внедрение газотурбинных установок на котельных требует, как правило, их более глубокой реконструкции. По своему эксплуатационному ресурсу ГТУ уступают ПТУ. Работа ГТУ с утилизатором теплоты на переменных режимах теплопотребления, в частности в режиме с неполной нагрузкой, приводит к увеличению потерь теп-

лоты в окружающую среду, поэтому целесообразна работа таких установок в базовом режиме, где регулирование теплоотпуска осуществляется пиковыми котлами. Кроме того, как правило, появляются дополнительные затраты, связанные с необходимостью реконструкции системы газоснабжения и установкой дожимных компрессоров.

Преимуществом ГТУ является более высокая удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении по сравнению с ПТУ, но при этом образуется излишек электроэнергии, который может значительно превышать собственные нужды котельной.

Таким образом, использование ГТУ для когенерации электроэнергии в котельных наиболее предпочтительно для строящихся и расширяющихся водогрейных котельных, а также в крупных котельных энергосистемы.

Газопоршневые агрегаты (*ГПА*). Особенностью данных агрегатов является возможность эффективного использования установок сравнительно малой мощности 100…500 кВт (максимальная мощность агрегатов до 25 МВт), что позволяет использовать их для котельных малой и средней производительности. Этот тип установок отличается наиболее высокой удельной выработкой электроэнергии на базе теплового потребления.

По удельным капитальным затратам газопоршневые установки дороже ПТУ. Диапазон регулирования этих агрегатов без значительного снижения КПД составляет обычно 70…100 %, поэтому целесообразно их использование для покрытия базовых теплофикационных нагрузок.

Преимуществом ГПА перед ГТУ является возможность их работы на газе низкого давления, что позволяет использовать существующие системы газоснабжения котельных. ГПА могут эффективно применяться при расширении котельных малой и средней мощности для покрытия возросших потребностей в тепловой энергии и собственных нужд котельной в электроэнергии, а также выработки электроэнергии во внешнюю электросеть.

Остановимся более подробно на возможности использования газопоршневых установок в системах теплоснабжения коммунального сектора. Такие установки, как показала практика их применения на объектах в разных странах мира (Англия, Германия, Франция, Чехия и др.), являются высокоэффективными и надежными источниками энергии. Они широко используются на малых и средних промышленных предприятиях, в системах теплоснабжения городов, для тепло- и электроснабжения больниц, плавательных бассейнов, сельскохозяйственных предприятий.

Автономные тепло- и электрогенерирующие установки состоят из двигателя внутреннего сгорания, электрогенератора, теплообменников утилизации выделяющейся при работе двигателя теплоты; тепловой сети с тепловыми потребителями и циркуляционным насосом; вспомогательного оборудования, обеспечивающего работу установки в автоматическом режиме. При необходимости выравнивания тепловой нагрузки дополнительно устанавливаются баки-аккумуляторы горячей воды.

Главной частью теплоэлектрогенерирующей установки (ТЭГУ) является газовый двигатель внутреннего сгорания, который приводит в движение генератор электрического тока. Этот агрегат упруго устанавливается на фундаментной раме и обычно закрывается звукоизолирующим кожухом. Главная часть выделяемой теплоты от системы охлаждения двигателя и утилизируемая теплота выхлопных газов отводятся к потребителю через систему теплообменников.

Важным фактором в определении мощности ТЭГУ является величина присоединенной тепловой нагрузки. Для достижения срока окупаемости в

условиях Республики Беларусь (а это 4…5 лет) ТЭГУ обычно должна работать в течение 5500…7000 ч в год. Меньший срок окупаемости достигается, если теплоисточник имеет более высокую базовую тепловую нагрузку в течение года. Следует также помнить, что на величину срока окупаемости значительно влияет разница в тарифах на покупку и продажу электроэнергии в энергосистему.

Для достижения максимальной экономии и минимального срока окупаемости ТЭГУ должна иметь оптимальную мощность и быть маневренной с тем, чтобы гарантированно обеспечивать выработку такого же количества теплоты, как обычный котел.

Источники теплоснабжения в городской черте в качестве основной тепловой нагрузки имеют круглогодичную тепловую нагрузку горячего водоснабжения населения, промышленных и общественных зданий, а также сезонную нагрузку отопления.

Выбор мощности ТЭГУ при реконструкции котельной должен производиться на основе данных о расходах топлива в предыдущие годы, главным образом для летнего периода, вместе с подробным анализом суточных графиков тепловых нагрузок. При этом необходимо учитывать возможное увеличение присоединенной нагрузки в будущем.

В идеальном случае ТЭГУ должны покрывать всю летнюю нагрузку и часть зимней. Даже имея небольшую тепловую мощность (от 1/12 до 1/3 установленной мощности котлов), агрегат способен покрывать 60…70 % годовой потребности в теплоте. При этом дополнительно может потребоваться установка аккумуляторов теплоты для сглаживания пиков в нагрузке, позволяющей ТЭГУ работать 19 ч в сутки летом и 17…24 ч в сутки зимой. При любом способе совмещения ТЭГУ с котлоагрегатами в единой технологической схеме последние становятся пиковыми источниками теплоснабжения.

Если агрегат необходимо использовать в резервном режиме генерации электроэнергии, то его мощность должна определяться по предполагаемым максимальным значениям электрической нагрузки в аварийной ситуации. При нормальном режиме работы электрическая мощность ТЭГУ может быть выше или ниже аварийной нагрузки. Здесь уместно отметить, что, как показали ранее проведенные исследования [4], с общегосударственной позиции, с позиции энергетической безопасности страны принципиально выгодным является размещение когенерационных установок на объектах агрокомплекса, что позволит решить ряд проблем: наличие резервного энергоснабжения в чрезвычайных ситуациях, вызванных природными катаклизмами; снижение энергозатрат на производство сельскохозяйственной продукции; уменьшение транспортных потерь электроэнергии для удаленных от основных объектов энергосистемы районов. Энергетические установки могут работать на нескольких видах топлива (природный газ, сжиженный газ, дизельное топливо, биотопливо). Стоимость установок должна обеспечивать срок окупаемости до 7 лет при работе 8…10 ч в сутки (без учета чрезвычайных ситуаций).

Таким образом, при проведении технико-экономических расчетов рекомендуется рассматривать следующие варианты реконструкции:

- ТЭГУ имеет электрическую мощность, необходимую для покрытия собственных нужд котельной;
- ТЭГУ имеет электрическую мощность, необходимую для обеспечения аварийного резерва мощности;
- ТЭГУ выбирается из условия покрытия базовой нагрузки системы ГВС.

Следует отметить, что оценка эффективности внедрения ТЭГУ на котельной, тепловые сети которой находятся в неудовлетворительном состоянии, а потребители теплоты не имеют средств регулирования тепловой нагрузки, может привести к неоправданному завышению ее мощности.

Оценка оптимальной мощности ТЭГУ – это выбор из альтернативных вариантов, зависящих от предполагаемой нагрузки. Выбор агрегата с завышенной мощностью приводит к режиму циклической работы, потерям прибыли, преждевременному износу и уменьшению надежности. Выбор установки с заниженной мощностью может также привести к потере прибыли. В любом случае перед установкой ТЭГУ необходимо проанализировать энергетические нагрузки и затем выбрать агрегат. Следует помнить, что при установке агрегата с меньшей мощностью всегда есть возможность впоследствии установить еще один.

Установка ТЭГУ на действующей котельной исключает из эксплуатации один или несколько котлов, что влияет на общую экономическую эффективность реконструкции, так как часть основного оборудования не будет эксплуатироваться. Необходимо знать фактические характеристики установленных в котельной котлов для определения степени влияния ТЭГУ на эффективность их работы. Кроме того, нужно тщательно рассмотреть все возможные режимы параллельной работы котлов и ТЭГУ.

Выбор типа электрического генератора ТЭГУ зависит от ряда факторов: действительного назначения установки, ее требуемой мощности, необходимости выполнения функции резервирования электрической сети, финансовых соображений. Фирмы-производители когенерационных установок обычно используют синхронные генераторы, отражая возросшее использование микропроцессорных систем управления и, следовательно, несущественное увеличение стоимости для синхронизации.

Если ТЭГУ выбирается из условия меньшей стоимости и нет необходимости в резервном энергоснабжении, то предпочтительны асинхронные генераторы с их простыми требованиями. Они эффективнее, чем синхронные. Асинхронный генератор – простейший из всех возможных электрических машин. Так как генератор может применяться как двигатель, многие производители предпочитают использовать его для старта машины. В данном случае устраняется необходимость в аккумуляторных батареях и присоединенной нагрузке, управлении и дополнительном стартовом моторе. В результате имеется меньше оснований для ошибок и поэтому обеспечивается надежный старт, хотя увеличивается ток в обмотке двигателя/генератора в течение пуска.

Если требуется резервирование электроснабжения, то главным преимуществом синхронного генератора является его способность дублировать полностью управляемый резервный генератор. Это может чрезвычайно изменить экономическую ситуацию. Данные агрегаты запускаются от аккумуляторных батарей или систем сжатого воздуха.

Выбор числа параллельно работающих агрегатов также зависит от ряда факторов, в том числе от компоновки оборудования котельной и наличия свободных площадей.

Преимущества единичных агрегатов большой мощности заключаются в следующем:

- меньше удельная стоимость установленной мощности;
- удельные затраты на обслуживание ниже, чем для нескольких агрегатов малой мощности, его заменяющих;

• КПД выработки электрической энергии агрегата большой мощности при работе с полной нагрузкой выше, чем у агрегатов с малой мощностью;

• в случае резервного использования одиночный агрегат может быстро достигать требуемой нагрузки и, следовательно, поддержать непрерывность процесса энергоснабжения в течение простоя основного оборудования.

Главные преимущества применения нескольких агрегатов: возможность дискретного включения для покрытия нагрузок; выход из строя одного малого агрегата менее опасен, чем выход из строя одного большого.

Следует также учитывать, что у ТЭГУ различных типоразмеров разные пропорции отпущенной электрической энергии к выработанной теплоте (согласно действительным характеристикам выбранного оборудования). При выборе ТЭГУ необходимо сравнивать заводские спецификации. Например, не все машины включают акустические ограждения и необходимое для коммутации электрическое оборудование, хотя они могут быть необходимы.

ВЫВОДЫ

1. Одним из путей дальнейшего развития теплофикации является внедрение когенерационных установок на промышленно-отопительных котельных на основе ПТУ, ГТУ и ГПА. Выбору варианта модернизации должно предшествовать тщательное технико-экономическое обоснование.

2. В связи с ограниченностью инвестиций в энергетическую отрасль Республики Беларусь выбор мощностей и их мест размещения должен производиться с учетом политики взаимной выгоды «большой» и «малой» энергетики. Размещение когенерационных установок в удаленных точках энергосистемы позволяет повысить надежность электроснабжения и снизить транспортные электрические потери. Согласование работы энергоисточников в течение суток способствует выравниванию графика загрузки энергетических установок на электростанциях энергосистемы.

3. Установка когенерационной техники на котельных тепловых сетей и промышленных предприятий должна планироваться при разработке перспективных планов развития систем теплоснабжения городов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Боровков В. М., Бородина О. А. Перевод котельных на комбинированную схему производства тепловой и электрической энергии // Проблемы развития централизованного теплоснабжения: Материалы междунар. науч.-практ. конф. – Самара, 2004. – С. 119–124.

2. Яковлев Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. – Мн.: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 448 с.

3. Седнин В. А. Повышение энергетической и экологической эффективности систем теплоснабжения // Промышленная теплотехника. – Киев, 2003. – Т. 25, № 4. – С. 63–66.

4. Исследование и оптимизация технологических схем комбинированных энергетических установок: Отчет о НИР (закл.) ГБ 98-18, № ГР 1998546, 1998. – 98 с.

Представлена кафедрой
промышленной теплоэнергетики
и теплотехники

Поступила 8.08.2005