

ISSN 1811-1858

ҒЫЛЫМИ ЖУРНАЛ



С. ТОРАЙҒЫРОВ АТЫНДАҒЫ
ПАВЛОДАР МЕМЛЕКЕТТІК
УНИВЕРСИТЕТІ

ЭНЕРГЕТИКАЛЫҚ СЕРИЯ



1'2013

ПМУ ХАБАРШЫСЫ
ВЕСТНИК ПГУ

**А. С. Шаяхметов, В. А. Глазырин, В. А. Серебряков,
А. А. Алигожин**

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКЕ ЭНЕРГИИ

В данной работе рассматривается энергосбережение при комбинированной выработке энергии.

Энергосбережение при комбинированной выработке электроэнергии. Обычный (традиционный) способ получения электричества и тепла заключается в их отдельной генерации (электростанция и котельная). При этом значительная часть энергии первичного топлива не используется. Можно значительно уменьшить общее потребление топлива путем применения когенерации (совместного производства электроэнергии и тепла).

Когенерация есть термодинамическое производство двух или более форм полезной энергии из единственного первичного источника энергии. Две наиболее используемые формы энергии — механическая и тепловая. Механическая энергия обычно используется для вращения электрогенератора. Вот почему именно следующее определение часто используется в литературе (несмотря на свою ограниченность). Когенерация есть комбинированное производство электрической (или механической) и тепловой энергии из одного и того же первичного источника энергии.

Произведенная механическая энергия также может использоваться для поддержания работы вспомогательного оборудования, такого как компрессоры и насосы. Тепловая энергия может использоваться как для отопления, так и для охлаждения. Холод производится абсорбционным модулем, который может функционировать благодаря горячей воде, пару или горячим газам.

При эксплуатации традиционных (паровых) электростанций, в связи с технологическими особенностями процесса генерации энергии, большое количество выработанного тепла сбрасывается в атмосферу через конденсаторы пара, градирни и т.п. Большая часть этого тепла может быть утилизирована и использована для удовлетворения тепловых потребностей, это повышает эффективность с 30-50% для электростанции до 80-90% в системах когенерации.

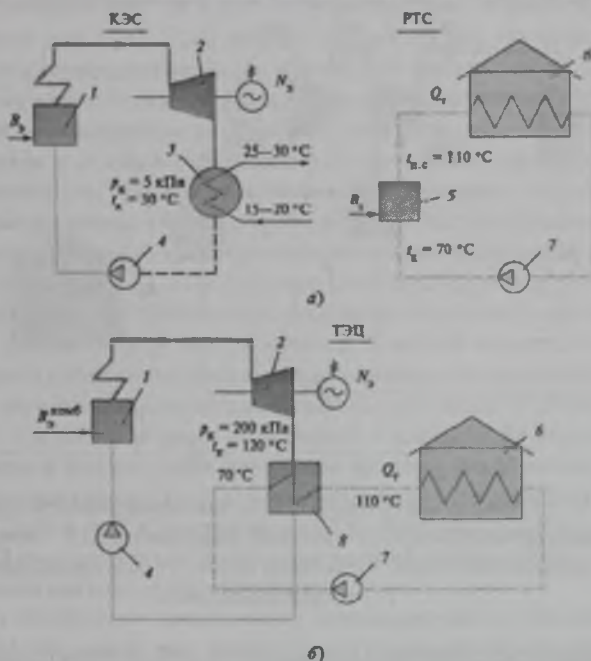


Рис. 1 - Схемы раздельной (а) и комбинированной (б) выработки тепла и электроэнергии:

- 1 – энергетический котел; 2 – паровая турбина; 3 – конденсатор;
 4 – питательный насос; 5 – водогрейный котел; 6 – потребитель тепла;
 7 – сетевой насос; 8 – сетевой подогреватель.

Приведенная на рис. 1, б простейшая теплофикационная ПТУ позволяет легко понять преимущество комбинированной выработки. Однако она имеет существенный недостаток: с ее помощью нельзя произвольно изменять соотношение между электрической $N_э$ и тепловой мощностью $Q_т$. Изменение любой из них приводит к автоматическому изменению другой и не всегда в соответствии с требованиями потребителей. Чаще всего ПТУ такого типа используют там, где требуется изменение по определенному графику только одного параметра, обычно тепловой нагрузки $Q_т$, а второй параметр – мощность, будет такой, «какой получится».

Для того, чтобы исключить этот недостаток, теплофикационную турбину выполняют с регулируемым отбором пара нужных параметров и с конденсацией пара в конце процесса расширения (рис. 1.1).

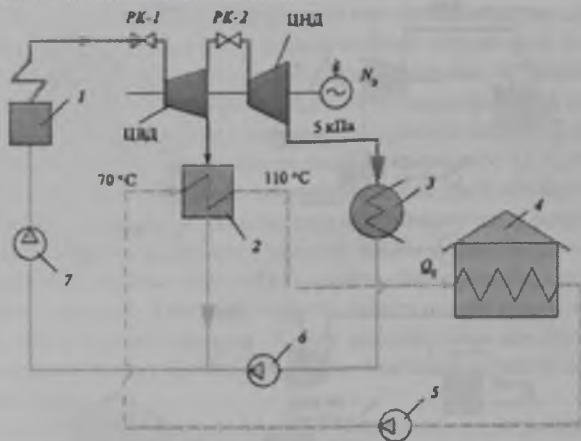


Рис. 1.1 - Схема отопительной ТЭЦ с теплофикационной турбиной:
 1 – энергетический котел; 2 – сетевой подогреватель; 3 – конденсатор;
 4 – потребитель тепла; 5 – сетевой насос; 6 – конденсатный насос;
 7 – питательный насос

С помощью регулирующих клапанов РК-1 и РК-2 соответственно перед ЦВД и ЦНД можно в широких пределах изменять независимо электрическую мощность и отпуск тепла. Если клапан РК-2 закрыть полностью и направить весь поступивший в турбину пар в сетевой подогреватель, то турбина будет работать как турбина с противодавлением и выгода от теплофикации будет максимальной. Так обычно работают теплофикационные турбины зимой, когда требуется много тепла. Если, наоборот, открыть полностью РК-2 и закрыть проток сетевой воды через сетевой подогреватель, турбина будет работать как конденсационная с максимальной потерей тепла в конденсаторе. Так обычно работают теплофикационные турбины летом.

Ясно, что экономичность работы турбоустановки с теплофикационной турбиной зависит от соотношения расходов пара в сетевой подогреватель и конденсатор: чем оно больше, тем больше экономия топлива.

Таким образом, теплофикация всегда приводит к экономии топлива, которая в масштабах всей России оценивается примерно в 15 %. Однако при этом следует помнить, что пар, идущий в сетевой подогреватель, вырабатывается энергетическим, а не простым водогрейным котлом. Для транспортировки пара нужны паропроводы большего диаметра на высокие, иногда сверхкритические параметры пара. Теплофикационная турбина и ее эксплуатация существенно сложнее, чем конденсационная. В конденсационном режиме теплофикационная турбина работает менее экономично, чем конденсационная.

Отметим еще одну важную, по существу, финансовую проблему, возникающую для ТЭЦ. ТЭЦ продает потребителям два вида энергии различной энергетической ценности: тепловую и электрическую, причем их потребители в общем случае – разные. Объективно существующая экономия топлива при комбинированной выработке электроэнергии и тепла должна быть разделена и учтена в себестоимости и цене на эти два вида энергии. Однако сделать это технически невозможно: и тепло, и электроэнергия вырабатываются общими котлом, турбиной и другим оборудованием ТЭЦ; далее, с одной стороны, без отпуска тепла из отборов турбины нет экономии топлива, с другой стороны она отсутствует и без выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Проблеме как разделить объективно существующую экономию топлива между электроэнергией и теплом, посвящены десятки (если не сотни) работ и единственным их окончательным результатом стало понимание того, что этого сделать нельзя. Начиная с плана ГОЭЛРО и вплоть до 1995 г., при распределении экономии от теплофикации использовался так называемый «физический» метод», по которому вся экономия топлива относилась на электроэнергию. При этом получалось, что расход условного топлива на 1 кВт·ч на ТЭЦ составлял 230–250 г/(кВт·ч), а на ГРЭС – 320–350 г/(кВт·ч). Это не результат более экономичной работы ТЭЦ, а способа распределения выгоды от теплофикации.

Теперь перейдем к показателям, характеризующим экономичность работы ТЭЦ. Мы знаем, что для этой цели используется один показатель – коэффициент полезного действия нетто (это, по существу, коэффициент полезного использования топлива) или эквивалентный ему удельный расход условного топлива. Необходимость только в одном показателе экономичности для конденсационной ТЭС связана с тем, что ТЭС отпускает только один вид энергии – электроэнергию.

ТЭЦ отпускает два вида энергии — электрическую и тепловую. Поэтому для оценки качества работы ТЭЦ необходимо иметь также два показателя.

Первым показателем является коэффициент полезного использования тепла топлива. Если у конденсационных ТЭС он не превышает 40 %, то для ТЭЦ он может достигать 85 % (а 15 % составляют потери с уходящими газами энергетических и водогрейных котлов, с конденсацией той части пара, которая проходит в конденсатор, собственные нужды).

Вторым показателем является выработка электроэнергии на тепловом потреблении $s = N_e / Q_t$. Ясно, что если, например, две ТЭЦ отпускают одинаковое количество тепла Q_t и имеют одинаковый коэффициент использования топлива, то из них лучше та, которая отпускает больше электроэнергии. Эти два показателя полностью характеризуют экономичность работы ТЭЦ.

Технология производства электроэнергии на конденсационной ТЭС и ТЭЦ практически не отличаются, мало того, когда ТЭЦ не отпускает тепла (например, летом или сразу же после ввода в эксплуатацию, когда тепловые сети еще не готовы), она работает просто как конденсационная ТЭС. Главное отличие ТЭЦ от ТЭС состоит в наличии на ТЭЦ водонагревательной (теплофикационной) сетевой установки. Остывшая в теплоприемниках тепловой сети обратная сетевая вода поступает к сетевым насосам подъема СН-1. Насосы повышают давление сетевой воды, исключая ее закипание при нагреве в сетевых и обеспечивая ее прокачку через сетевые подогреватели. Из сетевого насоса СН-1 сетевая вода последовательно проходит через трубную систему сетевых подогревателей СП-1 и СП-2. Нагрев сетевой воды в них осуществляется теплотой конденсации пара, отбираемого из двух отборов паровой турбины. Отбор пара осуществляется при таких давлениях, чтобы температура его конденсации в сетевом подогревателе была достаточной для нагрева сетевой воды.

Нагретая в СП-1 и СП-2 сетевая вода поступает к сетевым насосам II подъема, которые подают ее в пиковый водогрейный котел ПВК и обеспечивают ее прокачку через всю или часть (до теплонасосной станции) тепловой сети. Для нагрева сетевой воды в ПВК в него от ГРП подается газ, а от дутьевого вентилятора – воздух. Нагретая до требуемой температуры сетевая вода (прямая) подается в магистраль прямой сетевой воды и из него – тепловым потребителям.

Второе существенное отличие турбоустановки отопительной ТЭЦ от ТЭС состоит в использовании не конденсационной, а теплофикационной паровой турбины – турбины, позволяющей выполнять большие регулируемые отборы пара на сетевые подогреватели, регулируя их давление (т.е. нагрев сетевой воды и ее расход).

На современных ТЭЦ для нагрева сетевой воды обычно используются два сетевых подогревателя, через которые нагреваемая сетевая вода проходит последовательно. Сначала она поступает в «нижний» подогреватель СП-1, в который поступает пар «ниже по течению» в турбине, т.е. при меньшем давлении, а затем в «верхний» сетевой подогреватель СП-2, в который поступает пар с большим давлением. При работе двух сетевых подогревателей реализуется *двухступенчатый нагрев сетевой воды*, который более экономичен, чем одноступенчатый (т.е. с использованием только одного сетевого подогревателя – верхнего). Обратная сетевая вода из магистральных трубопроводов различных районов города подается в один или несколько стационарных коллекторов 9 обратной сетевой воды. Из этого коллектора питаются все водонагревательные установки ТЭЦ, каждая из которых работает от своей турбины. В конечном счете, все водонагревательные установки работают на один или несколько напорных коллекторов 7 прямой сетевой воды, откуда она разводится на отопление районов города.

Сетевая вода из магистрали обратной сетевой воды ТЭЦ сетевыми насосами СН-I первого подъема подается к нижнему сетевому подогревателю СП-1, который питается паром из выходного патрубка ЦВД (это нижний теплофикационный отбор). В некоторых режимах сетевую воду можно предварительно подогреть в так называемом *встроенном пучке* конденсатора.

Конденсатор теплофикационной турбины отличается от конденсатора турбины конденсационной тем, что в нем выделено определенное количество охлаждающих трубок с отдельным подводом и отводом охлаждающей (или нагреваемой) воды. В зимний период, когда требуется большое количество тепла, регулирующий клапан перед ЦНД турбины закрывают почти полностью, для того чтобы почти весь поступающий в турбину пар направить в сетевые подогреватели. Однако для того, чтобы рабочие лопатки ЦНД не разогрелись до недопустимой температуры от трения о неподвижную плотную паровую среду, через ЦНД пропускают небольшое количество пара. Во встроенный пучок подают небольшое количество сетевой или *подпиточной воды теплосети*, а в трубки основного трубного пучка циркуляционная охлаждающая вода не подается. Конденсирующийся на трубках встроенного пучка пар передает свое тепло конденсации сетевой воде. Конденсатор в таком режиме работает как подогреватель сетевой воды.

После СП-1, если температура сетевой воды соответствует требованию температурного графика тепловой сети, то она через байпасные линии (через задвижку) сетевыми насосами СН-II второго подъема направляется в напорную магистраль прямой сетевой воды ТЭЦ. Если нагрев воды недостаточен, то сетевая вода подается в СП-2, обогреваемый паром с большим давлением и соответственно с более высокой температурой конденсации. В большинстве случаев сетевая вода, пройдя через оба подогревателя, нагреется до 100 – 110 °С. Поэтому при необходимости иметь еще более высокую температуру сетевой воды, например, в очень холодное время, ее после нагрева в двух подогревателях направляют в ПВК. В нем сжигается дополнительное топливо, и вода нагревается до 140 – 200 °С в соответствии с потребностями конкретного теплового графика.

Паропроводы отопительных отборов подают пар из турбины в подогреватели. Главное требование к ним – малое гидравлическое сопротивление. Поэтому их выполняют большим числом (обычно 1–4), большого диаметра (вплоть до 1300 мм), минимальной протяженности (сетевые подогреватели размещают прямо под турбиной) и с минимальным количеством арматуры. Конденсат греющего пара СП-2 по каскадной схеме сбрасывается в СП-1, а из него с помощью сливного насоса он закачивается в систему регенерации.

К сожалению, в тепловых сетях теряется определенное количество сетевой воды. Поэтому на ТЭЦ устанавливается специальная *подпиточная установка теплотети*. Сырая вода из сливного водовода конденсатора группой параллельных насосов подается к химводоочистке ХВО, а из нее – в специальный вакуумный (или атмосферный) деаэрактор. Греющей средой в деаэракторе является сетевая вода, нагретая в СП-1 и СП-2. Поскольку давление сетевой воды составляет 0,8 МПа, а температура – 60–100 °С, то при ее подаче в деаэрактор, находящийся под вакуумом, она вскипает. Образующийся пар нагревает химически очищенную воду до температуры насыщения, при которой выделяются растворенные газы. Затем очищенная и деаэрированная вода подпиточными насосами подается в коллектор обратной сетевой воды ТЭЦ, к которому параллельно подсоединяются подпиточные установки, описанные выше.

В заключении можно сказать, что Производство энергии – главный источник загрязнения. Когенерация, используя первичное топливо в два-три раза эффективней традиционной энергетики, снижает выбросы загрязняющих веществ (оксида азота, двуокиси серы и летучих органических соединений) в 2-3 раза, в зависимости от конкретного случая.

В настоящее время, электростанции ответственны за 2/3 суммарных национальных выбросов двуокиси серы (SO_2), 1/4 окиси азота (NO_x), 1/3 ртути (Hg) и 1/3 выбросов двуокиси углерода (CO_2), основного парникового газа. Эмиссии способствуют усугублению серьезных экологических проблем, включая глобальное изменение климата, кислотные дожди, смог, загрязнение водных артерий и эвтрофикации важнейших водоемов (процесса, при котором образуется переизбыток питательных веществ, что приводит к быстрому росту водных растений и подавлению других форм жизни, а также избыточному образованию ила). Те же самые эмиссии вносят свою лепту в многочисленные проблемы со здоровьем.

Системы когенерации могут быть особенно полезны в районах, где развитие ограничено вследствие экологических ограничений.

Павлодарский государственный университет
имени С. Торайгырова, г. Павлодар.
Материал поступил в редакцию 22.04.13.

А. С. Шахметов, В. А. Глазырин, В. А. Серебряков, А. А. Алигожин
Энергия өндіруге кыныстырылган күйінде энергияны үнемдеу

С. Торайгыров атындагы
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.
Материал 22.04.13 редакцияға түсті.

A. S. Shayakhmetov, V. A. Glazyrin, V. A. Serebryakov, A. A. Aligozhin

Energy-savings at the combined development of energy

Pavlodar State University
named after S. Toraigyrov, Pavlodar.

Material received on 22.04.13.

Осы жұмыста энергия өндіруге қиыстырылған күйінде энергияны зерттейді.

In this work energy saving at the combined development of energy is considered.