



Энергоёмкость энергии ТЭЦ.

Часть 1

Цель этой статьи — на конкретных численных примерах, доступным языком, «без интегралов» и наукообразной риторики рассказать о ряде важных для всех нас вещей. Первая из них — понятие энергоёмкости тепловой и электрической энергии ТЭЦ. Вторая — семь уровней мышления о сути «энергоёмкости комбинированной энергии ТЭЦ». Третья — природа ошибок политического регулирования наших финансовых ведомств, формирующих тарифную политику ТЭЦ. И, наконец, четвёртая — необходимость довести до специалистов-теплоэнергетиков, до регуляторов энергетической и тарифной политики России природу и суть научно обоснованных методов расчёта энергоёмкости тепловой и электрической энергии ТЭЦ. Сегодня мы публикуем первую часть этого материала.

Авторы: А.Б. БОГДАНОВ, аналитик-технолог теплоэнергетики России, главный инженер проекта ООО «Техносканер» (г. Омск); О.А. БОГДАНОВА, ведущий инженер АО «Ленводоканалпроект» (г. Санкт-Петербург)

Раздел 1. Уровень мышления первый – философия энергоёмкости энергии $\dot{E}_{3ф}$

Введение в понятие «энергоёмкость энергии»

Немного необычного. Что такое энергоёмкость энергии — $\dot{E}_э$, $\dot{E}_{ээ}$, $\dot{E}_{тэ}$? На первый взгляд, энергоёмкость энергии — это что-то новое, странное и непривычное для слуха словосочетание типа «маслоёмкость масла»... Но, однако, при оценке качества масла мы легко определяем качество маслоёмкости масла с помощью обычного показателя — процента жирности масла. Поэтому параллель с энергетикой вполне уместна.

Энергоёмкость энергии — величина потребления первичного топлива на основные и вспомогательные технологические процессы на базе заданной технологической системы.

Конкретно, для большой энергетики энергоёмкость (далее ёмкость \dot{E}) энергии — расход энергии в виде дополнительного расхода первичного топлива, необходимый на всех стадиях преобразования: производства, транспорта, распределения, потребления электрической или тепловой энергии конечным потребителем. Например, для электроэнергетики:

$$\dot{E}_{ээ} = \dot{E}_{ээТЭЦ} + \dot{E}_{ээ110кВ} + \dot{E}_{ээ10кВ} + \dot{E}_{ээ0,4кВ}, \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч};$$

□ для тепловой энергии:

$$\dot{E}_{тэ} = \dot{E}_{тэТЭЦ} + \dot{E}_{тэмагТС} + \dot{E}_{тэквартТС} + \dot{E}_{тэЖКХ}, \text{ кг у.т./Гкал},$$

где $\dot{E}_{ээТЭС}$, $\dot{E}_{ээТЭЦ}$, $\dot{E}_{ээГРЭС}$, $\dot{E}_{ээГЭС}$, $\dot{E}_{ээАЭС}$ и $\dot{E}_{ээПГУТЭС}$ — энергоёмкости (здесь и далее ёмкость \dot{E}) производства одной единицы электроэнергии непосредственно на источнике электроэнергии; $\dot{E}_{ээ50кВ}$, $\dot{E}_{ээ110кВ}$, $\dot{E}_{ээ35кВ}$, $\dot{E}_{ээ10кВ}$ и $\dot{E}_{ээ0,4кВ}$ — энергоёмкость транспорта одной единицы электроэнергии по электрическим магистральным, воздушным, распределительным, кабельным, домовым сетям высоко-, среднего и низкого напряжения; $\dot{E}_{тэжот}$, $\dot{E}_{тэТЭЦ}$, $\dot{E}_{тэГРЭС}$, $\dot{E}_{тэТН}$, $\dot{E}_{тэакк}$ и $\dot{E}_{тэПГУТЭС}$ — энергоёмкость производства одной единицы тепловой энергии непосредственно на источнике электроэнергии (котельной,

ТЭЦ, ГРЭС, тепловой насос, аккумулятор и т.д.); $\dot{E}_{тэмагТС}$, $\dot{E}_{тэквартТС}$ и $\dot{E}_{тэЖКХ}$ — энергоёмкость транспорта одной единицы тепловой энергии по магистральным, распределительным, квартальным, ЖКХ паровым и тепловым сетям.

Однако же, в отличие от обычного «школьного» понятия в виде равенства «физического эквивалента» энергии (то есть $1 \text{ МВт}\cdot\text{ч} = 0,86 \text{ Гкал} = 123 \text{ кг у.т.}$), существует понятие энергоёмкости в виде расхода первичного топлива, необходимого для производства равного количества энергии, с учётом КПД преобразования энергии первичного вида — топлива (гидроэнергии, ядерной, химической энергии) — в энергию вторичного вида (электроэнергию, тепловую энергию). Различие понятий «физического эквивалента» и энергоёмкости энергии может достигать двух- и десятикратного значения, и даже до 35 крат, как например, на электрических подстанциях федеральной сетевой компании.

Энергоёмкость энергии — величина потребления первичного топлива на основные и вспомогательные технологические процессы на базе заданной технологической системы

Приведём пример. Для производства $1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ электроэнергии с КПД = 36% требуется топлива:

$$123 / (0,36) = 342 \text{ кг у.т./МВт}\cdot\text{ч}_{ээ}.$$

Для производства равного количества тепловой энергии $1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ с КПД = 90% требуется: $123 / 0,9 = 136,5 \text{ кг у.т./МВт}\cdot\text{ч}_{тэ}$ ($136,5 / 0,86 = 158,7 \text{ кг у.т./Гкал}$).

Введение понятия «энергоёмкость энергии» $\dot{E}_э$ наглядно и однозначно показывает, что для производства равного количества вторичного вида «электрической» энергии требуется расхода топлива в $342 / 136,5 = 2,5$ раза больше, чем для производства вторичного вида «тепловой» энергии!

❖ Ценность (качество) источника тепла с температурой

табл. 1

Решение УР-1.1	Перепад температуры с наружным воздухом	Энергоёмкость тепла (воды) с температурой $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$
Зима, на улице $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta t = 40 - (-40) = +80\text{ }^{\circ}\text{C}$	Зимой вода с температурой $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ — это абсолютно высококачественный ценный продукт с реальной ценностью (энергоёмкостью) $\Delta t = +80\text{ }^{\circ}\text{C}$, который может обеспечить жизнь и процветание общества не только в части обеспечения нужд теплоснабжения, но и в некоторых технологиях выработки электроэнергии
Лето, на улице $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta t = 40 - (+40) = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$	Летом вода с температурой $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ — это абсолютно бесполезный энергетический продукт с нулевой ценностью (энергоёмкостью) $\Delta t = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$, который не годится даже для горячего теплоснабжения

❖ Потери тепла с продуктами сгорания отопительного котла

табл. 2

Решение УР-1.2	Перепад температур уходящих газов от котла и наружного воздуха	Потери тепла
Зима, на улице $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$	$120 - (-40) = +160\text{ }^{\circ}\text{C}$	Потери тепла (энергоёмкость) с горячим дымовыми газами по отношению к холодному воздуху, необходимому для горения топлива в котле
Лето, на улице $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$	$120 - (+40) = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$	Потери тепла (энергоёмкость) зимой составляют $160\text{ }^{\circ}\text{C}$, что в два раза выше, чем потери тепла летом $+80\text{ }^{\circ}\text{C}$

Рассмотрим ещё некоторые простые и наглядные примеры энергоёмкости. Сформируем из этих примеров подборку под условным названием «удивительное рядом» (УР).

Пример УР-1.1

Как изменяется ценность (качество) источника тепла с температурой $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$, показано в табл. 1. Поэтому ответ на приведённый пример такой.

Мы видим парадокс: отвлечённо о ценности источника тепла с температурой $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ сказать ничего нельзя. Всё зависит от состояний окружающей среды — от того количества топлива, которое надо затратить для нагрева. С одной стороны, вода $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ может быть абсолютно высококачественным высокоценным энергетическим продуктом с ценностью в виде определённого количества топлива (энергоёмкости) для нагрева на $\Delta t = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$, способным обеспечить процветание всего общества.

С другой стороны, $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ — это абсолютно бесполезный энергетический продукт с ценностью (энергоёмкости) в виде топлива для нагрева $\Delta t = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Пример УР-1.2. Качество потерь тепловой энергии от котла

Имеется котёл, который работает одинаково ровно, что зимой, что летом, с постоянной тепловой нагрузкой, и выбрасывает в окружающую среду дымовые газы с постоянной температурой уходящих газов $t_{yx} = 120\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Вопрос. Насколько качественно и экономично работает котёл зимой и летом? Или же ничего не изменяется, ведь все показатели работы котла неизменны?

Ответ на этот вроде бы очевидный вопрос опять надо искать в окружающей среде (табл. 2).

Ответ на УР-1.2: сразу же наглядно видно, что котёл теряет тепла с уходящими газами зимой в два раза больше, чем летом. Реально же только от фактора потерь тепла в окружающую среду $KPD_{\text{нетто}}$ котельной может меняться:

- летом на уровне 88% с расходом топлива $1000 / (7,0 \times 0,88) = 162,4\text{ кг у.т./Гкал}$;
- зимой на уровне 82% с расходом топлива $1000 / (7,0 \times 0,82) = 174,2\text{ кг у.т./Гкал}$.

Анергия — низкокачественная, непревращаемая часть энергии, перешедшая в тепло окружающей среды, такая как, например: тепло отработанного пара турбины ТЭС с температурой $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, энергия водяного потока ниже плотины ГЭС, тепло дымовых газов котлов, тепло сгоревшей спички и океана

Огромный диапазон изменения количества энергоёмкости тепловой энергии $\dot{E}_{TЭ}$ котельной находится в зависимости от температуры окружающей среды. Но, к великому сожалению, государственный регулятор энергетической и тарифной политики российской энергетики об этом даже не подозревает и в качестве примера рекламирует «альтернативные» котельные — с их фантастически нереальными годовыми удельными расходами топлива (энергоёмкостью) ниже $162,4\text{ кг у.т./Гкал}$.

Что бы как-то квалифицированно и качественно оценивать влияние температуры окружающей среды на качество тепловой и электрической энергии, ряд учёных предлагали ввести в регулирование энергетике ряд новых понятий, таких как: «энтропия» (Д.П. Гохштейн, 1951 год), «эксергия и анергия» (Я. Шаргут, Р. Петела,

1961 год, В.М. Бродянский, 1968 год), «работоспособность» (А. Андрищенко, 1956 год) и т.д. Однако государственный регулятор энергетики с 1950 года и до настоящего времени, игнорируя применение научных понятий в качестве обоснованной основы для развития национальной экономики энергетики, регулирует тарифы «по понятиям» политизированных и монополизированных ценностей отдельных слоёв общества.

Коротко приведём некоторые из научных понятий, игнорируемых регулятором.

Эксергия — высококачественная, легко превращаемая высококачественная часть энергии, такая, как, например, электроэнергия, солнечная энергия, энергия органического топлива, механическая энергия вращения ротора турбины, энергия излучения, потенциальная энергия водяного потока перед плотиной ГЭС и т.д. Главной особенностью эксергии является «относительная простота» превращения с одного вида в другие виды энергии. Эксергия может делать механическую работу (крутить вал турбины, приводить в движение поезд), передаваться на сотни и тысячи километров в виде солнечного луча.

Анергия — низкокачественная, непревращаемая часть энергии, перешедшая в тепло окружающей среды, такая как, например: тепло отработанного пара турбины ТЭС с температурой $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, энергия водяного потока ниже плотины ГЭС, тепло дымовых газов котлов, тепло сгоревшей спички, тепло океана, для превращения которой в другие (полезные), необходимые нам в данный момент виды энергии требуется затратить дополнительно часть эксергии. Каждый из читателей видел огромные клубы пара из градирен ТЭЦ, видел незамерзающие даже в сильные морозы на $40\text{--}60\text{ км}$ русла рек после крупных гидроэлектростанций. Всё это и есть анергия в чистом виде. Анергии — океан, бесконечно много, его малейшее изменение может вызвать шторм, залить водой или завалить снегом материк, но, например, поджарить шашлык, как это легко делает эксергия, ей не под силу.

Анергия отработанного пара турбин ТЭЦ, хотя в ней и содержится до $50\text{--}60\%$ сожжённого тепла топлива, уже не может совершать механическую работу — что-либо двигать. Энергия подчиняется закону сохранения энергии, но закона сохранения эксергии не существует. В итоге в замкнутой системе все виды «чистой», работоспособной, высококачественной эксергии превращаются в низкокачественную неиспользуемую анергию — тепло окружающей среды.

Пример УР-1.3. Чего не знают «альтернативные регуляторы» российской энергетики

Рассмотрим на примерах:

- ❑ энергия чистой «электроэнергии» — 100 % энергии = 100 % эксергии + 0 % анергии;
- ❑ энергия несгоревшего топлива — 100 % энергии = 100 % эксергии + 0 % анергии;
- ❑ энергия «сгоревшего топлива» непосредственно на ГРЭС — 100 % энергии = 39% эксергии + 61 % анергии;
- ❑ энергия отработанного пара турбины при температуре 20°C — 100 % энергии = 0 % эксергии + 100 % анергии;
- ❑ энергия «сгоревшего топлива» ТЭЦ при температуре 80°C — 100 % энергии = 32 % эксергии + 68 % анергии.

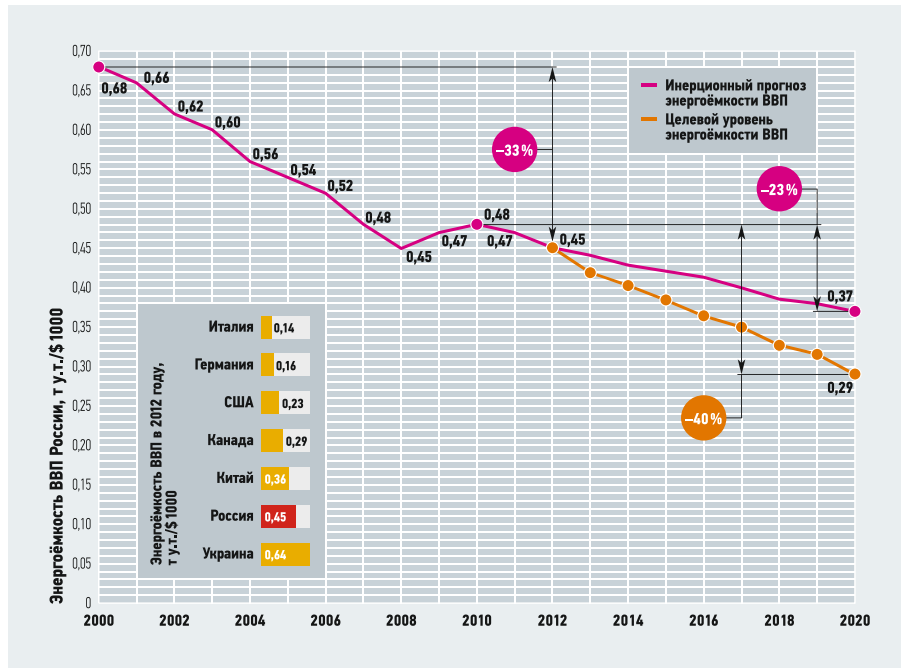
Пример УР-1.4. Понимание разницы эксергии и анергии при нагреве и охлаждении металлической гири

При анализе с применением физического эквивалента энергия, необходимая для нагрева гири от -200 до 0°C, равна энергии, которой требуется для охлаждения гири с +200 до 0°C.

Экономические показатели российской электроэнергетики и теплоэнергетики показывают, что энергоёмкость валового внутреннего продукта (ВВП) России находится на недопустимо высоком уровне. В какой-то мере это можно было бы объяснить суровыми климатическими условиями и большими расстояниями. Но это не самая главная причина

Но при анализе потребности первичного топлива для того, чтобы нагреть гирю прямым нагревом от спиртовки с 0 до +200°C, требуется эксергии (первичного топлива) не более чем на 20% больше (≥ 120%). При нагреве с помощью электрических ТЭНов энергии первичного топлива требуется в 2,9 раза больше (≥ 290%) Ну, а для того, чтобы с помощью криогенной техники охладить от 0 до -200°C, первичного топлива требуется в четыре раза больше (≥ 400%).

Парадокс: при формальном теплотехническом анализе с применением физического эквивалента «энергия нагрева» равна «энергии охлаждения». Однако же



•• Рис. 1.1. Динамика снижения энергоёмкости валового внутреннего продукта (ВВП) России

для реального « $\dot{E}_{эо}$ охлаждения с применением компрессоров» (первичного топлива) требуется примерно в четыре раза больше, чем « $\dot{E}_{тэ}$ нагрева»!

Разница (около 400 - 100 = 300%) — это отводимое в окружающую среду тепло первичного топлива ГРЭС в виде анергии и отводимое тепло криогенного компрессора в виде анергии.

Топ-менеджеры, регуляторы монополии большой электроэнергетики этого и близко не знают. И не учитывают при разработке энергетической и тарифной политики российской энергетики.

Экономические показатели российской электроэнергетики и теплоэнергетики показывают, что энергоёмкость валового внутреннего продукта (ВВП) России находится на недопустимо высоком уровне. Цель данной статьи — постараться на конкретных примерах, относительно доступными языком, «без интегралов» и научнообразной риторике, довести до специалистов теплоэнергетиков, до регуляторов энергетической и тарифной политики суть методов расчёта энергоёмкости электрической и тепловой энергии, расчёта технико-экономических показателей работы ТЭЦ.



1. Крайне высокая энергоёмкость валового внутреннего продукта (ВВП) России в какой-то мере можно было бы объяснить суровыми климатическими условиями и большими расстояниями. Но это не самая главная причина. Так, например, энергоёмкость ВВП России (0,45 т у.т./\$ 1000) в полтора раза выше энергоёмкости Канады со схожими климатическими условиями (0,29 т у.т./\$ 1000), и в два-три раза выше энергоёмкости передовых западных стран (рис. 1.1).

2. Высокую энергоёмкость ВВП России также можно объяснить крайне низкой стоимостью первичных энергоресурсов в России. Существующая тарифная политика регуляторов российской энергетики, направленная на занижение цены газа в 7,6 раза и на занижение цены на электроэнергию в четыре раза от среднеевропейских цен, делает абсолютно непривлекательными любые инвестиционные проекты внедрения топливосберегающих технологий: строительство магистральных теплотрасс, тепловых насосов, сезонных аккумуляторов тепловой энергии. Так, в 2016 году цена на газ в России (83,6\$/1000 м³) была ниже средней по Европе (639\$/1000 м³) в 7,6 раз, а цена на электроэнергию в России [2,8 руб/(кВт·ч)] была ниже средней по Европейскому союзу [11,1 руб/(кВт·ч)] в четыре раза. Из 42 европейских стран только на Украине и в Казахстане газ и электроэнергия дешевле, чем у нас в России.

Да, низкая стоимость энергетических ресурсов действительно не стимулирует заниматься энергосбережением. Гораздо проще и дешевле поставить недорогой водогрейный «котелок» и отапливаться дешёвым природным газом, чем устанавливать сезонные грунтовые аккумуля-

ляторы тепловой энергии с тепловыми насосами — даже с бесплатным теплом грунта, окружающей среды, водяных стоков, водоёмов и т.д.

3. Но, как это не парадоксально, самой главной причиной высокой энергоёмкости ВВП России является крайне неэффективное, формальное и безответственное государственное регулирование энергетической и тарифной политики Российской Федерации, основанное на так называемом «физическом методе 1950 года» и впоследствии на слегка доработанном методе «альтернативной котельной 2017 года».

4. Решая политические задачи и идя на поводу требований монополии федеральной электроэнергетики, регулятор энергетической и тарифной политики РФ отказался от применения обоснованных физических законов в теплоэнергетике. Вместо этого регулятор отказался применить техническую отчётность на основе физических и термодинамических законов и навязал российской энергетике статистическую отчётность по удельным расходам топлива (УРУТ) на электроэнергию и тепловую энергию от ТЭЦ по форме 6-тп (3-тех, 15506), основанной на псевдопоказателях, нормативных удельных расходов (НУР) топлива ТЭЦ и ГРЭС.

Как показывает практика, анализ показатели работы конденсационной ГРЭС, производящей только электрическую энергию, и анализ показателей работы котельных, которые производят только тепловую энергию, никаких принципиальных возражений не вызывают.

Но именно показатели работы ТЭЦ, работающих по так называемому «теплофикационному циклу» и производящих комбинированную (тепловую + электрическую) энергию, вот уже более 67 лет вызывают жаркие споры.

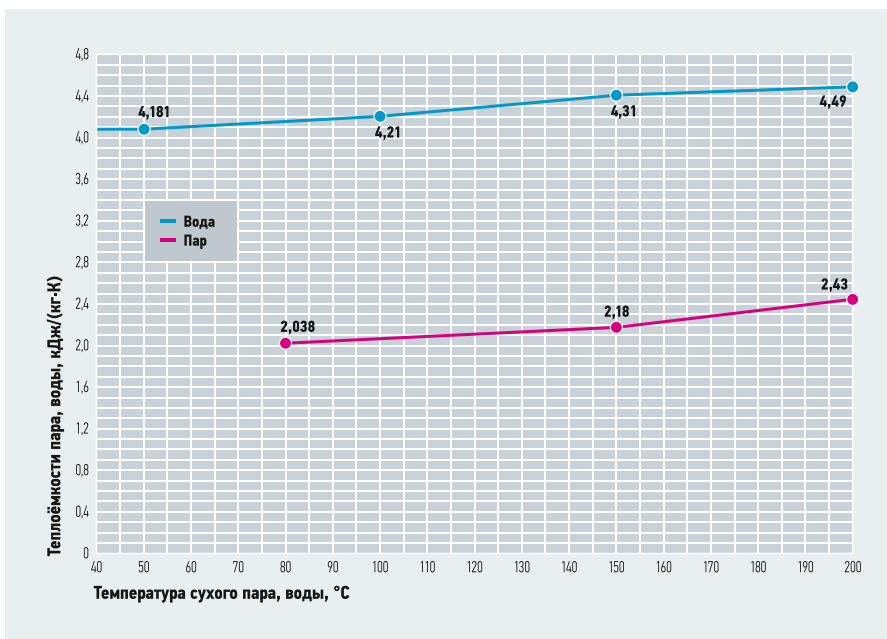
Особенность производства электрической энергии на современных ГРЭС и ТЭЦ заключается в том, что при выработке электроэнергии в паровых турбинах необходимо отводить до 60 % тепла в виде тёплой воды в окружающую среду. Так как тёплая вода тепловых сетей (и особенно водяной пар с температурой 35–40 °С) из-за низкого потенциала, огромных размеров теплообменников и дороговизны дальнего транспорта практически не имеют ценности товарного продукта, то ТЭЦ и ГРЭС повсеместно выбрасывают её в окружающую среду либо в атмосферу от градирен, либо в водоём с температурой до 50,1 °С. Это огромное количество тепловой энергии. Именно из-за отсутствия (недостатка) теплового потребителя все ГРЭС и ТЭЦ вынуждены выбрасывать до 60 % тепла первичного топлива в окружающую среду с температурой 30–50 °С.

Именно из-за отсутствия адекватной технической и тарифной политики в нашей энергетике отсутствуют инвестиционно-привлекательные условия для внедрения новейших технологий топливосбережения, таких как: низкотемпературные тепловые насосы, сезонные грунтовые аккумуляторы тепла для низкотемпературного зимнего отопления и аккумулялирования холода для кондиционирования в летний период холодоснабжения и т.д.

Казалась бы, низкопотенциальное тепло с температурой 20–40 °С у нас в России, «стране холода», должно быть безусловно востребовано — так же, как и в западных странах с эффективной энергетической политикой. Так, например, в Канаде с климатом этой страны, схожим с нашим сибирским, уже с 2007 года применяют новейшие технологии теплоснабжения с солнечными коллекторами без сжигания топлива, о которых российский регулятор знать не знает.

Раздел 2. Теплотехнический расчёт экономии первичного топлива при использовании низкопотенциального тепла в паре температурой 40 °С в сравнении с «альтернативной котельной»

Назначение данного раздела — дать первичные знания теплотехники об уникальных свойствах воды и водяного пара. Именно эти первичные знания доступны для понимания всем тем, кто честно изучал школьную программу по физике. Они могут стать фундаментом к пониманию ценности низкопотенциального тепла в виде пара с температурой 20–40 °С по сравнению с водяным отоплением от так называемой «альтернативной котельной».



•• Рис. 2.1. Теплоёмкость пара в два раза меньше теплоёмкости воды

Пример УР-2.1. Разница в нагреве в 2,5 раза

Анализ теплотехнических свойств воды и водяного пара (данные табл. 1 [1]) наглядно показывает, что для нагрева 1 кг насыщенного пара от 40 до 115 °С требуется тепла в 2,52 раза меньше, чем при нагреве 1 кг воды от 40 до 115 °С.

1. Для того чтобы нагреть 1 кг воды от 40 °С до 115 °С, требуется:

$$\Delta h' = h'_{115} - h'_{40} = 482 - 167 = 315 \text{ кДж/кг.}$$

2. Для того чтобы нагреть 1 кг пара от 40 °С до 115 °С, требуется:

$$\Delta h'' = h''_{115} - h''_{40} = 2699 - 2574 = 125 \text{ кДж/кг.}$$

где h''_{40} и h''_{115} (равные 167 и 482 кДж/кг, соответственно) — это удельная энтальпия кипящей воды при температуре насыщения 40 °С и 115 °С; h'_{40} и h'_{115} (равное 2574 и 2699 кДж/кг) — это удельная энтальпия сухого насыщенного пара при температуре насыщения 40 °С и 115 °С.

На первый взгляд, может показаться странным — ну что полезного можно извлечь из этого уникального свойства пара? Но именно это свойство водяного пара позволяет значительно, в 2,5 или даже в четыре-восемь раз сократить потребность в первичном топливе при нагреве низкопотенциального пара 20–40 °С до потребительского на рынке значения 60–150 °С (рис. 2.3 и 3.3).

Пример УР-2.2. Разница в охлаждении с конденсацией в восемь раз

Анализ данных табл. 1 [1] наглядно показывает, что количество тепла, выделяемого при охлаждении насыщенного пара с конденсацией 1 кг пара от 115 °С до воды

с температурой 40 °С, в 8,04 раз больше, чем при охлаждении 1 кг воды от 115 °С до 40 °С.

1. При охлаждении 1 кг воды от 115 °С до 40 °С выделяется тепло:

$$\Delta h'' = h''_{115} - h''_{40} = 482 - 167 = 315 \text{ кДж/кг.}$$

2. При конденсации 1 кг пара насыщенного пара с постоянной температурой 115 °С и с последующим охлаждением конденсата от 115 °С до 40 °С выделяется тепло:

$$\Delta h = 2699 - 167 = 2532 \text{ кДж/кг.}$$

3. Коэффициент трансформации тепла (отводимое тепло к подводимому теплу):

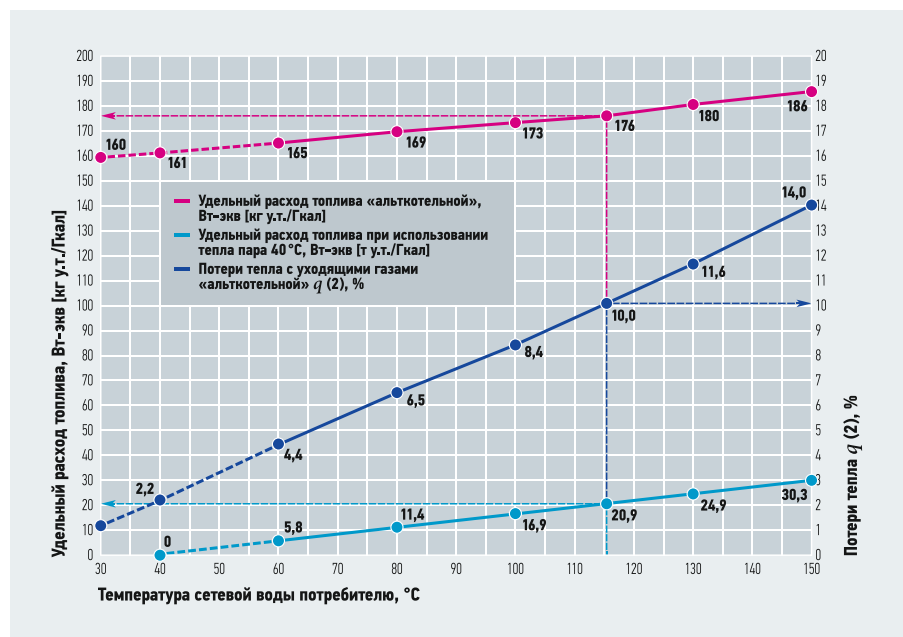
$$K_{\text{тр}} = 2532/315 = 8,04.$$

Именно это свойство водяного пара является главной «изюминкой», позволяющей использовать скрытую теплоту парообразования низкопотенциального пара 20–40 °С для нагрева бесплатного «сухого» пара, которое выбрасывается в окружающую среду от паровых турбин ТЭЦ и ГРЭС.

Пример УР-2.3. Экономия первичного топлива при использовании пара 40 °С

Снижение потребности первичного топлива (энергоёмкости) за счёт использования скрытой теплоты парообразования при охлаждении пара с температурой 115 °С с конденсацией и последующем охлаждении до 40 °С в бойлере против нагрева в «альтернативной котельной» от 40 до 115 °С.

Изменение удельного расхода топлива \dot{E}_T для «альтернативной котельной» приведено на рис. 2.3. Удельный расход топлива зависит от таких факторов, как температура наружного воздуха, уходящих



•• Рис. 2.3. Удельный расход топлива, потери тепла с уходящими газами «альтернативной котельной» в зависимости от температуры сетевой воды

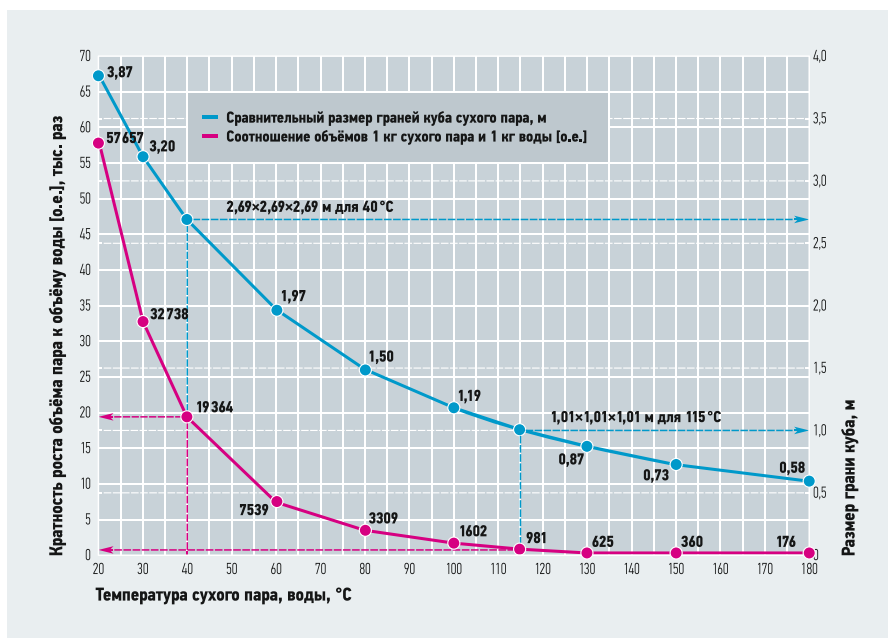


Рис. 2.4. Сравнение размера грани «куба пара» (в \times ш \times г, м), получаемого при превращении из «куба воды» размером $10 \times 10 \times 10$ см

газов, сетевой воды, избытков воздуха, собственных нужд на электроэнергию и т.д. Это комплексный и сложный график, построение которого выходит далеко за рамки данной статьи, поэтому «школьникам» и даже слегка подготовленным «аудиторам» и «регуляторам энергетики» он пока недоступен.

Нужна специальная подготовка, нужно учиться и учиться! Поэтому приведём только итоговые выводы:

1. Чем ниже температура теплоносителя от котла, отдаваемая потребителю, тем ниже удельный расход топлива $\dot{E}_{\text{тз}}$. Но ниже 161 кг у.т./Гкал он в принципе недоступен. И если какой-либо менеджер известной котельной фирмы заявляет о «суперэкономичности котлов с КПД выше 88–90%», он просто не владеет всем комплексом вопросов климатотехники, тепловой схемы производства, транспорта и распределения тепла. Но менеджера ещё понять можно — это его работа, а регулятора тарифной политики понять и простить за его неквалифицированный труд нельзя!

2. Реальный удельный расход топлива на тепло находится на уровне 169–176 кг у.т./Гкал, и, чем холоднее наружный воздух и выше температура уходящих газов, тем выше удельный расход топлива — вплоть до 186 кг у.т./Гкал.

3. Расход топлива на подогрев пара от 40°C до температуры 115°C (правильнее сказать «недоохлаждение» от 115°C до 40°C) составляет не выше 20,9 кг у.т./Гкал. В процентном отношении он не выше 11,9–16,3% от количества тепла, от данного конечному потребителю:

- для 40°C это $0/161 = 0,0\%$ (топлива на подогрев пара вообще не требуется!);
- для 60°C это $5,8/165 = 3,5\%$;

- для 100°C это $16,9/173 = 9,8\%$;
- для 115°C это $20,9/176 = 11,9\%$;
- для 150°C это $30,3/186 = 16,3\%$.

При температуре теплоносителя к потребителю тепла, равной 40°C, топливная составляющая $\dot{E}_{\text{тз}}$ в тарифе на тепло вообще становится равной нулю, то есть мы получаем его бесплатно!

Изменение удельного расхода топлива для «альтернативной котельной» приведено на рис. 2.3. Удельный расход топлива зависит от таких факторов, как температура наружного воздуха, уходящих газов, сетевой воды, избытков воздуха, собственных нужд на электроэнергию и т.д. Это комплексный и сложный график, построение которого выходит далеко за рамки данной статьи



Пример УР-2.4. Почему же пар с температурой 40°C не используют для нагрева помещений?

Почему же удивительные свойства пара с температурой 40°C, где в принципе не требуется топлива, не используются для нагрева помещений, где достаточно 20–25°C? Ответ: рассмотрим свойства водяного пара при температурах 20–40°C (данные табл. 1 [1]):

1. Один объём воды при нагревании и кипении при температуре 115°C расширяется в 981 раз! Из «куба воды» размеров $10 \times 10 \times 10$ см при температуре 115°C и избыточном давлении 0,692 ати получается «куб сухого пара» размером $1,01 \times 1,01 \times 1,01$ м (рис. 2.4).

2. Один объём воды при нагревании и кипении при температуре 40°C расширяется в 19 384 раз! Из «куба воды» размеров $10 \times 10 \times 10$ см при очень глубоком вакууме ($-0,926$ ати) при температуре 40°C получается огромный «куб сухого пара» размером $2,69 \times 2,69 \times 2,69$ м!

3. Разница в объёмах пара и воды при низких температурах 40–20°C колоссальна и составляет 19–38 тыс. раз! Огромные объёмы отработанного пара означают большие размеры паропроводов и теплообменников, и, следовательно, получается очень дорого по металлоёмкости! Такие высокоэффективные технологии, с глубоким вакуумом отработанного пара, с теплообменниками огромных размеров могут позволить только высокоэффективные ТЭЦ и ГРЭС высокого давления, где расстояние от турбин до больших теплообменников не более 1–2 м.

4. Именно огромный удельный объём отработанного пара является главным недостатком водяного пара как рабочего тела для теплообмена, не позволяющим использовать низкие и отрицательные температуры наружного воздуха для эффективной выработки электроэнергии.



Для того чтобы значительно сократить размеры оборудования и использовать возможность низкотемпературного оборудования, разработаны и частично внедрялись так называемые «неводные пары» в энергомашиностроении [3], бинарные и тринарные циклы с низкокипящим веществом, органические рабочие циклы (ОРЦ) с применением в качестве рабочего тела ртути, органических веществ и т.д. Подробнее об этом можно будет прочитать в разделе «Новейшие технологии топливосбережения в энергетике» (будет опубликован к концу 2018 года).

Пример УР-2.5. Низкотемпературный пар как источник тепла для парового теплового насоса

Эффект превращения бросового низкотемпературного отработанного пара 40°C в товарный продукт (пар), а затем и в горячую воду (с температурой до 110°C) — это, по сути, паровой тепловой насос прямого действия (ПТН), давно (с 1940-х годов) известный и описанный как пароструйный эжектор [2].

Имея неограниченный источник низкопотенциального пара с температурой 40°C, выбрасываемого в окружающую среду, и имея относительно небольшие затраты тепла (первичного топлива) для нагрева пара от 40°C до температуры 115°C (внимание! «не охлаждения пара от 115°C до 40°C»), можно получить с 1 кг насыщенного пара в восемь раз больше тепла, чем при охлаждении с 1 кг кипящей воды с эффектом $2532/315 = 8,04$ раз! При этом с учётом недогрева до 5°C температуру сетевой воды потребителю можно поднять до уровня температуры конденсации пара около 110°C. Налицо эффект высокоэффективного парового теплового насоса

ПТН (пароструйного эжектора) с огромным коэффициентом трансформации тепла $K_{тр} \geq 8$ (вплоть до бесконечности) при температуре около 40°C!

К сожалению, это уникальное свойство водяного пара, как очевидное явление, никто не рассматривал при анализе тепловой схемы ТЭЦ в виде низкотемпературного теплового насоса прямого действия. Даже наоборот — в течение последних 20 лет повсеместно в России (Новосибирская ТЭЦ-4, ТЭЦ-28 «Мосэнерго», Омская ТЭЦ-3 и т.д.) и Белоруссии (Мозырская ТЭЦ) пытаются разработать проекты применения тепловых

Имея неограниченный источник низкопотенциального пара с температурой 40°C, выбрасываемого в окружающую среду, и имея относительно небольшие затраты тепла (первичного топлива) для нагрева пара от 40°C до температуры 115°C, можно получить с 1 кг насыщенного пара в восемь раз больше тепла, чем при охлаждении с 1 кг кипящей воды с эффектом $2532/315 = 8,04$ раз!

насосов непосредственно в тепловых схемах ТЭЦ и ГРЭС, АЭС. Не вникая в суть термодинамических процессов, происходящих в тепловой схеме ТЭЦ, не владея «графиком Россандера», не чувствуя «пальцами» уникальные свойства водяного пара, некоторые разработчики и изготовители тепловых насосов пытаются заменить явление теплового насоса прямого действия, паровой турбины ТЭЦ на

применение в тепловой схеме ТЭЦ — абсорбционных (компрессионных) тепловых насосов с дополнительной тройной трансформацией тепла. Это абсолютно тупиковое и бездарное направление развитие тепловой схемы ТЭЦ.

В работах [4–7] обо всём упомянутом рассказано более подробно.

Три условия, при которых можно рассматривать технологию парового теплового насоса (ПТН), в виде пароструйных эжекторов в промышленности:

1. Наличие источников низкотемпературного пара (20–60°C), тепло которых после технологического процесса (турбин, паровых молотов, компрессоров, теплообменников) отводится в окружающую среду (пруды-охладители, градирни).
2. Наличие постоянно действующего потребителя среднетемпературного тепла (60–115°C) либо наличие у заказчика желания применить технологию сезонного аккумулирования тепла в грунте и холода в грунте, как это делается за рубежом.
3. Наличие парового источника пара в качестве источника высокотемпературного пара с давлением 3–6 ата для парового теплового насоса (пароструйного эжектора).

Мы показали пять наглядных пунктов «удивительное рядом». Особого внимания заслуживают УР-2.1 и УР-2.2. Они нужны нам как опорный фундамент знаний о удивительных свойствах воды и водяного пара для дальнейшего понимания более сложных термодинамических процессов, происходящих в тепловой схеме паровых турбинах любых ТЭЦ и ГРЭС. ●

Продолжение следует.

1. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справ. — М.: МЭИ, 165 с.
2. Канаев А.А., Копп И.З. Неводные пары в энергомашиностроении. — М.: Машиностроение, 1973. 216 с.
3. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты. — М.: Энергоатомиздат, 1989. 351 с.
4. Девянин Д.Н., Пищиков С.И., Соколов Ю.Н. Разработка и испытание на ТЭЦ-28 ОАО «Мосэнерго» лабораторного стенда по апробации схем использования тепловых насосных установок в энергетике // Новости теплоснабжения, 2000. №1. [Электр. ресурс]. Режим доступа: rosteplo.ru.
5. Гершкович В.Ф., Литовченко А.К. Оценка эффективности использования в тепловом насосе тепла из обратного трубопровода тепловой сети при теплоснабжении от ТЭЦ // Новости теплоснабжения, 2011. №1(125). [Электр. ресурс]. Режим доступа: ntsn.ru.
6. Романюк В.Н. Абсорбционные тепловые насосы на ТЭЦ Белорусской ОЭС на примере Мозырской ТЭЦ // Энергия и менеджмент, 2005. №1(82). С. 4–11. [Электр. ресурс]. Режим доступа: web-energo.by. Дата обраб. 10.10.2017.
7. Богданов А.Б. Тепловым насосам не место на ТЭЦ: Доклад на панельн. дискус. «Государственная политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности на современном этапе» на III Всероссийском форуме «Энергоэффективная Россия 2017» от 10.06.2017. [Электр. ресурс]. Режим доступа: youtube.be/fNwtax0GH8?t=3062. Дата обраб. 19.07.2017.