

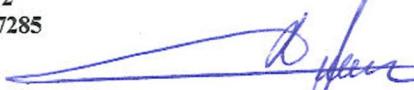


Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»

109044 г.Москва, Воронцовский пер., дом 2
Тел. (495) 912-1078, 912-5799, факс (495) 632-7285
E-mail: dtv@nts-ees.ru, <http://www.nts-ees.ru/>
ИНН 7717150757

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»,
член-корреспондент РАН,
д.т.н., профессор

 А.Ф. Дьяков

«10 » июня 2015 г.

г. Москва

03.06.2015 г.

ПРОТОКОЛ № 2

заседания секции «Экономика электроэнергетики» НП «НТС ЕЭС» по теме:
**«ТОПЛИВНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМБИНИРОВАННОЙ
ВЫРАБОТКИ ЭНЕРГИИ»**

Присутствовали:

- члены секции «Экономика электроэнергетики» НП «НТС ЕЭС»;
- сотрудники ОАО «Институт микроэкономики»;
- представитель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»;
- председатель подкомитета тарифной политики и
энергоэффективности ТПП РФ;
- ОАО «ЭНИН им Г.М. Кржижановского

С вступительным словом выступил председатель секции «Экономика электроэнергетики» НП «НТС ЕЭС», д.э.н., проф. А.И.Кузовкин. В своем выступлении он отметил, что проблеме как разделить объективно существующую экономию топлива между электроэнергией и теплом, посвящены десятки (если не сотни) работ и нет единого мнения, как это сделать. Дискуссии о методах решения этой проблемы продолжаются.

С докладом: «Топливная эффективность комбинированной выработки энергии» выступил к.т.н Г.В. Микулич

В своем докладе докладчик обратил внимание на кризисное состояние централизованной теплофикации в стране.

Корректное определение топливной эффективности - это застарелая проблема, которой более 75 лет. Последнее время она мешает развитию централизованной теплофикации в стране. Применяемая в настоящее время официальная методика разделения затрат топлива на производство

электрической и тепловой энергии препятствует объективной оценке возможностей централизованной теплофикации в стране.

В то же время никто не сомневается, что более эффективного с народохозяйственной точки зрения способа экономить топливо и снижать себестоимость и цены на тепло и электроэнергию, чем комбинированный способ, пока нет.

Физическая сущность процесса

В теплофикационных турбоустановках (ПТУ) осуществляется цикл Ренкина с использованием рабочего тела (воды) в двух агрегатных состояниях исключительно для преобразования тепловой энергии в работу и далее в электроэнергию (ЭЭ). При этом процесс преобразования совершенно одинаков, как в конденсационных, так и в теплофикационных ПТУ. Также одинаково и получение тепловой энергии путем сжигания топлива в парогенераторах. То есть, нет двух параллельных процессов, есть один последовательный процесс получения теплоэнергии (ТЭ) в парогенераторе и затем преобразование тепла в ЭЭ. Важно, что затраты топлива на получение ТЭ и затраты тепла (топлива) на получение ЭЭ в термодинамике (ТД) тоже известны давно. Это топливные эквиваленты:

для ТЭ $b_T = 143 \text{ кгут/Гкал}$

для ЭЭ $b_E = 123 \text{ гут/кВтч}$

Практически, с учетом кпд парогенератора, турбоустановки, потерь теплового потока и электромеханического кпд турбогенератора эти затраты составляют:

$$b_T = 143/n_{ky} = 143/0,93 = 154 \text{ кгут/Гкал}$$

$$b_E = 123/n_{Em} = 123/0,93 \cdot 0,9 \cdot 0,99 \cdot 0,98 \approx 152 \text{ гут/кВтч}$$

Эти минимальные значения затрат нельзя изменить никакими хитроумными методами, ибо они основаны на I законе ТД. И они не зависят от процесса в ПТУ, будь это конденсационная или теплофикационная установка, современная или устаревшая.

В связи с этим уместно заметить, что понятия теплофикационная или конденсационная выработка ЭЭ чисто условные. Так же как и «выработка на тепловом потреблении». Эти понятия имеют тот физический смысл, что определяют возможные максимальные и минимальные электрические нагрузки, зависящие от тепловой нагрузки. В конденсационных и теплофикационных ПТУ затраты тепла (топлива) непосредственно на выработку ЭЭ одинаковы.

На самом деле в проточной части турбины нет двух параллельных потоков рабочего тела. Есть только один, который определяет КПД цилиндров турбины, давление в отборах и температуру питательной воды. Реальные дополнительные затраты топлива при осуществлении цикла Ренкина связаны исключительно со вторым законом ТД. Преобразование тепловой энергии в работу может быть осуществлено только при наличии разности тепловых потенциалов рабочего тела.

Осуществить процесс получения работы можно только при наличии горячего источника (ГИ) (парогенератор) и холодного источника (ХИ) (конденсатор). Именно разные потери в ХИ определяют КПД цикла $\eta_{ц}$, эффективность процесса. Что и отличает теплофикационный процесс от конденсационного. Отличие теплофикационной установки от конденсационной заключается только в наличии у первой двух или трех ХИ с разными потенциалами рабочего тела в конце процесса. Суть теплофикационного процесса заключается не в уменьшении затрат, а в уменьшении потерь в цикле.

Существенным отличием теплофикационного процесса от конденсационного является использование потерь как второго полезного продукта (отпущенное тепло).

Итак, в теплофикационных установках нет двух параллельных процессов производства энергии. Есть только один – превращение ТЭ в ЭЭ. Это происходит в одной установке и одним рабочим телом. Делить нечего. Например, при раздельном способе используются две установки: ПТУ и котельная и два рабочих тела, одно в ПТУ и второе в котельной. Можно раздельный способ организовать и на ТЭЦ. ЭЭ вырабатывается в ПТУ, а ТЭ отпускается через РОУ. В этих случаях опять два рабочих тела, и уместно считать расходы топлива раздельно. Таким образом, на ТЭЦ ТЭ получаем в парогенераторе и расходы топлива на нее зависят только от КПД парогенератора. Изменить расходы топлива на единицу тепла уже невозможно никакими методами. А то, что потенциал ТЭ в конце процесса (энталпия) меньше, чем в начале не изменяет уже произведенных затрат на получение единицы ТЭ.

Аналогично с расходами топлива на получение единицы ЭЭ. Они зависят от КПД парогенератора, турбоустановки, потерь теплового потока и электромеханического КПД. Строго говоря они не зависят от того как используется отработанный пар.

Так сложилось, что энергетические характеристики теплофикационных ПТУ (диаграммы режимов) по аналогии с характеристиками конденсационных ПТУ учитывают потери в холодном источнике непосредственно в расходах на электромощность. Хотя на самом деле это самостоятельные расходы.

Энергетические характеристики разных типов ПТУ на самом деле зависимости:

Конденсационное ПТУ $Q_0 = f(N, Q_{хи})$

Теплофикационное ПТУ $Q_0 = f(N, Q_{отп}^T, Q_k, P_{отб})$

При этом $Q_{хи} = Q_{отп}^T + Q_k$, то есть $Q_{отп}^T$ уменьшает $Q_{хи}$

Определение топливной эффективности комбинированного процесса методами ТД

В ТД эффективность процесса определяется уровнем потерь в цикле. Поэтому корректная постановка задачи такова: «Определить топливную

эффективность теплофикационного процесса». И на этот вопрос ТД в общем виде тоже давно ответила, введя понятие коэффициента использования тепла топлива ($K_{ит}$)

$$K_{ит} = (0,86 N + Q_{отп}^T) / (B \cdot 7), \%$$

Недостатком $K_{ит}$ является то, что он определяет эффективность в относительных единицах, не определяя конкретно величины удельных расходов на единицу полезной продукции. Кроме того остается неясным как зависит $K_{ит}$ от совокупной продукции.

Попробуем ответить на эти вопросы.

Как было уже показано в теплофикационном процессе нет двух параллельных процессов, есть только один последовательный процесс получения тепла из топлива и его преобразование в ЭЭ. Но на выходе из теплофикационной установки получаем два полезных продукта. Второй продукт получается путем использования потерь, то есть из отходов производства, без специальных затрат топлива на него.

Как известно, КПД ТЭЦ состоит из:

$$\eta_{ТЭЦ} = \eta_{ку} \cdot \eta_{ту} \cdot \eta_{тп} \cdot \eta_{эм} \cdot \eta_{ц}$$

Практически все КПД, кроме КПД циклов одинаковы в конденсационных и теплофикационных ПТУ. И только КПД циклов, учитывающие уровень потерь в циклах, разные.

$$\eta_{ц} = (Q_0 - Q_{пот}) / Q_0, \%$$

Увеличение $\eta_{ц}$ в теплофикационном процессе достигается не дополнительными затратами топлива, а использованием потерь как второго полезного продукта. Топливо потрачено на совокупный полезный продукт. И единственным объективным показателем эффективности может быть только удельный расход топлива на единицу совокупной продукции.

$$B_{пр} = f(N + Q_{отп}^T) \text{ или } b_{пр} = B / (N + Q_{отп}^T), \text{ гут/кВтч}$$

Естественно, что слагаемые берутся в одинаковых единицах. Предлагается считать в МВт (МВт·ч). При этом $N_{отп} 1,163 \cdot Q_{отп}^T$, где $Q_{отп}^T$ в Гкал или Гкал/ч.

Важно и то, что увеличение электрической нагрузки N требует увеличения расхода топлива однозначно, в то время, как увеличение $Q_{отп}^T$ возможно путем уменьшения $Q_{хи}$ без дополнительных затрат топлива, то есть увеличение N увеличивает потери в ХИ, а увеличение $Q_{отп}^T$ – уменьшает. Эти два влияющие на эффективность теплофикационного процесса фактора взаимосвязаны и разнонаправлены. Результат определяет их соотношение $N/Q_{отп}^T$.

При этом $b_{пр}$ зависит не столько от суммы $N + Q_{отп}^T$, а от их отношения. Ибо сама сумма зависит от структуры составляющих.

Поэтому однозначно $b_{пр}$ зависит только от $K_3 = N / Q_{отп}^T$

Именно зависимость $b_{пр} = f(K_3)$ отражает физическую сущность теплофикационного процесса. Построенные на возможном диапазоне изменения K_3 зависимости однозначно определяют значения удельного расхода топлива на совокупную продукцию с точностью, примерно 98% - детерминированная зависимость.

Как видим, в такой постановке задача решается корректно и просто при минимуме исходной информации, без сложных вычислений, что исключает методические и вычислительные погрешности.

Влияние режимных, эксплуатационных, конструктивных и методических факторов на $b_{\text{пр}}$

Зависимость $b_{\text{пр}}=f(K_3)$ однозначно связана с влияющими на процесс факторами.

Расчеты, произведенные на эксплуатационных математических моделях 14 ТЭЦ Мосэнерго, позволили получить количественные оценки влияния различных факторов на топливную эффективность.

Подробно влияния рассмотрены в моих статьях в журналах «Вести в электроэнергетике», №3,4 за 2008 год. Главный фактор – это K_3 . Влияние нелинейно. Номинальные значения K_3 , определяемые установленными электрическими и тепловыми мощностями, составляет от 0,23 до 0,61. Практическое изменение коэффициента K_3 колеблется в пределах 0,5-5, при этом $b_{\text{пр}}$ изменяется в пределах от 145 до 400 гут/кВтч.

Главное влияние на значение K_3 и соответственно на снижение $b_{\text{пр}}$ оказывает величина тепловой нагрузки ТЭЦ. Анализ летних тепловых нагрузок московских ТЭЦ показал, что ТЭЦ с современным теплофикационным оборудованием ($P_0=240$ кг/см², $t_0=560^{\circ}\text{C}$) становятся конкурентными с современными ГРЭС уже при уровне тепловых нагрузок более 8% от $Q_{\text{ном}}$ (установленной). Для ТЭЦ с уровнем $P_0=130$ кг/см² эта граница передвигается к 15%.

В общем виде влияние остальных факторов составляет:

- давление в отборах около 20%;
- уровень начальных параметров. Снижение P_0 с 240 до 130 увеличивает $b_{\text{пр}}$ на (12-15)%; при снижении P_0 до 90 $b_{\text{пр}}$ увеличивается на (20÷25) %; (рис. 3а, 3б)
 - состав включенного оборудования 1÷2 %;
 - колебания первичных эксплуатационных параметров 1%; (P_0 , t_0 , $t_{\text{пп}}$, $t_{\text{ух.г}}$, $k_{\text{изб.в}}$, $\alpha_{\text{прис}}$, $t_{\text{об}}$, $G_{\text{об}}$, δ_t)
 - вид топлива (уголь, газ) 5÷7 %;
 - учет питательного турбонасоса (ПТН) и отборов на подогрев подпитка (участвующих в комбинированной выработке) 2%;
 - работа без подогревателя высокого давления (ПВД) 5 %;
- способы расчета ТЭП. При ручных расчетах, когда ТЭЦ рассматривается, как сумма отдельных агрегатов, по сравнению с расчетами на математических моделях, когда ТЭЦ рассматривается как единая связанная система с оптимизацией режима и балансами всех материальных, тепловых и электрических потоков разница может составлять 3 и более процентов в пользу модели.

Корректное определение топливной эффективности требует перехода к определению расходов топлива на выработанную энергию вместо отпущеной:

- расходы каждого ресурса имеют самостоятельное значение в процессе производства. Они должны учитываться, анализироваться, планироваться в зависимости от величины совокупной продукции ТЭЦ.

- между топливом (главный ресурс) и остальными переменными видами ресурсов нет прямой связи. Они никак не влияют на расход топлива. Снижение затрат ресурсов на собственные нужды ТЭЦ никак не отразится на расходах топлива на произведенную продукцию. Оно повлияет только на величину товарной продукции и снижение себестоимости. Оно важно, но самостоятельно. Включение затрат на собственные нужды в расходы топлива усложняет расчеты и затрудняет анализ эффективности.

- затраты всевозможных ресурсов на производство имеет самостоятельное значение и не влияет на вид и характер энергетических характеристик парогенераторов и турбоустановок.

Автор предлагает новый вид энергетической характеристики отдельной установки или ТЭЦ в целом, удобный для решения задач экономического управления (ЭУ). Наиболее удобными, наглядными способами на практике определять эффективность конкретного режима или периода эксплуатации ТЭЦ, на мой взгляд, является использование заранее построенных графических зависимостей $b_{\text{пр}} = f(K_3 = N/Q)$ для каждой ТЭЦ. Для построения таких зависимостей более всего подходят результаты расчётов минимальных и максимальных нагрузок ТЭЦ на основе температурных графиков теплосети на отопительный период, что определяет количество и качество отпускаемой тепловой энергии ($P_{0\text{тб}}, Q_{\text{отп}}^T$). В этом случае учитываются реальные присоединенные тепловые нагрузки конкретной ТЭЦ для конкретного оборудования на всем диапазоне тепловых нагрузок и соответствующие им минимальные и максимальные электрические нагрузки. И в то же время с ростом тепловых и электрических нагрузок изменяются их реальные отношения, K_3 .

Построенные на базе этих расчетов с учетом летней нагрузки зависимости $b_{\text{пр}} = f(K_3 = N/Q)$ однозначно отражают реальные возможности ТЭЦ (в нормальных нормативных условиях) с точностью примерно 98%. Они пригодны для целей эксплуатации (расходы топлива, режимные расчеты, прогнозирование ТЭП, планирования ТЭП, вариантов развития, проектирования, расчетов себестоимости ЭЭ).

Для объективного сравнения эффективности производства комбинированной и раздельной выработки электроэнергии предлагается построить аналогичные зависимости $b_{\text{пр}} = f(K_3 = N/Q)$ для обобщенной продукции раздельной выработки. Для убедительности сравниваемых результатов предлагаю сравнивать наиболее экономичные показатели ГРЭС и котельных. Так, $b_3^{\text{ГРЭС}} = 330 \text{ г}/\text{kВт}\cdot\text{ч}$, а $b_t^{\text{кот}} = 150 \text{ кг}/\text{Гкал}$. На том же диапазоне реальных нагрузок ТЭЦ и изменения K_3 строим зависимость $b_{\text{пр}}^{\text{разд}} = f(K_3)$, используя расчеты расходов топлива на ЭЭ и ТЭ как $B_3 = 0,330 \cdot N_{\text{ТЭЦ}}$, тут и $B_t = 0,150 \cdot Q_{\text{отп}}^T$, тут.

Суммируя расходы топлива $B_{э}+B_{т}=B_{разд}$ получаем обобщённые расходы на обобщенную продукцию раздельной выработки. И далее $b_{пр}^{разд}=B_{разд}/(N+Q_{отп}^T)$, г/кВт·ч и $b_{пр}^{разд}=f(K_3)$.

Построенные зависимости $b_{пр}^{разд}$ налагаем на графики $b_{пр}^{ТЭЦ}=f(K_3)$. Разница между кривыми и определяет экономию (перерасход) сопоставляемых способов производства. Аналогично поступаем при определении уровня эффективности конкретного режима, сравнивая $b_{пр}^{ТЭЦ}$ с $b_{пр}^{разд}$ при одинаковых N и $Q_{отп}^T$ и соответственно K_3 .

Имея две кривые на одном графике, легко определить возможный диапазон увеличения электрической нагрузке при фиксированном $Q_{отп}^T$, сохраняя более высокую эффективность ТЭЦ по сравнению с конкурентом.

Вторым наглядным доказательством топливной выгодности ТЭЦ являются графики изменения КПД цикла $\eta_{цикла}=f(K_3)$. Режимы ТЭЦ с $\eta_{цикла}>0,5$ заведомо предпочтительнее (рис.3б).

Анализ зависимости $b_{пр}^{разд}=f(K_3)$ на диапазоне $K_3=0,5-5,0$ показывают, что при принятых $b_{э}=330$ г/кВт·ч и $b_{т}=150$ кг/Гкал, $b_{пр}^{разд}$ изменяется от 200 до 300 г/кВт·ч. Из этого видно, что при $b_{пр}^{ТЭЦ}<200$ ТЭЦ будет давать экономию топлива.

Автором сделаны следующие выводы:

1. Объективными показателями топливной эффективности ТЭЦ являются только показатели на произведенную совокупную продукцию. Показатели главным образом зависят от соотношения электрических и тепловых нагрузок ТЭЦ.

2. Затраты топлива (ресурсов) в термодинамическом цикле не определяют эффективность процесса.

3. Топливная эффективность комбинированной выработки энергии определяется главным образом уровнем потерь в цикле.

4. Как следствие этих положений, любые методы разделения затрат топлива на производство электроэнергии и теплоэнергии ($b_{э}$ и $b_{т}$) не могут привести к корректным результатам.

5. Только удельные расходы топлива на совокупную продукцию ТЭЦ адекватно отражают физику процесса и позволяют получить объективную количественную оценку эффективности.

6. Предлагается в расчетах удельные расходы топлива относить на выработанную энергию вместо отпущеной.

7. Расчеты себестоимости произведенной на ТЭЦ продукции вести на совокупную продукцию.

С экспертными заключениями выступили:

- Председатель подкомитета тарифной политики и энергоэффективности ТП РФ Кутовой Г.П. и проф. ЭНИН Денисов В.И.

В обсуждении приняли участие:

Первый заместитель Председателя научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор Молодюк В.В., д.э.н. Сюткин Б. Д., зам. ген. директора ОАО «Институт микроэкономики», д.э.н., проф. А.И.Кузовкин,

к.т.н. ведущий научн. сотрудник ОАО «Институт микроэкономики», доцент Старостенко Н.Н.

Заслушав доклад, выступления экспертов, замечания и предложения членов секции «Экономики электроэнергетики» НП «НТС ЕЭС» и приглашенных специалистов, выступивших в дискуссии заседание секции, отмечает

1. С предложениями автора применять его методический прием для определения тарифов на электроэнергию и тепло нельзя согласиться и поддержать в силу следующих аргументов:

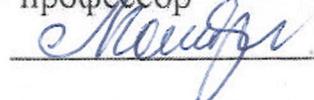
- ТЭЦ в рыночных условиях работает реально на двух энергорынках- на рынке электроэнергии и на рынке теплоэнергии. На каждом из названных рынков действует принцип конкуренции, и покупают энергию у тех поставщиков, у которых она дешевле и надежнее. Покупателю (потребителю) совершенно безразлично, по какой методике эта цена на этот продукт была определена;
- особенностью ценообразования на электроэнергию и тепло при комбинированном их производстве является их взаимозависимость как в сообщающихся сосудах. Если ТЭЦ проигрывает конкуренцию на местном рынке тепла и разгружается по тепловой нагрузке, то ТЭЦ на рынке электроэнергии проиграет конкуренцию с конденсационными ТЭС по определению из-за их высоких более чем в два раза удельных расходов топлива на производство электроэнергии (конденсационные хвосты);
- исходя из выгодности комбинированного производства электроэнергии и тепла, для ТЭЦ важно предложить такую цену на теплоэнергию, величина которой должна быть ниже цены на теплоэнергию от альтернативной котельной. Только при загрузке по теплу произведенная электроэнергия на ТЭЦ в теплофикационном режиме будет востребована на рынке электроэнергии, т.к. на конденсационных электростанциях электроэнергия будет дороже. Что касается недозагруженной мощности ТЭЦ в теплофикационном режиме, то она может быть востребована как ресурс на рынке системных услуг (как мобильный резерв, для регулирования частоты и графика нагрузок, перетоков мощности по системообразующим ЛЭП).

Заседание секции решило:

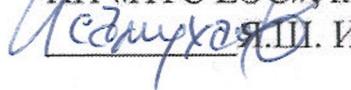
1. Отметить, выполненные автором исследования очень интересы по своей постановке и могут иметь практический интерес для анализа и прогнозирования экономической эффективности производственного процесса непосредственно для внутристанционного применения.
2. Рекомендовать автору учсть высказанные в ходе обсуждения доклада замечания и пожелания выступавших и рецензентов.
3. Одобрить предлагаемый автором метод оценки эффективности ТЭЦ и

рекомендовать субъектам электроэнергетики (ТГК) к применению при бизнес-планировании строительства и реконструкции объектов когенерации.

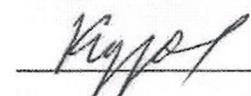
Первый заместитель Председателя
научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н.,
профессор

 В.В. Молодюк

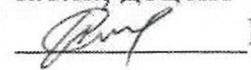
Ученый секретарь
научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

 Я.Ш. Исамухамедов

Председатель секции
«Экономика энергетики»,
д.э.н., профессор

 А.И. Кузовкин

Ученый секретарь секции
«Экономика энергетики»,
к.т.н., доцент

 Н.Н. Старостенко