

Открытый семинар
«Экономические проблемы
энергетического комплекса»

Шестьдесят второе заседание
от 21 июня 2005 года

А.А. Харам

**ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ В КОМБИНИРОВАННОМ
ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

В.И. Денисов

**ФОРМИРОВАНИЕ ОБОСНОВАННЫХ ТАРИФОВ
НА ТЕПЛОВУЮ И ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ
ЭНЕРГИЮ ДЛЯ ТЭЦ**

Семинар проводится при поддержке
Российского гуманитарного научного фонда
(проект 05-02-14014г)

Москва – 2005

Руководитель семинара
профессор, доктор экономических наук
А.С. НЕКРАСОВ

СОДЕРЖАНИЕ

A.A. Хараим

ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ В КОМБИНИРОВАННОМ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Введение	4
Особенности экономического анализа комбинированного производства	5
Специфика показателей топливоиспользования для комбинированного производства	10
Процедура ценообразования на тепловую и электрическую энергию в рамках комбинированного производства	11
Основные постулаты предлагаемой методики	12
Укрупненный алгоритм расчетов	13
Краткие выводы	17

В.И. Денисов

ФОРМИРОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ ДЛЯ ТЭЦ

19

ДИСКУССИЯ

<i>Вопросы</i>	27
<i>Выступления</i>	40
Масленников В.М.	40
Малафеев В.А.	42
Некрасов А.С.	45

ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ В КОМБИНИРОВАННОМ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ¹

Введение

Прежде всего, мне хотелось бы попросить всех присутствующих сделать над собой небольшое усилие, забыть о бремени знаний и опыта, полученного после получения диплома о высшем образовании и представить себя студентом третьего курса, пришедшего на лекцию по экономическому анализу. То, что я намерен сказать, подлежит критике, т.е. будет немало спорного. Но опыт публичных выступлений показывает, что мне приходится зачастую отвечать на вопросы, ответы на которые уже прозвучали во время доклада. Или вопросы оказываются не по существу темы. Во избежание этого недопонимания и предлагаю сделать всем усилие над собой. Потом, когда я закончу выступление, меня можно будет критиковать с тех позиций, которые вы сейчас занимаете, но чтобы критика была более конструктивной, необходимо, чтобы вы как можно лучше поняли то, о чём я намерен говорить.

Итак, прошлое «занятие» мы посвятили анализу точки безубыточности. Мы при этом делали ряд допущений, идеализирующих ситуацию, а именно: все расходы на продукт можно разделить на переменные и постоянные, производство имеет одноцелевой характер (ничего другого предприятие не выпускает), спрос на товар неограничен, т.е. любое количество продукции будет принято по заданной цене.

Попробуем теперь рассмотреть поведение точки безубыточности в условиях, когда предприятие выпускает не один, а два вида продукции. При этом их производство связано: объём и режим производства одного жёстко задаёт объём производства другого продукта.

¹ Докладчик – Хараим Аркадий Алексеевич, доктор экономических наук, Центр энергоэкономического анализа и финансовой оценки, Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского.

Особенности экономического анализа комбинированного производства

Экономический анализ двухцелевого производства. Рассмотрим стандартную схему анализа безубыточности отдельного продукта в многоцелевом производстве. Если сформировать из прямых постоянных и переменных затрат график безубыточности, то получится то, что изображено на рис. 1 пунктиром. Теперь нам нужно добавить к прямым затратам косвенные, отнесённые к данному продукту в соответствии с принятой на предприятии учётной политикой. В качестве базы чаще всего используют следующие показатели:

- прямые материальные затраты;
- прямые материальные затраты «плюс» сдельная оплата труда;
- фонд оплаты труда работников, занятых в производстве данного продукта;
- количество занятых в производстве данного вида продукта;
- объём реализации (в стоимостном виде) конечного продукта.

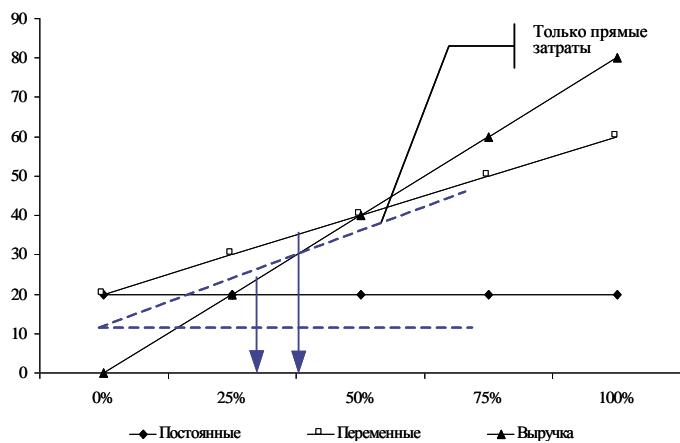


Рис. 1. Анализ безубыточности

Нужно понимать, что база выбирается в зависимости от того, что представляется наиболее показательным при оценке затрат на единицу продукта: материалоёмкое производство использует преимущественно первую схему, трудоёмкое – третью или четвёртую. Результатом станет график, изображённый сплошными линиями. Очевидно, разница между критическим объёмом, покрывающим прямые затраты, и критическим

объёмом производства в целом является объёмом продаж, которые необходимы для покрытия косвенных затрат.

Не следует забывать, что точка будет соответствовать действительности лишь в том случае, если реализация всех прочих продуктов покрывает косвенные затраты, отнесённые на их производство.

Рассмотрим, что будет происходить с точкой безубыточности в случаях, когда мы применяем разную базу. Очевидно, точка будет плавать. Что это значит? То, что существование разных баз для отнесения косвенных затрат на продукт создаёт неопределённость анализа безубыточности, которая выражается в том, что мы можем говорить не об одной точке безубыточности, а о доверительном интервале, внутри которого с равной степенью вероятности в любой точке может находиться точка безубыточности (как электронное облако).

Вопрос: какова степень неопределённости? Очевидно, степень неопределённости будет определяться шириной интервала, который, в свою очередь, зависит от следующего

- количества допустимых вариантов использования базы для разнесения косвенных затрат;
- веса косвенных затрат в совокупных затратах предприятия.

Другими словами, чем больше разница в отнесении затрат на продукт при применении разных баз и чем больше доля косвенных затрат в затратах предприятия, тем шире интервал и выше неопределённость, с которой может проводиться анализ безубыточности.

На какие решения обычно влияют результаты анализа безубыточности?

- Вклад продукта в рентабельность предприятия.
- Необходимость наращивания реализации данного продукта.
- Необходимость воздействия на постоянные или переменные затраты для повышения эффективности производства данного продукта.

Необходимые условия корректного применения анализа безубыточности:

- Автономность производства данного продукта от других продуктов производства (технологическая, финансовая и рыночная)
- Относительно небольшая доля косвенных затрат, влияющих на величину «области безубыточности»

В случае комбинированного производства мы имеем дело с технологией, в которой объём производства электроэнергии жёстко связан с объёмом производства тепловой энергии, т.е. принцип автономности не соблюдается. Кроме того, доля затрат, которые могут быть отнесены на конкретный вид энергии, крайне невелика, она может достигать 10-5% всех затрат на ТЭЦ. При этом расход топлива – основные затраты в производстве энергии – обоснованно распределены между видами энергии быть не могут. Это значит, что результаты анализа безубыточности целиком зависят от того, по какой базе было произведено распределение

ние затрат и могут варьироваться в чрезвычайно широком диапазоне. Приведу пример (рис. 2; табл. 1-3).

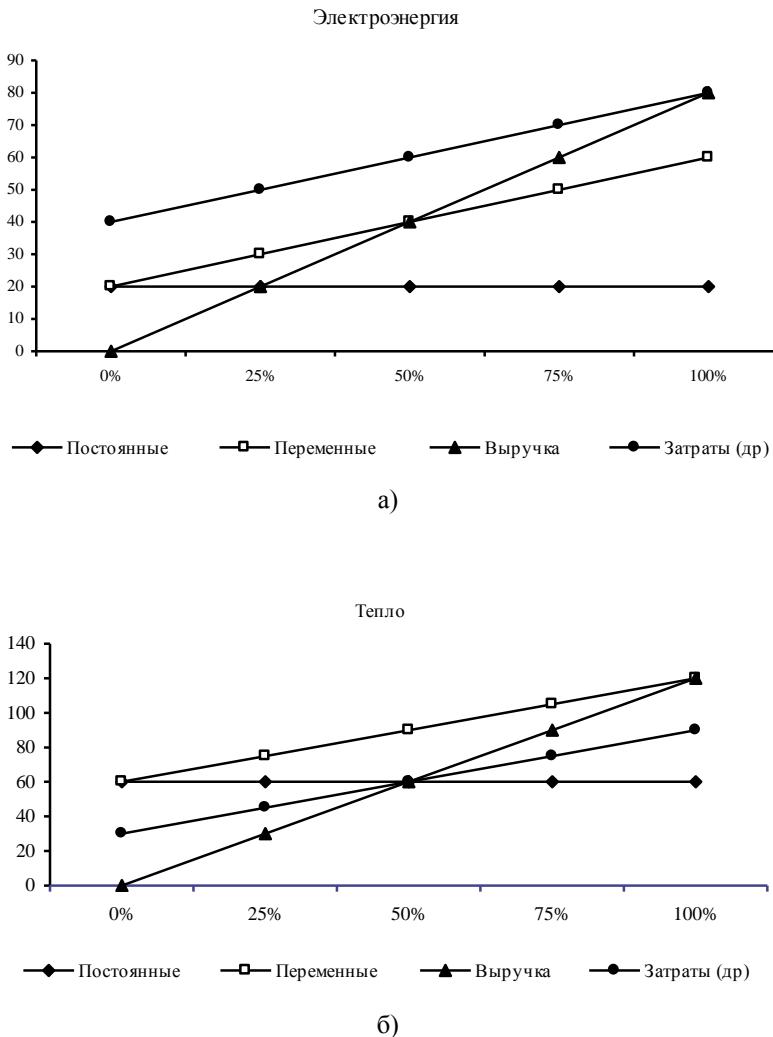


Рис. 2. Комбинированное производство

Таблица 1

Раздельный анализ производства на ТЭЦ (1)

	Электроэнергия	Тепло	ВСЕГО
Объём отпуска	1600,00	2450,00	
тариф	750,00	310,00	
уруг	360,00	114,00	
уруг некомб	470,00	160,00	
цена топлива	1200,00	1200,00	
уруг разд	330,00	160,00	
КЭ	0,67		
Переменные затраты	691200,00	335160,00	1026360,00
Пост затраты	575124,52	278875,48	854000,00
Себестоимость	1266324,52	614035,48	1880360,00
Выручка	1200000,00	759500,00	1959500,00
Прибыль	-66324,52	145464,52	79140,00
Точка безубыточности	1808,57	1610,14	
Прирост урут	54,2013466		

Таблица 2

Раздельный анализ производства на ТЭЦ (2)

(для увеличения объёма отпуска электроэнергии придётся грузить ТЭЦ в конденсационном режиме, поэтому УРУТ на электроэнергию увеличиться на 12,7 г/кВт·ч)

	Электроэнергия	Тепло	ВСЕГО
Объём отпуска	1808,57	2450,00	
тариф	750,00	310,00	
уруг	372,69	114,00	
уруг некомб	470,00	160,00	
цена топлива	1200,00	1200,00	
уруг разд	330,00	160,00	
КЭ	0,71		
Переменные затраты	808832,16	335160,00	1143992,16
Пост затраты	603800,17	250199,83	854000,00
Себестоимость	1412632,34	585359,83	1997992,16
Выручка	1356425,75	759500,00	2115925,75
Прибыль	-56206,59	174140,17	117933,59
Точка безубыточности	1994,20	1444,57	
Прирост урут	43,7513894		

Таблица 3

Раздельный анализ производства на ТЭЦ (3)
(дальнейший рост конденсационной выработки ведёт
к увеличению УРУТ ещё на 9,05 г/кВт·ч)

	Электроэнергия	Тепло	ВСЕГО
Объём отпуска	1994,20	2450,00	
тариф	750,00	310,00	
урут	381,74	114,00	
урут некомб	470,00	160,00	
цена топлива	1200,00	1200,00	
урут разд	330,00	160,00	
КЭ	0,73		
Переменные затраты	913531,21	335160,00	1248691,21
Пост затраты	624778,69	229221,31	854000,00
Себестоимость	1538309,90	564381,31	2102691,21
Выручка	1495653,21	759500,00	2255153,21
Прибыль	-42656,69	195118,69	152462,00
Точка безубыточности	2140,34	1323,45	
Прирост урут	32,08919426		

Из примеров следует вывод: невозможно принимать управленческие решения на основе традиционного анализа производства электрической и тепловой энергии. Попробуем провести анализ тех же показателей с точки зрения разделения видов деятельности, а не отдельных продуктов: комбинированное производство электрической и тепловой энергии, конденсационное производство электроэнергии и производство тепла в котлах (ПВК или ПГ, отпуск через РОУ) (табл. 4).

Таблица 4

Раздельный анализ при ином распределении топлива

	Электроэнергия	Тепло	ВСЕГО
Объём отпуска	1600,00	2450,00	
тариф	750,00	310,00	
урут	305,00	149,92	
урут некомб	470,00	160,00	
цена топлива	1200,00	1200,00	
урут разд	330,00	160,00	
КЭ	0,57		
Переменные затраты	585600,00	440760,00	1026360,00
Пост затраты	487258,27	366741,73	854000,00
Себестоимость	1072858,27	807501,73	1880360,00
Выручка	1200000,00	759500,00	1959500,00
Прибыль	127141,73	-48001,73	79140,00
Точка безубыточности	1268,90	2818,97	
Прирост урут	-122,6384766		

Переменные затраты (топливо) определяется с помощью других показателей: КИТ и \mathcal{E}/Q , а раздельные виды производства – с помощью традиционных удельных расходов

Обратим сразу внимание на точки безубыточности. При этой схеме анализа совершенно очевидно, что по комбинированному производству у ТЭЦ большой запас прочности, т.е. ни тепловую, ни электрическую нагрузку наращивать нет необходимости (хотя, увеличение объёма отпуска – это всегда хорошо). Нет и никакого перекрёстного субсидирования: комбинированное производство целиком оправдывает себя и приносит реальную прибыль.

Анализ может быть расширен исследованием поведения точки безубыточности при изменениях цены на электроэнергию (если предполагается реализовывать её на конкурентном рынке и, соответственно, нет уверенности в величине её цены). Задавая диапазон изменения цены на электроэнергию, мы можем отследить перемещение графика и, соответственно, изменения запаса прочности при прочих неизменных факторах.

Специфика показателей топливоиспользования для комбинированного производства

КИТ не может быть единственным показателем использования топлива на ТЭЦ – это верно. Дополнительным показателем является \mathcal{E}/Q . Причём, второй показатель ограничивает область сравнения по показателю КИТ. Рассмотрим несколько примеров.

Например, есть две ТЭЦ. На обеих ТЭЦ показатель \mathcal{E}/Q одинаковый – 0,6. На первой КИТ 0,62, а на второй – 0,66. Вопрос: какая ТЭЦ лучше? Ответ очевиден.

А вот пусть на обеих ТЭЦ КИТ равен 0,66, но на первой \mathcal{E}/Q 0,25, а на второй – 0,6. Какая лучше? Тут уже ответ зависит от того, какова политика в области производства электроэнергии. Если приветствуется производство на тепловом потреблении, то вторая лучше. Если же конденсационная и теплофикационная электроэнергии признаются равнозначными, то и качество двух этих ТЭЦ одинаково. Вот только первая не сможет получать выручку от реализации вынужденного потока электроэнергии, чем, несомненно, проигрывает в глазах собственника. Иными словами, в оценку тепловой экономичности вмешивается фактор стоимости.

А если одна ТЭЦ имеет КИТ 0,66 и \mathcal{E}/Q 0,25, а вторая – КИТ 0,62 и \mathcal{E}/Q 0,6 – какая лучше? Тут вообще нет готового ответа до тех пор, пока мы не приведём эти ТЭЦ в одну плоскость.

Говоря о сопоставлении ТЭЦ и ГРЭС по показателю КИТ и \mathcal{E}/Q необходимо отметить, что корректным является сопоставление ТЭЦ с комплексом ГРЭС + котельные. Другими словами, мы в первую очередь

должны привести к одному знаменателю \dot{E}/Q , а затем уже сравнивать, какие КИТ у нас получатся. Пусть к.п.д. котла нетто составит 0,86 (учитывая расход электроэнергии и тепла на собственные нужды, это даже несколько завышенный показатель), а КПД ГРЭС – 0,37 (это соответствует УРУТ 332 г/кВт·ч – вполне обычный для нашей страны). При условии соблюдения \dot{E}/Q , т.е. при эквивалентном ТЭЦ объёме отпуска обоих видов продукции, КИТ такого раздельного комплекса составит 0,534. Для нашей ТЭЦ КИТ равен 0,65. Мне кажется, при такой схеме сравнения всё становится на свои места.

Предлагаемая схема анализа предполагает, однако, что интересы тех, кто ищет экономию на производстве тепла, совпадают с интересами тех, кто ищет экономию на производстве электроэнергии. И вот этот аспект в условиях реформирования электроэнергетики по предлагаемому плану далеко не всегда обеспечен. Это одна из серьёзнейших проблем, о которой необходимо говорить отдельно, и я готов взять на себя определённые обязательства по проведению семинара на эту тему в ближайшие полгода, если у присутствующих есть интерес.

Процедура ценообразования на тепловую и электрическую энергию в рамках комбинированного производства

Невозможность использования на ТЭЦ методологического подхода, применяющегося для раздельных источников тепловой и электрической энергии, связана с тем, что вынужденная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу зависит целиком от режима использования тепловой нагрузки, и, как следствие, не может рассматриваться самостоятельным видом деятельности. Это обстоятельство вынуждает подходить к комбинированному производству как единому целому, в том числе и с позиций тарифного регулирования.

Самые распространённые проблемы в этом ключе суть следующие:

- оторванность установки тарифа на тепловую энергию от ситуации на рынке альтернативных способов теплоснабжения, что приводит к повсеместному отключению потребителей от систем теплофикации;
- искажение результатов хозяйственной деятельности предприятия и ошибочные решения, принимающиеся на основании условного деления затрат между электрической и тепловой энергией;
- оторванность диспетчерской загрузки ТЭЦ от климатической ситуации, которая диктует определённый минимум выработки электроэнергии; игнорирование этого факта ведёт к использованию ТЭЦ в неэкономичных режимах, т.е. к снижению эффективив-

ности использования топлива и сокращению заложенной в тариф прибыли производителя.

Поскольку до сих пор все методологические работы в отношении ТЭЦ опирались на один из многочисленных методов деления топлива между электрической и тепловой энергией (т.е. игнорировался факт связаннысти выработки этих продуктов) возникла нужда в пересмотре основных принципов и подходов к тарифному регулированию для ТЭЦ и комбинированного производства вообще.

Особенностями предлагаемого решения являются:

- регулирование величины необходимой валовой выручки для производства обоих видов продукции в комбинированном режиме, определённой по методу экономически обоснованных затрат;
- отказ от распределения топлива и затрат между видами продукции в рамках комбинированного производства и использование нормативных характеристик основного оборудования электростанции для расчёта необходимого объёма топлива;
- использование исследований рынка тепловой энергии для потребителей ТЭЦ в качестве основы для оценки тарифа на тепловую энергию;
- использование внутренней взаимосвязи между тарифами на тепловую и электрическую энергию для одной и той же величины необходимой валовой выручки в целях определения тарифа на электрическую энергию.

Предлагаемое решение обладает гибкостью, необходимой ТЭЦ в условиях либерализации рынка электрической энергии и расширения альтернативных возможностей теплоснабжения. Эта гибкость обеспечивает минимальный из доступных потребителям тепловой энергии тарифов на тепловую энергию, с одной стороны, и экономически обоснованный тариф на электроэнергию, с другой.

Предлагаемый подход позволяет решать проблемы теплоснабжения региона, не ущемляя ничьих интересов.

Основные постулаты предлагаемой методики

1. ТЭЦ – субъект теплоснабжения, для которого основным видом деятельности является обеспечение надёжного и качественного теплоснабжения потребителей в заданном регионе. При этом технологическое решение совместного производства электроэнергии и тепла помогает добиться большей эффективности использования топливных ресурсов и снизить негативное воздействие на окружающую среду.
2. Каждая ТЭЦ, входящая в состав территориальной генерирующей компании (ТГК), является отдельным объектом регулирования,

т.е. тарифы на тепловую и электрическую энергию рассчитываются для каждой ТЭЦ отдельно. Данное обстоятельство не исключает возможности приводить тарифы по ТГК к единому выражению на базе средневзвешенного значения, однако эта процедура не рекомендуется по тем соображениям, что разница тарифов может повысить эффективность нагрузки источников в целях оптимизации схемы теплоснабжения.

3. В общем случае принято, что вся электроэнергия, производимая на ТЭЦ, является предметом поставки на оптовый рынок электрической энергии. Наряду с этим методические указания содержат специальные пункты, позволяющие использовать их и для случаев, когда ТЭЦ поставляет электроэнергию по прямым договорам поставки или на розничный рынок электроэнергии.
4. Объектом регулирования на ТЭЦ является величина необходимой валовой выручки (НВВ), рассчитываемая методом экономически обоснованных затрат, которая необходима для производства тепловой и электрической энергии в комбинированном цикле. По всем статьям расходов, кроме расхода топлива на технологические нужды и расхода тепловой и электрической энергии на собственные нужды, расчёт экономически обоснованных затрат ведётся по нормативам, применяющимся в настоящее время и утверждённых в установленном порядке. Для расчёта расходов на топливо в рамках настоящих методических указаний применяются специально разработанные для целей тарифного регулирования Методические указания по определению нормативных показателей топливоиспользования на ТЭЦ.

Укрупнённый алгоритм расчётов

1. В начале каждого периода регулирования организация по обслуживанию тепловой сети определяет совместно с ТЭЦ сферу поставок теплоносителя от каждой конкретной ТЭЦ на весь отопительный сезон – другими словами, «прикрепляет» набор потребителей к конкретной ТЭЦ, или определяет сферу действия ТЭЦ. В случаях, когда оперативное переключение отдельных потребителей тепловой энергии с одного источника на другой в течение отопительного периода технически возможно и экономически оправдано, теплосеть задаёт условия, при которых эти переключения будут происходить. Это обстоятельство в дальнейшем является одним из исходных при определении объёма производства на ТЭЦ и режимов работы основного оборудования.

2. Для заданной сферы действия ТЭЦ рассчитывается объём поставки тепловой энергии с учётом сезонных колебаний температуры наружного воздуха и параметров теплоносителя Q .
3. В соответствии с нормативными характеристиками основного оборудования (котлов и турбин) ТЭЦ (режимными картами, зависимостями производства и потребления энергии от режимов использования основного и вспомогательного оборудования) и утверждёнными в установленном порядке, определяется объём производства тепловой энергии, необходимый для покрытия заданного отпуска тепловой энергии внешним потребителям, распределаемый между агрегатами ТЭЦ также в соответствии с нормативными характеристиками основного оборудования.
4. Для каждого месяца по нормативным характеристикам турбин определяется режим использования теплофикационных отборов для средней температуры наружного воздуха и соответственно минимальный объём производства электроэнергии с учётом минимального пропуска пара в конденсатор, а также необходимое для комбинированного цикла количество острого пара.
5. По нормативным характеристикам технологического оборудования определяется потребление электроэнергии на собственные и хозяйствственные нужды. Определяется величина минимального отпуска электроэнергии в сеть \mathcal{E} и производство электроэнергии на тепловом потреблении \mathcal{E}/Q .
6. По нормативным режимным характеристикам котлов определяется расход топлива B , необходимый для производства заданного объёма пара. По нормативным характеристикам турбин и котлов определяется относительный прирост удельного расхода топлива на конденсационную выработку электроэнергии $b'_{\text{конд}}$. Рассчитывается коэффициент использования топлива КИТ по формуле:

$$KIT = \frac{Q(1 + \mathcal{E}/Q)}{7B}.$$

7. По балансу электрической мощности в узлах поставки в период глубокого снижения тепловой нагрузки (например летом) определяется объём поставок электроэнергии сверх минимума. Этот объём электроэнергии может быть обеспечен только конденсационной выработкой $\mathcal{E}_{\text{конд}}$.
8. По техническим нормативам определяется объём материалов по другим сметным статьям: вода на восполнение потерь в цикле ТЭЦ, на подпитку тепловой сети, на технические нужды; материалы на ремонт, водоподготовку, масло, горюче-смазочные материалы на автомобильный транспорт, шары и био для пылеприготовления, прочие эксплуатационные материалы.

9. В соответствии с положениями Основ ценообразования (утвержденных Постановлением Правительства РФ № 109) рассчитывается величина необходимой валовой выручки (НВВ) для компенсации экономически обоснованных затрат и необходимой прибыли для всего производства на ТЭЦ в целом: расходы на ремонт, амортизацию, закупку топлива и материалов по регулируемым или договорным ценам, формирование фонда оплаты труда и средств на перечисления в фонды социального страхования, услуги сторонних организаций, прочие эксплуатационные расходы. В необходимую валовую выручку включаются расходы на инвестиции (капиталовложения) в расширенное воспроизводство, внерализационные расходы и прибыль на выплату дивидендов по акциям.
10. Для рассчитанных значений Q (п. 2), \mathcal{E} , \mathcal{E}/Q (п. 5 и п. 7) и НВВ (п. 9) определяются параметры функции $T^3=f(t^n)$ тарифной сетки, связывающей между собой тарифы на тепловую и электрическую энергию для обеспечения одной и той же НВВ.
11. В рамках сферы действия ТЭЦ проводится анализ вероятного отказа потребителей от использования тепловой энергии от данной ТЭЦ и разработка мер в сфере тарифного регулирования по предотвращению использования альтернативной схемы теплоснабжения. Результатом анализа является определение величины тарифа на тепловую энергию для данного потребителя, при которой использование им альтернативной схемы станет экономически невыгодным – «тарифа альтернативного источника».
 - 11.1. В рамках исследования учитываются техническая, юридическая и финансовая возможность потребителей.
 - 11.2. Для каждого выделенного потребителя или группы потребителей определяется величина тарифа на тепловую энергию, при котором он, скорее всего (т.е. с вероятностью более 50%), откажется от услуг ТЭЦ. По этим данным строится диаграмма спроса на тепловую энергию – упорядоченное по мере убывания тарифов графическое отражение относительного (в общем объеме производства ТЭЦ) потребления тепловой энергии каждым потребителем.
12. Далее следуют итеративные расчёты для разной степени загрузки ТЭЦ. На первой итерации расчёт ведётся для подключённых в настоящее время потребителей, и тариф на тепловую энергию для ТЭЦ принимается равным минимальному тарифу в соответствии с диаграммой спроса (п.11.2) на тепловую энергию.
13. В функцию тарифной сетки подставляется значение тарифа на тепловую энергию, определяемое в соответствии с п.11 и 12. Зависимость указывает значение тарифа на электрическую энергию. Полученные значения являются основой для определения

- тарифов на период регулирования. В том случае, если предложенная пара тарифов по каким-то параметрам не может быть утверждена, проводят итерации (пересчёт) параметров «тарифного зеркала» для других нагрузок ТЭЦ (см. п.15)
14. Наряду с тарифом альтернативных источников контролируется ещё два значения тарифа на тепловую энергию.
 - 14.1. Предельный уровень тарифа на тепловую энергию для потребителя за вычетом тарифа на передачу и сбыт. Эта величина не должна быть превышена.
 - 14.2. Минимальный предельный уровень тарифа на электроэнергию на оптовом рынке, которому соответствует определённое значение тарифа на тепловую энергию, рассчитанное по «тарифному зеркалу». Это значение не должно оказаться выше утверждённого тарифа на тепловую энергию, так как в противном случае тариф на электрическую энергию для данной ТЭЦ окажется ниже минимального уровня.
 - 14.3. Таким образом для утверждения тарифов на электрическую и тепловую энергию ТЭЦ, выработанную в комбинированном режиме, выбирается такая пара тарифов, в которой тариф на тепловую энергию соответствует минимуму из значений, полученных в п. 12, п. 14.1 и п. 14.2.
 15. В случае необходимости пересмотреть сферу действия ТЭЦ в связи с возможностями потребителей использования альтернативных схем, пункты с 12 по 14 пересчитываются для иных нагрузок ТЭЦ в соответствии с диаграммой спроса. Целью итерации является поиск и определение с использованием методических указаний минимального значения тарифа на электроэнергию при обеспечении заданной сферы потребителей по приемлемым для них тарифам.
 16. В том случае, если итерационные расчёты не дают подходящего решения оптимальной пары тарифов, признаётся проблематичность теплоснабжения на базе ТЭЦ в данном районе при сложившихся экономических условиях. В этом случае к ТЭЦ применяют специальные процедуры, изложенные в методических указаниях, призванные увеличить эффективность производства, управления хозяйственной деятельностью или антикризисные мероприятия. В то же время данное обстоятельство является обоснованием временного утверждения повышенного тарифа на электрическую энергию для данной ТЭЦ.
 17. Для выбранной пары тарифов проводятся процедуры выделения ставок за мощность и энергию и дифференциация тарифов по параметрам потребления

$$KIT = \frac{\mathcal{E} \cdot 0,86 + Q}{7 \cdot B}.$$

Экономический показатель топливоиспользования

На Западе существует показатель эффективности использования топлива, выраженный в стоимостном виде: $\psi = (\mathcal{E}(\$) + Q(\$)) / B(\$)$. Возможно – это в нынешней ситуации наиболее информативный показатель и, одновременно, хороший критерий для оптимизации распределения нагрузки между турбоагрегатами. После преобразований можно получить следующее выражение:

Показатель состоит из двух комплексов: ценового и энергетического:

$$\psi = \frac{\mathcal{E}T^e + QT^m}{U_m B} = \frac{7(T^e \% + T^m)}{U_m} \cdot \frac{KIT}{1 + 0,86 \%}.$$

Поскольку показатель \mathcal{E}/Q входит и в числитель, и в знаменатель, его изменение неоднозначно сказывается на величине показателя ψ .

Очевидно, весомость этих изменений, зависит от цены электроэнергии.

Ещё один важный аспект предлагаемого показателя – наличие цены топлива в качестве фактора, влияющего на модель. Сравнивая ТЭЦ или иные источники энергии исключительно по УРУТ, не взирая на разницу в стоимости топлива, мы рискуем совершить ошибку при определении приоритета загрузки той или иной электростанции.

Возвращаясь к задаче, которую яставил во второй части своего выступления (сравнение двух ТЭЦ), воспользовавшись этим показателем, можно определить, что при разных значениях \mathcal{E}/Q и КИТ лучшей будет та ТЭЦ, у которой меньше значение ψ

Краткие выводы

- Комбинированное производство электрической и тепловой энергии является технологическим целым, разрывая которое в ходе экономического и ценового анализа, мы получаем абсурдные результаты, опираясь на которые, мы не можем принимать решений, адекватных ситуации. Причём это касается абсолютно **любого** способа разделения затрат внутри комбинированного производства, т.е. нет какого-то способа лучше или хуже – все одинаково плохи.
- Для приведения в порядок экономического анализа и процесса ценообразования на ТЭЦ совершенно необходимо принять на законодательном уровне решение о том, что комбинированное

производство – особый вид экономической деятельности со своими правилами ценообразования.

- Необходимо собирать базу данных о показателях использования топлива в комбинированном производстве, проводя её обработку и анализ с точки зрения создания новых нормативов, не имеющих разделения между продуктами. Такие нормативы позволят реально оценивать состояние дел в теплоэнергетике, формировать тепловые и электрические балансы, вести грамотную тарифную политику в отношении ТЭЦ и решать много других задач.
- Необходимо признать равноценность **любой** пары тарифов внутри предельных значений и облегчить процедуру согласования тарифов в разных органах регулирования.
- Необходима работа по изучению и мониторингу альтернативных способов теплоснабжения и создание обновляемой базы данных, на основании которой можно было бы принимать решения относительно стоимости тепла.
- Необходимо внедрять в программы оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ экономические показатели, учитывающие цену электроэнергии и цену топлива.

ФОРМИРОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ ДЛЯ ТЭЦ

Работа ТЭЦ в составе АО-энерго в рамках розничного (потребительского) рынка электрической и тепловой энергии существенно ограничило возможности управления режимами работы ТЭЦ. Это обусловлено следующими факторами.

Условно-постоянные затраты ТЭЦ не зависят от загрузки и при любых объемах выработки электрической и тепловой энергии войдут в состав расходов, которые учитываются в расчете тарифов для потребителей АО-энерго. Если ТЭЦ недогружена из-за недостаточного объема теплопотребления, а АО-энерго дефицитна, то возникает вполне естественное желание догрузить свободную мощность ТЭЦ, вытеснив хотя бы частично покупку электроэнергии от электростанций оптового рынка.

В самом деле. Стоимость дополнительного киловатт-часа, выработанного на ТЭЦ по конденсационному режиму, – это всего лишь стоимость дополнительного израсходованного топлива. Покупать же электроэнергию на оптовом рынке приходится по полному тарифу и оплачивать не только топливо, но и стоимость содержания мощности электростанций оптового рынка и прибыль, включенную в тариф. Так, если удельный расход топлива на выработку электроэнергии ТЭЦ по конденсационному режиму составляет 0,5 кг у.т./ кВт·ч, то при цене топлива (газа) 700 руб/т у.т. дополнительно выработанный киловатт-час потребует всего 35 коп. Стоимость же пикового кВт·ч на оптовом рынке составляет не менее 60 коп/ кВт·ч. Положение меняется только в том случае, когда на дополнительную электроэнергию не хватает основного дешевого топлива, например газа, и ТЭЦ вынуждена использовать мазут с ценой, превышающей 1500 руб/т у.т. При такой цене топлива дополнительный киловатт-час на ТЭЦ будет стоить уже не менее 75 коп/ кВт·ч.

При работе ТЭЦ в составе АО-энерго невозможно воздействовать на ТЭЦ экономическими рычагами, если у ТЭЦ нет ограничений по поставкам основного вида топлива. Административные же рычаги управления режимами работы ТЭЦ в условиях формируемого рынка мало пригодны.

С выходом постановления Правительства РФ от 24 октября 2003 г. №643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» подходы к участию ТЭЦ в рынке начали принципиально меняться. В соответствии с п.3 упомянутого постановления предписано «установить ... тарифы на электрическую энергию, продаваемую на оптовом рынке электрической энергии (мощности) для каждой электростанции, принадлежащей акционерным обществам энергетики и электрификации и удовлетворяющей требованиям, предъявляемым к участникам оптового рынка электрической энергии (мощности)». Соответственно на оптовый рынок выводятся все электростанции с установленной мощностью более 25 МВт и выше, причем в большинстве это ТЭЦ.

Расчет тарифов на электрическую и тепловую энергию ТЭЦ, поставляемую на оптовый рынок, должен выполняться с учетом следующих исходных положений:

- на плановый объем производства тепловой энергии и соответствующий ему объем электроэнергии, вырабатываемый по теплофикационному режиму рассчитываются регулируемые тарифы;
- электроэнергия, вырабатываемая по свободному (сверх вынужденного) конденсационному режиму может поставляться на рынок только по свободным ценам. Для этой электроэнергии рассчитывается лишь минимальное значение цены, ниже которого производство электроэнергии по свободному конденсационному режиму становится убыточным.

Здесь следует пояснить, что под теплофикационной энергией понимается электроэнергия, выработанная по теплофикационному циклу и вынужденному конденсационному режиму. Выработка электроэнергии по вынужденному конденсационному режиму является неотъемлемой частью комбинированного способа производства электрической и тепловой энергии и определяется исходя из необходимости следующих условий:

- поддерживать вентиляционный пропуск пара в цилиндр низкого давления теплофикационного агрегата;
- нести нагрузку ниже минимально допустимой котельным агрегатом при блочной компоновке оборудования;
- несения нагрузки не ниже некоторого минимума из-за особенностей схемы выдачи мощности или невозможности поддержания уровней напряжения в узлах приема мощности.

В условиях переходного периода тарифы на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую ТЭЦ комбинированным способом, будут регулироваться исходя из объема необходимой валовой выручки (НВВ), состоящей из экономически обоснованных затрат и минимальной прибыли. Для этих условий и предлагается методика расчета экономически обоснованных за-

трат на электрическую и тепловую энергию ТЭЦ, основанную на принципе, при котором тариф на каждый вид энергии, компенсирует связанную с ним долю общих затрат, и содержит соответствующий объем прибыли.

Для расчета экономически обоснованных тарифов на продукцию ТЭЦ необходимо прежде всего распределить между электрической и тепловой энергией расход топлива, затраты и прибыль. Проще всего с распределением прибыли между видами энергии. Для электрической и тепловой энергии, которые вырабатываются комбинированным способом, логично предположить, что их производство должно быть равнорентабельным. Сложнее с распределением расхода топлива и затрат.

Для распределения расхода топлива ТЭЦ между электрической и тепловой энергией, вырабатываемой по теплофикационному режиму, предлагается разделение суммарного расхода $B_{\text{тэц}}$ на составляющие, часть из которых поддается прямому расчету.

$$B_{\text{тэц}} = B_{\text{хх}} + b'_{\text{тц}} \mathcal{E}_{\text{тц}} + b'_{\text{кц}} \mathcal{E}_{\text{кц}} + B_{\text{тз}} \quad (1)$$

где $B_{\text{хх}}$ – расход топлива на холостой ход турбоагрегатов целиком относимый на электроэнергию, вырабатываемую по теплофикационному режиму, т.е. турбина работает для того, чтобы вращать ротор генератора, вырабатывающего электроэнергию; на электроэнергию, вырабатываемую по свободному конденсационному режиму, расход топлива на холостой ход относить нельзя, поскольку эта электроэнергия должна рассматриваться, как дополнительная, даже если она включается в плановый баланс в условиях общего дефицита.

В составляющей $b'_{\text{тц}} \mathcal{E}_{\text{тц}}$ сомножитель это $b'_{\text{тц}}$ это относительный прирост расхода топлива, а $\mathcal{E}_{\text{тц}}$ – объем выработки электроэнергии при производстве электроэнергии по теплофикационному циклу; $b'_{\text{кц}} \mathcal{E}_{\text{кц}}$ – аналогичная составляющая расхода топлива на производство электроэнергии по вынужденному конденсационному режиму.

Первые три слагаемые формулы (1) поддаются прямому расчету и в сумме составляют расход топлива на полный объем производства электроэнергии по теплофикационному режиму $B_{\text{тр}}^{\text{бр}}$, т.е. расход брутто. $B_{\text{тз}}$ в формуле (1) – это расход топлива на производство теплоэнергии без учета отнесения части топлива на производство электроэнергии расходуемой на собственные нужды ТЭЦ $\Delta B_{\text{тз}}^{\text{сн}}$, связанные с работой вспомогательного оборудования, обслуживающего производство тепловой энергии.

В конечном счете на электроэнергию, вырабатываемую по теплофикационному режиму расход топлива нетто $B_{\text{тр}}^{\text{нетто}}$ равен

$$B_{\text{тр}}^{\text{нетто}} = (B_{\text{хх}} + b'_{\text{тц}} \mathcal{E}_{\text{тц}} + b'_{\text{кц}} \mathcal{E}_{\text{кц}})(1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{тз}}) / \mathcal{E}_{\text{тр}}, \quad (2)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{тз}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды производства тепловой энергии; $\mathcal{E}_{\text{тр}}$ – производство (выработка) электроэнергии ТЭЦ по теплофикационному режиму.

Полный расход топлива на производство теплоэнергии определяется по остаточному принципу по формуле:

$$B_{\text{тэ}}^{\text{полн}} = B_{\text{тэ}} - B_{\text{тр}}^{\text{нетто}} \quad (3)$$

В общем случае полный расход топлива на производство теплоэнергии состоит из расхода на производство тепла отборным паром, отпуск тепла через РОУ и производство тепла пиковыми водогрейными котлами. Расход топлива на отпуск тепла через РОУ и производство тепла пиковыми котлами рассчитываются, а расход топлива на выработку тепла отборным паром определяется по остаточному принципу.

Распределение расхода топлива между электрической и тепловой энергией является основой для разнесения стоимости расходуемого ТЭЦ топлива между видами энергии.

Для распределения условно-постоянных затрат между электрической и тепловой энергией предлагается между видами энергии пропорционально расходам топлива, относимым на каждый вид энергии при работе ТЭЦ по теплофикационному режиму.

Если тарифы на электрическую и тепловую энергию устанавливаются для ТЭЦ, работающих в составе АО-энерго или ТГК, то к условно-постоянным расходам ТЭЦ добавляется соответствующая доля общехозяйственных расходов АО-энерго.

Общехозяйственные расходы, относимые на ТЭЦ, распределяются между электрической и тепловой энергией пропорционально распределению условно-постоянных расходов между видами энергии.

По результатам распределения между видами энергии стоимости топлива и условно-постоянных затрат (с учетом общехозяйственных) формируются полные затраты на производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ и рассчитывается себестоимость отпускаемого с шин кВт ч и отпускаемой с коллекторов Гкал

Далее, исходя из равнорентабельности производства каждого вида энергии, определяются среднеотпускные тарифы на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую ТЭЦ по теплофикационному режиму.

На электрическую энергию ТЭЦ формируются двухставочные тарифы по принципам, применяемым для ГРЭС – поставщиков на оптовый рынок. Для ТЭЦ, как и для ГРЭС, двухставочный тариф формируется из ставки, рассчитываемой на 1 МВт (или кВт) установленной мощности, и ставки на 1 МВт·ч (или кВт·ч) планового объема отпускаемой в сеть электроэнергии, вырабатываемой по теплофикационному режиму.

Примечание: Оплата мощности производится с учетом коэффициента, рассчитываемого как отношение фактического значения рабочей мощности к плану. Оплата электроэнергии осуществляется по фактическому объему отпуска в сеть.

Выработка электроэнергии по свободному конденсационному режиму при отсутствии общего дефицита не должна планироваться, но может ока-

затьсяя востребованной в отдельные периоды, в случае, например, аварии более экономичной электростанции. Тариф на такую электроэнергию целесообразно приравнять к топливной составляющей себестоимости производства $S_{\text{т}}^{\text{kp}}$ рассматриваемой электроэнергии:

$$T_{\text{т}}^{\text{min}} = S_{\text{т}}^{\text{т}} = \frac{b_{\text{т}} \Pi_{\text{т}}}{1 - K_{\text{т}}} , \quad (4)$$

где $b''_{\text{т}}$ – относительный прирост расхода топлива при производстве электроэнергии по свободному конденсационному режиму; $\Pi_{\text{т}}$ – цена топлива, сжигаемого при производстве электроэнергии по свободному конденсационному режиму; $K_{\text{т}}$ – относительная величина расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ.

Если же в регионе образуется дефицит электроэнергии, который не может быть преодолен ни каким другим способом кроме как производство электроэнергии на ТЭЦ по конденсационному режиму, то эта электроэнергия должна включаться в плановый баланс региона. Однако оценка этой электроэнергии и в данном случае должна быть отделена от стоимости электроэнергии, вырабатываемой по теплофикационному режиму.

По теплоэнергии также могут и должны устанавливаться сложные тарифы, но в работе, положенной в основу настоящего доклада, эта задача не рассматривалась. Поэтому ограничимся лишь некоторыми общими соображениями. Тарифы на пар целесообразно устанавливать двухставочные со ставками на мощность и на энергию с дифференциацией последней в зависимости от параметров отпускаемого пара. На горячую воду для отопления, горячего водоснабжения и технологических нужд тарифы могут состоять из ставок за воду и за отпущенную теплоэнергию. При этом в ставке за воду должны учитываться затраты на содержание тепловых сетей и на прокачку воды, также стоимость воды, необходимой для заполнения системы и утечек (в пределах нормативов). В открытых системах теплоснабжения должна учитываться и стоимость отобранных потребителями воды.

Методика, основные положения которой изложены выше, прошла экспериментальную проверку в 1999-2000 гг. Три ТЭЦ ОАО «Ярэнерго» были выведены на оптовый рынок и для них были разработаны тарифы с использованием первоначального варианта докладываемой методики. Применение этих тарифов на практике привели к следующим результатам.

На ТЭЦ ОАО «Ярэнерго» практически прекратилась выработка электроэнергии по свободному конденсационному режиму, так как эта энергия в нормальных режимах работы ОЭС Центра оказалась невостребованной в силу ее неконкурентоспособности. Эта энергия была вытеснена мощными ГРЭС, имеющими низкие удельные расходы топлива.

Вместе с тем электроэнергия ТЭЦ ОАО «Ярэнерго» оказалась невыгодной оптовому рынку, так как из-за недогрузки ТЭЦ по теплу и низкого числа часов использования установленной мощности среднеот-

пускной тариф на электроэнергию ТЭЦ получился высоким. В результате ОАО «Ярэнерго» вынуждено было прекратить эксперимент.

Тем не менее работа по совершенствованию методики и алгоритма расчета экономически обоснованных тарифов на электрическую и тепловую энергию ТЭЦ, в ЭНИНе продолжалась. В результате по обновленному алгоритму были выполнены расчеты для ТЭЦ-1 ОАО «Ярэнерго».

Рассматриваемая ТЭЦ имеет установленную мощность 131 МВт. Объем электроэнергии, вырабатываемой по теплофикационному режиму, составляет 444,9 млн кВт·ч, в том числе: 290,6 млн кВт·ч по теплофикационному циклу и 154,3 млн кВт·ч по вынужденному конденсационному циклу. Отпуск теплоэнергии с коллекторов ТЭЦ составляет 1211,5 тыс Гкал.

Для производства электроэнергии по теплофикационному режиму используется природный газ по цене 722,04 руб/т у.т. и в меньшей доле мазут по цене 1555,92 руб/т у.т. Средневзвешенная цена топлива составляет 840,42 руб/т у.т. Принято, что для производства электроэнергии по свободному конденсационному режиму может использоваться только мазут.

Расход топлива на холостой ход турбины составляет 36,284 тыс т у.т. Относительные приrostы условного топлива определены:

- для теплофикационного цикла 215,6 г/ кВт·ч;
- для вынужденного конденсационного режима 415 г/ кВт·ч;
- для свободного конденсационного режима 429 г/ кВт·ч.

Условно-постоянные расходы ТЭЦ с учетом части общехозяйственных расходов АО-энерго, относимых на ТЭЦ, – 208052 тыс руб. Суммарная прибыль ТЭЦ задана в размере 46821 тыс руб.

С использованием этих исходных данных выполнены расчеты и получены следующие результаты.

Удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч, отпущенный в сеть:

- при работе по теплофикационному режиму 401,1 г/ кВт·ч;
- при работе по свободному конденсационному режиму 511,6 г/ кВт·ч.

Удельный расход условного топлива на 1 Гкал, отпущенную с коллекторов, получился равным 143 кг/Гкал.

Среднеотпускной тариф на электроэнергию, выработанную по теплофикационному режиму, составил 65,37 коп/ кВт·ч. При этом ставка за мощность определена в размере 71,68 руб/кВт в месяц, а ставка за энергию 31,17 коп/ кВт·ч. В то же время топливная составляющая себестоимости электроэнергии, выработанной по свободному конденсационному режиму, получилась равной 79,6 коп/ кВт·ч, что в 2,55 раза больше тарифной ставки за энергию, выработанную по теплофикационному режиму. Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, выработанной по свободному конденсационному режиму, является минимальным тарифом, с которым ТЭЦ может выходить на свободный рынок электроэнергии.

Среднеотпускной тариф на теплоэнергию получился равным 233,11 руб/Гкал.

Из рассмотрения результатов расчета следует, что даже при работе по теплофикационному режиму ТЭЦ удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии получается высоким (401,1 г/ кВт·ч). Это обусловлено следующими причинами:

- принятым способом распределения расхода топлива между видами энергии, обеспечивающим удельный расход топлива на производство тепловой энергии на уровне физического эквивалента (143 кг/Гкал);
- низким числом часов использования установленной мощности ТЭЦ, составляющая всего 3400 ч/год;
- большой долей (53,1%) выработки электроэнергии по вынужденному конденсационному режиму.

Указанные причины приводят в конечном счете и к повышенному значению среднеотпускного тарифа на электроэнергию, вырабатываемую ТЭЦ. Вместе с тем получается относительно невысокий тариф на теплоэнергию, что важно для обеспечения конкурентоспособности ТЭЦ на рынке тепловой энергии.

Для снижения среднеотпускного тарифа на электроэнергию следует стремиться к увеличению тепловой нагрузки и снижению объема выработки по вынужденному конденсационному режиму.

Необходимо отметить, что и при повышенном среднеотпускном тарифе на электроэнергию у ТЭЦ имеется важное преимущество – на ТЭЦ практически всегда имеется вращающийся резерв мощности.

Экономически обоснованные тарифы обеспечивают объективную оценку стоимости вырабатываемой ТЭЦ и поставляемой на рынок электрической и тепловой энергии. Эти тарифы могут оказаться неконкурентоспособными на рынке электрической или тепловой энергии, а, возможно, и на обоих рынках одновременно. Определяющей является конкурентоспособность ТЭЦ на рынке тепла, так как снижение производства тепловой энергии существенно ухудшает экономичность выработки и тепловой, и электрической энергии. Поэтому при установлении тарифов для ТЭЦ необходимо обеспечивать ее конкурентоспособность на рынке тепловой энергии.

Степень отклонения тарифов для ТЭЦ, устанавливаемых регулирующими органами, характеризует степень экономичности производства каждого вида энергии. Неконкурентоспособность ТЭЦ хотя бы на одном рынке указывает на необходимость проработки вопроса об удешевлении электрической и тепловой энергии на соответствующем рынке, не нарушая баланса поставок. Поэтому ответить на вопрос, что делать с неконкурентоспособной ТЭЦ, можно только на основании разработки проекта энергоснабжения города, в котором работает неконкурентоспособная ТЭЦ.

В заключение разрешите высказать в порядке обсуждения некоторые соображения по определению тарифов на рынках электрической и тепловой энергии, которые можно рассматривать в качестве конкурентных по отношению к тарифам, устанавливаемым для ТЭЦ.

Конкурентными тарифами для действующих ТЭЦ на рынке электрической энергии являются:

– среднеотпускные тарифы (по электроэнергии, вырабатываемой комбинированным способом) других тепловых электростанций, рассчитанные для режима работы ТЭЦ, соответствующего ее минимальной загрузке, то есть работе ТЭЦ по тепловому графику;

– тарифные ставки (по электроэнергии, вырабатываемой в свободном конденсационном режиме) за энергию других тепловых электростанций в том числе и ТЭЦ, имеющих недогруженные конденсационные мощности.

Если вытеснение электроэнергии ТЭЦ конкурентом требует дополнительных затрат на передачу, то эти затраты должны учитываться в тарифах конкурента.

Конкурентным тарифом на теплоэнергию ТЭЦ, поставляемую в действующую тепловую сеть, является тариф любого другого поставщика, рассчитанный в точке его примыкания к действующей тепловой сети и включающей в себя дополнительные затраты на реконструкцию, если таковая потребуется в связи с вытеснением ТЭЦ, и обусловленным этим изменением направления тепловых потоков.

Если же речь идет о возможной конкуренции ТЭЦ и альтернативного источника при решении вопроса о теплоснабжении вновь возникающего потребителя, то конкурирующими являются тарифы, которые будут устанавливаться для этого потребителя в каждом из рассматриваемых вариантов.

Выводы

1. Экономически обоснованные тарифы для ТЭЦ обеспечивают объективную оценку стоимости вырабатываемой комбинированным способом электрической и тепловой энергии.

2. Предлагаемый способ распределения расхода топлива между электрической и тепловой энергией основан на учете физики процессов, которые происходят при производстве электрической и тепловой энергии в теплофикационных агрегатах и потому обеспечивают реальное представление об объемах топлива, израсходованного на выработку каждого вида энергии.

3. Результаты проведенных расчетов показывают, что предлагаемая методика объективно обеспечивает минимизацию расхода топлива и затрат, относимых на производство теплоэнергии.

4. Вывод ТЭЦ на оптовый рынок с установлением двухставочных регулируемых тарифов на электроэнергию, вырабатываемую по теплофикаци-

онному режиму, и введение дополнительной тарифной ставки за энергию, вырабатываемую по свободному конденсационному режиму, обеспечивает оптимизацию работы ТЭЦ и работающих с ними на одну сеть ГРЭС счет снижения суммарного расхода топлива этими типами электростанций.

ДИСКУССИЯ

Вопросы

A.C. НЕКРАСОВ, председатель
Какие будут вопросы к докладчикам?

B.M. МАСЛЕННИКОВ, ИВТ РАН

Вопрос сразу к двум докладчику. Как вы распределяете капитальные затраты между выработкой тепловой и электрической энергии при учете постоянных расходов? Ведь известно, что ГРЭС плюс котельные всегда дешевле, чем ТЭЦ.

A.A. ХАРАИМ

Изо всех капитальных затрат можно выделить некоторую долю производственных фондов, функциональное назначение которых бесспорно связано с производством только одного из видов продуктов. Для них проблемы разделения не возникает. Что же касается основной части капитальных затрат, которые связаны с комбинированным процессом производства обоих продуктов одновременно, то вся суть излагаемого мной метода сводится именно к тому, что ничего распределять не надо. В случае признания комбинированного производства, как особого вида деятельности и при определении особого подхода к порядку формирования тарифов для ТЭЦ, такой нужды тоже не возникнет.

Что же касается того, что КЭС «плюс» котельная в строительстве всегда дешевле, то мне кажется этот тезис не бесспорным.

B.A. МАЛАФЕЕВ

КЭС «плюс» котельная **НЕ** всегда дешевле!

A.A. ХАРАИМ

Нужно учесть стоимость земли, стоимость транспорта и т.д. Не знаю. Но к существу вопроса это не имеет отношения. Главное преимущество ТЭЦ перед КЭС «плюс» котельная – это экономия топлива и сокращение потерь электроэнергии.

Проблема же распределения капитальных затрат напрямую к ценобразованию не относится.

В.И. ДЕНИСОВ

Есть две задачи. Одна задача – определить эффективность комбинированной выработки электрической и тепловой энергии по сравнению с их раздельным производством. При решении этой задачи не производится никакого деления затрат ТЭЦ на электрическую и тепловую энергию. Тот вариант, у которого сумма дисконтированных затрат меньше, и является эффективным.

Есть вторая задача. Это установление тарифов на действующих ТЭЦ. Там нет капитальных затрат, а есть постоянные затраты, включающие в себя амортизацию, расходы на ремонт, зарплату, общехозяйственные и другие расходы. Их приходится делить между электрической и тепловой энергией.

В.М. МАСЛЕННИКОВ

Общие затраты в конце концов делятся по методикам пропорционально. А эти общие затраты зависят от капитальных затрат, особенно сейчас.

В.И. ДЕНИСОВ

Правильно. Тогда я уточняю. Эти общие затраты зависят от стоимости основных производственных фондов, поскольку именно от стоимости основных производственных фондов начисляется амортизация. Осуществляется же распределение не основных фондов между электрической и тепловой энергией (нам это не нужно), а постоянных затрат, не зависящих от объема вырабатываемой энергии.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ, ГВЦ энергетики

Валентин Иванович, я так понял, что большего ужаса, чем конденсационная выработка на ТЭЦ, не существует. Вы абсолютно правильно и четко сказали, что в этой формуле это относительный прирост. Если я беру дополнительную конденсационную выработку, это тоже относительный прирост?

В.И. ДЕНИСОВ

Безусловно.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

Посмею вам сказать, что кроме этой дополнительной выработки есть еще случаи, когда ТЭЦ работает минимально без аварий, и выгодней работать на чисто конденсационном режиме ТЭЦ, чем останавливать агрегаты станций.

В.И. ДЕНИСОВ

Пожалуйста.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

Тогда зачем все это, если мы говорим, что у очень многих агрегатов относительный прирост лучше.

В.И. ДЕНИСОВ

Объясняю. Вы рассуждаете совершенно справедливо как работник, управляющий оперативными режимами. А я рассматриваю этот вопрос с позиций ценовых, где все эти показатели рассчитаны на больший период времени – на год.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

У меня будет дополнительная конденсационная выработка. В течение года я могу планировать.

В.И. ДЕНИСОВ

Дополнительная конденсационная выработка определяется эффективностью нагрузок в оперативном режиме.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

Не только.

В.И. ДЕНИСОВ

Я не возражаю, если в регионе нет иных возможностей обеспечить потребителей электроэнергией.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

В долгосрочной то же.

В.И. ДЕНИСОВ

Не думаю.

К.С. СВЕТЛОВ, ОАО НИИЭЭ

Валентин Иванович, вы публиковали вашу методику с 2000 г. по Ярославлю. Как относится к этой методике ФСТ? Как ее «пробить» через ФСТ?

В.И. ДЕНИСОВ

Эта работа не рассматривалась. Поэтому я сейчас на этот вопрос конкретного ответа не могу дать. Но хочу отметить, что Федеральная служба по тарифам организовала проведение работ по определению минимальной выработки ТЭЦ, т.е. по расчету производства электроэнергии по теплофикационному режиму без лишней конденсационной выработки, что и предлагается в докладе.

Д.А. ФРЕЙ, МЭИ

Сначала вы сказали, что конденсационная выработка является приростом, но электроэнергия по 35 копеек. А потом, когда приводили пример по Ярославлю, сказали, что очень дорогая оказалась, по 81 копейке. Как вы это можете объяснить?

В.И. ДЕНИСОВ

Очень просто. Я говорил, что она дешевая, когда ТЭЦ работает на розничном рынке и потребители этого рынка полностью оплачивают содержание ее установленной мощности. Поэтому производство дополнительной (сверх минимально необходимой) конденсационной электроэнергии оценивается только по стоимости израсходованного на нее топлива.

Отказ от дополнительной конденсационной выработки на ТЭЦ, работающей в составе потребительского рынка, потребует ее возмещения посредством закупки на оптовом рынке, например у Конаковской ГРЭС, но по полному тарифу. Естественно, что покупная электроэнергия получается более дорогой.

А когда же мы говорим, что все ТЭЦ, как ГРЭС выведены на оптовый рынок и вошли в плановый баланс, то затраты на их содержание (т.е. условно-постоянные расходы) должны быть оплачены оптовым рынком по ставке, установленной в расчете на 1 кВт установленной мощности. В результате конкурировать между собой ТЭЦ и ГРЭС в части поставки на рынок конденсационной энергии будут только по тарифной ставке за энергию, а не по полному тарифу. Как следствие ГРЭС с удельным расходом топлива 330 г у.т./кВт·ч получает преимущество перед ТЭЦ, которая вырабатывает конденсационную электроэнергию с удельным расходом 500 г у.т./кВт·ч, поскольку топливная составляющая себестоимости производства является основой тарифной ставки за энергию.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

Вы сказали, что вырабатываемая ТЭЦ конденсационная электроэнергия стоит 35 коп/ кВт·ч. Поясните, как получена эта оценка?

В.И. ДЕНИСОВ

При цене топлива 700 руб/т у.т. один килограмм стоит 70 коп. Поэтому дополнительная (сверх минимально необходимой) конденсационная электроэнергия ТЭЦ при удельном расходе 500 г у.т./ кВт·ч оценивается в 35 коп/ кВт·ч.

В стоимость дополнительной конденсационной электроэнергии ТЭЦ условно-постоянные затраты не включаются. Эти затраты не зависят от того, работают ТЭЦ на розничном или оптовом рынке. Однако при работе ТЭЦ на розничном рынке условно-постоянные затраты учитыва-

ются в тарифах региона (субъекта Федерации), в котором размещена ТЭЦ. Если же ТЭЦ выведена на оптовый рынок, то ее условно-постоянные затраты распределились по потребителям этого рынка.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

И вернулись на розничный рынок прежней величиной.

В.И. ДЕНИСОВ

Это не так, потому что условно-постоянные затраты ТЭЦ растворились в огромном количестве электроэнергии оптового рынка и вернулись на розничный рынок долей.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

Той же долей, которая была для покрытия Ярославля.

В.И. ДЕНИСОВ

Нет.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

Что, Ярославль стал меньше потреблять?

А.А. ХАРАИМ

Меньше использования получается.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

Энергия – согласен, а мощность – нет.

Д.А. ФРЕЙ

Вы говорите, что оптовый рынок обязан купить мощность ТЭЦ. Но на каком основании он будет покупать эту мощность?

В.И. ДЕНИСОВ

По двум основаниям. По существу в энергетике действовал и должен действовать принцип достижения глобального, а не частного минимума затрат. Это общий принцип. А формально: согласно Постановлению Правительства РФ № 643 от 14 октября 2003 г. все электростанции с установленной мощностью 25 МВт и выше выводятся на оптовый рынок.

Д.А. ФРЕЙ

Вы сказали, что тарифы для населения на тепло устанавливаются просто так. Как они устанавливаются просто так, если они определяются на основе опять же затрат, которые вы пытаетесь обосновать?

В.И. ДЕНИСОВ

Я готов объяснить. Дело в том, что население оплачивает отопление по ставкам за 1 кв. м, а горячее водоснабжение за одного проживающего. При этом затраты энергоснабжающей организации на производство и транспортировку теплоэнергии, как правило, не окупаются выручкой от продажи теплоэнергии населению. Тарифы на теплоэнергию для населения непосредственно не связаны с тарифами, которые устанавливаются для ТЭЦ и сетевых организаций, осуществляющих транспортировку теплоэнергии.

Вместе с тем жилищно-коммунальные организации оплачивают теплоэнергию по полновесным тарифам за 1 Гкал, установленным региональным органом регулирования. И тарифы для населения и тарифы для жилищно-коммунальных организаций, по сути, утверждаются одной и той же местной властью. Поскольку платежи населения за теплоэнергию не окупают затрат жилищно-коммунальных организаций, убытки ЖКХ возмещаются из местного бюджета. Поэтому местная власть заинтересована в утверждении как можно меньших тарифов за теплоэнергию, поставляемую энергоснабжающими организациями.

В.А. НЕВЕЛЕВ, ГУ ИМЭИ

Какие мероприятия Вы намечаете в области тарифной политики по улучшению убыточных электростанций?

Модели эластичности спроса по цене?

Какие конкурентные преимущества имеют конкретные тарифы?

А.А. ХАРАИМ

Что такое убыточная электростанция в терминах излагаемого метода? Это те ТЭЦ, которые имеют общий убыток по комбинированному производству в целом, а не по одному из видов энергии, как это довольно часто бывает при использовании действующих методов анализа работы ТЭЦ. Поэтому, прежде всего, в списке мероприятий по «санации» ТЭЦ в случае её убыточности нет методов, которые предлагали бы отказ от производства одного из видов продукции.

В остальном, описываемый документ содержит в себе ряд рекомендаций в части тарифного регулирования, которые допустимы в целях приведения финансового положения ТЭЦ к состоянию, позволяющему компенсировать расходы на производство обоих видов энергии в комбинированном цикле. Суть этих решений состоит в том, что должны быть лица, заинтересованные в сохранении данной ТЭЦ в данном месте. Это могут быть гарантирующие поставщики, для которых наличие данной ТЭЦ – залог надёжного энергоснабжения; крупные потребители тепловой энергии, для которых закрытие ТЭЦ – поиск альтернативного

теплоснабжения, оказывающегося, например, дороже того, что они имеют сейчас; муниципалитет, для которого закрытие ТЭЦ – головная боль и непомерные финансовые затраты для создания новых источников тепловой энергии для обеспечения теплом жителей города. Могут быть и другие. Суть в том, что должен найтись кто-то, кто будет заинтересован в сохранении ТЭЦ и, следовательно, и готов оплатить дефицит средств, возникающий от того, что ТЭЦ не может вместить свои затраты в тот НВВ, определяемый тарифной политикой и внешними условиями.

А если ни у кого такого интереса нет, если никому она не нужна, тогда возникает вопрос о прекращении эксплуатации такой ТЭЦ.

О моделях эластичности. Дело в том, что тепловая энергия, во-первых, относится к товарам, совершенно необходимым нам, т.е. неэластичным по своей природе. По существу, это то, без чего мы жить в холодное время не можем. Хотя тут есть нюанс: существует некий минимум тепловой энергии, который должен быть обеспечен для жизнедеятельности как таковой – заданная температура воздуха в помещении (предположим, 19 градусов), в котором нет нетипичных утечек тепла. Но есть потребность в тепле сверх этого минимума: кто-то хочет, чтобы в его доме температура не опускалась ниже 24 градусов, кто-то содержит экзотическую оранжерею, которая требует колоссальных дополнительных затрат тепла. Очевидно, именно эта, вторая часть теплопотребления имеет эластичность, и довольно существенную. Но у нас не было серьезных прецедентов создания конкурентного рынка в области теплоснабжения, поэтому нет материала для определения, изучения эластичности.

В.И. ДЕНИСОВ

Мне был задан такой вопрос: какие преимущества имеют конкурентные тарифы. Я попробую пояснить, какие преимущества имеет конкурент.

Если говорить о конкуренции на рынке тепловой энергии, то конкурируют с ТЭЦ, как правило, мощные котельные, такие, скажем, какие строятся и работают в Москве с удельным расходом топлива 160 кг у.т./Гкал. Большое их преимущество – малая капиталоемкость.

Конкурировать с котельными действующие ТЭЦ могут только за счет меньшего по сравнению с котельными удельного расхода топлива на производство теплоэнергии. При предлагаемом методе распределения расхода топлива между электрической и тепловой энергией удельный расход на теплоэнергию уменьшается до 143 кг у.т./Гкал. Достаточно этого для обеспечения конкурентоспособности ТЭЦ на рынке теплоэнергии или недостаточно – это другой вопрос. Главное же мы получаем объективную оценку удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ.

Если же рассматривается вопрос о конкурентах действующей ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергии, то такими конкурентами могут быть

любые другие тепловые электростанции (включая АЭС) в части электроэнергии, вырабатываемой ТЭЦ в конденсационном режиме в объемах, превышающих минимально необходимый для работы по тепловому графику. Гидроэлектростанции не могут, как правило, конкурировать с ТЭЦ в силу ограниченности их гидроресурсов, используемых, прежде всего, для участия ГЭС в покрытии пиковых нагрузок. Исключение могут составлять периоды половодья (в первую очередь в Сибири), когда чрезмерные избытки воды позволяют ГЭС вытеснять электроэнергию тепловых электростанций вплоть до сокращения выработки ТЭЦ по теплофикационному циклу.

Н.В. АНТОНОВ, ЭА «Восток-Запад»

Валентин Иванович, уже не в первом регионе, в котором мы работаем, встречается такая картина, когда стоимости производства тепла для населения на ТЭЦ превышают или примерно равны стоимости производства тепла на котельных. Это – недостаток распределения того самого механизма? Или что-то еще?

В.И. ДЕНИСОВ

Если распределение расхода топлива между электрической и тепловой энергией производится по методике ОРГРЭСа, утвержденной в 1995 г., то по всей вероятности низкая конкурентоспособность действующих ТЭЦ на рынке тепла обусловлена их высокой капиталоемкостью по сравнению с мощными современными котельными. В некоторых случаях на это может накладываться недогрузка ТЭЦ как по теплу, так и по электроэнергии.

А.Н. КАРХОВ, ИБРАЭ РАН

Вы говорите о предельных тарифах на электроэнергию. Есть методика, разработанная в этом же институте, определения эффективности инвестиционных проектов. Вы как-то эту методику связывали со своими расчетами или нет? Предельный тариф будет соответствовать тому, будет экономична ТЭЦ или нет?

А.А. ХАРАИМ

Дело в том, что предельные тарифы рассчитываются как нечто внешние, как нечто заданные для данных условий. Предельные тарифы в излагаемой методике сформированы не на основании возврата инвестиций или затрат, а определены какими-то внешними условиями ее существования. Эти условия могут быть в каждом конкретном случае свои. Предельные уровни – это и есть рынок, это рыночное окружение, в котором существует ТЭЦ.

A.C. НЕКРАСОВ, председатель

Аркадий Алексеевич, Вы сопоставляли свой метод с тем, что сегодня используется? В чем вы расходитесь, в чем совпадаете?

Второй вопрос. Вы начали с того, что на ТЭЦ три вида энергии: электроэнергия, отборное тепло и ... Какой третий вид деятельности?

A.A. ХАРАИМ

Нет, не виды энергии, а три вида деятельности: производство электроэнергии, производство тепла, и третий вид деятельности – комбинированное производство того и другого.

A.C. НЕКРАСОВ, председатель

Когда тепло идет через РОУ, это немножко другое в экономике тепла, чем если оно идет через отбор. У вас это нигде не было показано, вы просто оперировали теплом и электроэнергией, хотя правильно обозначали, что это два разных вида тепла со стоимостной точки зрения. Не можете ли вы как-то пояснить это.

A.A. ХАРАИМ

Первый вопрос – по поводу метода оценки. Да, было сделано много расчетов. Главное принципиальное расхождение с действующими методами в том, что мы не делим топливо и затраты.

A.C. НЕКРАСОВ, председатель

Я понимаю, что для вас это принципиальный вопрос. Но вопрос заключается в том, что если выходить на конечный результат, какие расхождения у вас получается – скажем, там одни стоимостные величины затрат, а в вашем случае – другие.

A.A. ХАРАИМ

В том-то и дело, что то, что предлагаю я, дает не конкретное значение тарифов, а диапазон, внутри которого любая пара тарифов удовлетворяет выставленным внешним (рынок) и внутренним (затраты ТЭЦ) условиям. Любой другой метод дает одну точку, скажем, физический – одну, а метод ОРГРЭС – другую. Представим себе, что те предельные тарифы, о которых я говорил, экономически определяют окружение ТЭЦ и проходят так, что обе обозначенные точки оказываются за пределами. Это значит, что, либо ТЭЦ придётся работать по предельным уровням тарифа и иметь дефицит средств на компенсацию своих расходов, либо от её услуг начнут отказываться какие-то потребители (электрической или тепловой энергии), переходя на доступные им более дешёвые способы энергоснабжения. И это всё при том, что экономически

существуют пары тарифов, удовлетворяющие все стороны энергоснабжения, но эти точки не соответствуют предлагаемым нормами способам деления расхода топлива между электрической и тепловой энергией.

A.C. НЕКРАСОВ, председатель

Треугольник – ничего другого нет.

A.A. ХАРАИМ

В общем, изюминка метода состоит не в том, что он даёт какие-то тарифы ниже, а какие-то выше, а в том, что он указывает тот диапазон взаимосвязанных пар тарифов на оба вида энергии, который отвечает интересам всех субъектов теплоснабжения. И его преимущество в том, что он даёт возможность ТЭЦ гибко реагировать на требования рынка, оставаясь в рамках регулирования необходимой валовой выручки.

A.C. НЕКРАСОВ, председатель

По методу ОРГРЭС 2004 года считаю, получаю некоторые экономические характеристики, в результате – показатели стоимости того и другого. Вы применяете к этому же случаю свой метод. Какая разница в экономике?

A.A. ХАРАИМ

Она может быть разной. Я считал для ТЭЦ-22, а коллеги из Санкт-Петербурга² для Северо-Западной ТЭЦ.

A.C. НЕКРАСОВ, председатель

На Северо-Западной ТЭЦ у вас даже трубы нет.

A.A. ХАРАИМ

Расчёт вёлся с учетом того, что нужно построить эту трубу до Петроградского района и вернуть сумму инвестиций в пятилетний срок. Для ТЭЦ Мосэнерго получилось, что граница спотового рынка была 480 руб./ кВт·ч. Метод ОРГРЭС давал значение ниже, по-моему, 410 руб./ кВт·ч и 250 руб./Гкал, физический метод давал еще ниже, где-то 340 руб./ кВт·ч и 290 руб./Гкал. При этом самое дешёвое тепло, которое мог себе позволить один из крупных потребителей ТЭЦ, отключившись от электростанции, стоит 300 руб./Гкал. Следовательно, для данной ТЭЦ в экономическом окружении спотового рынка и альтернативного теплоснабжения подходят и физический, и ОРГРЭС методы.

² Санкт-Петербургский Центр Энергетики, Блинов А.Н., Смирнов Н.Н.

На Северо-Западной ТЭЦ была следующая ситуация, с точностью до «наоборот». 510 руб. – то, что существует на спотовом рынке. То, что нужно ТЭЦ и даст ей возможность существовать по теплу, равно 200 руб/ Гкал, а метод ОРГРЭС даёт значение на уровне 320 руб./Гкал, при том, что цена электроэнергии – 400 руб./ кВт·ч. Налицо противоречие: такая дешёвая электроэнергия не соответствует рыночному спросу, а тепло – превышает цену, которую сейчас платят потребители Петроградского района (около 250 руб./Гкал). В результате ТЭЦ не дают возможность построить трубу и повысить эффективность использования топлива путём перевода её в комбинированный режим, и только по причине условного деления топлива, хотя экономичность решения налицо.

Таким образом, дело не в отличии получаемых результатов: при определённых обстоятельствах результат может совпадать с действующим порядком, как в случае с ТЭЦ-22. Но снимает искусственный барьер с возможности выбора конкурентных тарифов на оба вида энергии одновременно, когда действующая нормативная база предлагает решение, противоречащее экономическим интересам субъектов энергоснабжения.

По второму вопросу о РОУ. Здесь речь идет не о том, что назначается разная цена. Затраты на производство тепла через РОУ учитываются при формировании общего тарифа на тепло в том случае, если без этого нельзя обойтись. Если же это является следствием нерасторопности персонала или связано с диспетчеризацией электрической нагрузки ниже теплофикационного минимума, то включаются иные механизмы компенсации этих затрат. В первом случае ТЭЦ сама расплачивается пережогом топлива, незаложенным в тариф. Во втором случае (при наличии соответствующей законодательной базы, обеспечивающей гарантии поставки теплофикационной выработки на рынок) включается механизм претензионной работы (взыскание ущерба с диспетчера через суд).

A.С. НЕКРАСОВ, председатель

Валентин Иванович, вы говорили о расходе топлива, переменная составляющая, всё остальное – постоянное. А затраты на перекачку теплоносителя куда относятся? Это разные расходы на разных ТЭЦ, потому что радиусы перекачки разные. Это же нельзя относить только на топливо. Есть расходы и по другим составляющим, в частности по теплоте. Как это учитывается?

В.И. ДЕНИСОВ

Здесь не рассматриваются затраты на перекачку теплоносителя насосами, установленными в теплосети.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

Валентин Иванович, это один из недочетов. Сегодня для того, чтобы выдать эту тепловую мощность сетевой воде, необходимо иметь собственные нужды, чтобы крутить эти сетевые насосы. А там колossalный объем электроэнергии теряется.

Одно дело, когда из отбора пар идет, а другое – когда для выдачи тепловой энергии (мощности) используются 3-мегаваттные машины (сетевые насосы).

В.И. ДЕНИСОВ

Давайте поставим все точки над «*и*». Речь идет о тарифах на теплоэнергию, отпускаемую с коллекторов ТЭЦ. При этом расходы, связанные с работой сетевых насосов, находящихся на балансе электростанции, учитываются в затратах ТЭЦ. Все затраты по доведению теплоносителя до потребителя, которые имеют место за пределами балансовой принадлежности ТЭЦ, относятся на самостоятельный вид деятельности – транспортировку теплознергии.

Что касается затрат ТЭЦ, то они делятся на условно-переменные (топливо) и условно-постоянные. Такое деление позволяет нам формировать двухставочные тарифы.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

Если мы будем делить, я не возражаю. Можно дальше пойти.

В.И. ДЕНИСОВ

Я не спорю. Можно и дальше совершенствовать действующие методические указания по расчету тарифов.

А.С. НЕКРАСОВ, председатель

Валентин Иванович, Вы не считали, что затраты на перекачку – это существенная переменная. У Вас зимой они есть, летом они значительно ниже.

В.И. ДЕНИСОВ

Сезонная неравномерность расходов на перекачку сетевой воды и на производство тепловой энергии компенсируется установлением среднегодовых значений тарифов на тепло, используемое для отопления и горячего водоснабжения, что обеспечивает равномерную помесячную оплату потребляемого тепла. В результате в летние месяцы теплоснабжающая компания получает от потребителей больше денег за теплоэнергию, чем затрачивает на ее производство и транспортировку в это время, что упрощает финансирование ремонтной компании, пик которой приходится на летний период.

А.С. НЕКРАСОВ, председатель

Второй вопрос: о какой воде шла речь? На ТЭЦ есть сетевая вода, со станции, а вторая вода – горячего водоснабжения, это питьевая вода и там тоже расход воды идет. Как это считается?

В.И. ДЕНИСОВ

Речь идет о подпитке систем закрытого теплоснабжения, необходимой вследствие имеющихся утечек, а также о восполнении расхода воды в системах с прямым водоразбором на нужды горячего водоснабжения.

А.С. НЕКРАСОВ, председатель

Но все бегут от этого открытого водоснабжения. Все хотят закрытое.

В.И. ДЕНИСОВ

Я не сказал, бегут или не бегут. Я говорю о реальных ТЭЦ, реальных системах теплоснабжения, с которыми мне приходится сталкиваться в работе над тарифами .

Выступления

A.C. НЕКРАСОВ, председатель

Кто хотел бы выступить?

B.M. МАСЛЕННИКОВ, ИВТ РАН

Где-то в 80-х годах строились ТЭЦ и министерства химической промышленности и энергетики решали любые капитальные затраты. Как считало министерство энергетики? Они сказали: если бы я построил ГРЭС на такую-то мощность, у меня было бы столько-то. Если бы построил ТЭЦ, капиталовложения были бы такими-то. Разница эта – Ваша. Министерство химической промышленности сказали, что это в 2 раза дороже, чем построить котельную. Ничего удивительного нет. Министерство химической промышленности сказали, что вы хотите: когда я ставлю котел на низких параметрах, то у него стоимость одна. А здесь навесьте подвод, у меня котел сверхвысокого давления, он будет дороже и масса других затрат. Выигрываю я просто на экономии топлива, на тепловом потреблении выработки электроэнергии. Но это уже не касается, прошу прощения, потребителя.

Поэтому мне кажется, что чем докладчик закончил, я бы с этого начал. Что в конце концов задает тариф? Какая-то альтернативная технология по выработке электроэнергии или тепла. По электроэнергии – стоимость на конденсационной станции. На какой – старой или новой? Дело в том, что стоимость электроэнергии на новой и старой станции отличается раза в три. Почему? Капитальные затраты. Главный побудительный мотив РАО «ЕЭС России» – выделить действующие станции в самостоятельный рынок. Зачем? Потому что инвестор появится только тогда, когда стоимость на электростанциях будет примерно 5 центов кВт·ч. Это удельные капитальные затраты и возврат процентов на капитал, который есть. А сейчас они там гораздо меньше. Поэтому их и нет. И до тех пор, пока полностью не деградирует энергетика, они не появятся. Будут достраивать только то, что есть. Тяжелый рынок.

Что касается тепла, здесь он более мобильный. Это совершенно естественно, конечно. На НТС РАО «ЕЭС России» многими задавался вопрос: что же это такое, тепло у меня никто не покупает, а стоимость копейки. Я с точки зрения потребителя и буду говорить. Мне дешевле поставить собственную котельную. Это динамичная котельная, недорогая. Цена этого блага определяется стоимостью альтернативной энергии, полученной котельной в этой точке, у потребителя. А то, что мне нужно сделать водоводы, теплотрассу, насосы – всё это мои дополнительные затраты.

тельные затраты и никого это не касается. Я не куплю у вас электроэнергию дороже того, что я могу сам поставить. Следовательно, из общих затрат вычитаем то, что построили на альтернативную котельную - это рынок, другого не будет. А всё остальное, пожалуйста, пусть конкурирует с действующими станциями.

Теперь второй вопрос. Что, ТЭЦ «топить» нужно? Их не получится закрыть, потому что, вообще говоря, все удельные капитальные затраты, стоимость ЭКО вполне может конкурировать с новыми электростанциями. И если у вас растет дефицит электроэнергии, ТЭЦ будет жить. Но новых ТЭЦ никто строить не будет, и правильно сделают, потому что можно сделать парогазовую установку для выработки электроэнергии и котельную для тепла.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

Парогазовая установка для выработки электроэнергии и котельная для производства тепла - это нонсенс.

В.М. МАСЛЕННИКОВ

Это не нонсенс. Вы подберите все нормальные затраты и нормальным образом считайте. И процент за банковский кредит, и дивиденды, которые нужно будет платить. Полные затраты посчитайте. И если выгоднее делать ТЭЦ, это не нонсенс. Я посчитал – невыгодно делать ТЭЦ. Если вы посчитаете по-другому, может быть, другой процент от капитальных затрат возьмете, может быть, инвестиционную составляющую 2% возьмете. Это другой вопрос. Тогда у вас будет выгодно. Но при существующих ценах, когда у меня 800 долл./кВт на топливной электростанции выходит, нет, это невыгодно. А действующие ТЭЦ? А действующие ТЭЦ – выгодно. Что сейчас стремятся делать? Чтобы тарифы повышали. Для того чтобы нам стабилизировать энергетику, нужно 5-7 млрд. долл. в год капитальных затрат. А если отпустить на свободный рынок, то на действующих потенциальных станциях можно получить 30 млрд. долл. Вот на инвестиции пойдут 7, а куда 23, мне никто не ответил. И Чубайсу я задавал этот вопрос. Именно это заставляет толкать на свободный рынок электроэнергетику. Поэтому опасений, что у ТЭЦ не будет конкуренции – нет, в условиях растущего дефицита не позволит это, и баланс вводить, и на электроэнергию. А вот все хитрости с распределением тепла, все методики – они абсурд. Когда начинаешь их анализировать, они до абсурда доводят. Он пытается это сделать более логически обоснованно, больше ничего, чтобы уйти от парадоксов. Я просто говорю с точки зрения здравой логики потребителя, что надо проще подходить к этому вопросу: оценить тепло по стоимости всего производства на альтернативной котельной, а дальше всё остальное сводится и решается уже как тривиальная задачка.

В.И. ДЕНИСОВ

Тривиальная до тех пор, пока не приходится разрабатывать методические указания.

В.М. МАСЛЕННИКОВ

Методические указания я вам распишу, начиная от потребителя: те расходы на тепло, которые необходимо ввести, и насосы, как все дополнительные затраты и больше ничего. Значит, на ТЭЦ вам придется считать: вот стоимость и тепло. Доставьте туда по 5 рублей. Всё и больше ничего. Как вы будете это делать, меня это уже не касается. А вот на электроэнергию смотрите, выгодно это или нет. И тот режим работы, когда говорят, что я буду работать с 500 г/кВт·ч, выгодно или не выгодно. Если вы взяли капитальные затраты с новой, выгодно? Это совершенно естественно. Почему? Потому что топливная составляющая не более 30%. Если по новой станции считать, то там 70% капитальных затрат. Вот и всё. Если вы 70% уберете, то по топливной составляющей вам будет выгодно конкурировать с новой станцией. А что касается действующей станции, то здесь вопрос такой: хватает мощности, надо эксплуатировать ГРЭС. Не хватает мощности, вынуждены покупать.

В.Е. ШТЕЙНГАУЗ

Ваше отношение к тому, что доложил Аркадий Алексеевич?

В.М. МАСЛЕННИКОВ

Мне кажется, что просто дальше нужно идти. Это более разумно, чем все существующие подходы, которые на сегодня есть. Вот что я могу сказать.

В.А. МАЛАФЕЕВ, НП «Российское теплоснабжение»

Я задам вопрос Аркадию Алексеевичу.

В 1998 г. в РАО «ЕЭС России» рассматривалась концепция РАО в области теплофикации. В этой работе использовался термин «коэффициент полезного использования топлива». Этот коэффициент определялся, как частное от деления суммы электрической и тепловой энергии в одинаковых физических единицах (Дж, Гкал) на энергию, которая высвобождается при сжигании топлива в тех же единицах. Подчеркиваю название: коэффициент полезного использования топлива. Этот коэффициент определяет долю полезно использованной энергии от объема энергии, полученной при сжигании органического топлива на тепловой электростанции. Однако этот коэффициент полностью не отражает эффективность (неэффективность) ТЭС, потому что нельзя сравнивать наиболее организованный вид энергии – электрической, с менее организованной – тепловой.

зованным видом энергии – тепловой, хотя в Джоулях, в Гигакалориях или в киловатт-часах их количество будет совершенно одинаково.

Используя электрическую энергию, потребитель может достаточно легко обеспечить и моторную (механическую), и тепловую нагрузку. А из тепловой энергии, особенно той, которая сбрасывается в окружающую среду, ничего не получишь без применения весьма сложных технологий (тепловых насосов, тепловых двигателей и т.п.). Поэтому вводился второй показатель, характеризующий качество энергии (в отличие от первого показателя, характеризовавшего количество энергии). Этот показатель Вы затрудняетесь назвать. Давайте называть его также, как его называли и ранее «выработка электроэнергии на тепловом потреблении», если применять такой показатель как частное от деления количества произведенной электрической энергии на количество произведенной тепловой энергии. Этот показатель можно заменить и другим, в виде частного от деления объема произведенной электрической на сумму произведенной электрической и тепловой энергии, то есть определить, какая доля из общего объема производства энергии обеих видов приходится на электрическую энергию. Чем больше производится более совершенной (а значит, и более дорогой) электрической энергии, тем эффективнее работает энергоустановка.

A.A. ХАРАИМ

То – выработка, а это показатель отпуска. Впрочем, наверное, так и надо сделать – не выдумывать новых терминов.

B.A. МАЛАФЕЕВ

Это советская система показателей: «выработка» и «отпуск». Причем тут выработка и отпуск? Есть производственный источник энергии. Я продаю выработанную энергию. Все, что связано потом с передачей энергии, это следующий этап затрат. В Минэнерго бывшего СССР всегда отказывались от решения проблем, связанных с производством и тем более – с передачей тепловой энергии. В условиях плановой экономики руководители отрасли «электроэнергетика» говорили: наши обязанности по теплу заканчиваются производством тепловой энергии на коллекторах ТЭС и всё.

Однако в новых экономических условиях приходится мыслить рыночными категориями, а это означает следующее. У нас на шинах ТЭЦ продается электрическая энергия, а в коллекторах этих ТЭЦ выдается тепловая энергия в виде горячей воды и пара. Поэтому, чем больше из суммарного продукта электроэнергии и тепла будет произведено и проано электрической энергии более дорогого вида энергии, тем экономически эффективнее будет работать ТЭЦ.

Электроэнергия всегда была, есть и должна быть дороже, потому что она наиболее организованный вид энергии, о чем я уже говорил. Американцы используют такой метод сравнения эффективности разных ТЭЦ. Они сложили выручку, сколько заработали на продаже тепловой энергии, с тем, сколько заработали на продаже электроэнергии. Затем подсчитали, сколько они потратили денег на покупку топлива. И далее сравнили выручку от продажи электрической и тепловой энергии на ТЭЦ с затратами на топливо для этой ТЭЦ. Та ТЭЦ, на которой затраты на топливо в денежном выражении ниже суммарной выручки от продажи обоих видов энергии (электрической и тепловой), и будет более эффективной вне зависимости от удельных физических расходов топлива на электрическую и тепловую энергию.

Этот пример показывает, что ТЭЦ можно сравнивать по расходу топлива только с ТЭЦ. А сравнение ТЭЦ с ГРЭС и с котельными может осуществляться только на уровне тарифов. Для потребителей важно, сколько он затратит на покупку электрической и тепловой энергии, а для общества важно снизить максимально возможно все затраты, связанные с электро- и теплоснабжением народного хозяйства.

То, что вы сделали, давайте назовем так, как называли. Назовем своими словами, будет ясно и понятно.

Второй вопрос. У Вас, Аркадий Алексеевич, сделана замечательная попытка показать, что ТЭЦ как источники электроэнергии работают не в безвоздушном пространстве, а в определенном экономическом окружении. В одном случае ТЭЦ работает в районе Урала, где сплошное твердое топливо. Другая, точно такая же, построенная по тем же чертежам, в Сибири, а там сплошные гидроэлектростанции, крупнейшие ГЭС, на которых производство электроэнергии намного дешевле. Окружение ТЭЦ – это очень важно. И очень важно выйти на сопоставление. Мне кажется, что на этот вопрос не было достаточно четкого ответа. Думаю, что об этом надо говорить. Есть окружение, в котором находится эта электростанция. Есть один кВт·ч, есть другой, значит, надо сопоставлять. Теория дает возможность появляться этим вещам. Производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ связаны как сиамские близнецы. Если изменить расходы топлива, тарифы, цены на электроэнергию, то это немедленно отразится на расходах топлива, на тарифах, ценах на тепловую энергию. У нас, к сожалению, регулировка ведется так, что ФСТ регулирует сначала баланс на электроэнергию, а потом в РЭКах губернатор ставит свои тарифы на тепловую энергию. В результате жестко связанную пару тарифов разорвали. А как только порвали эту связь, то и не удивляйтесь, почему не получается, почему себестоимость производства тепловой энергии на ТЭЦ выше, чем в котельной малой мощности. Какое решение должен принимать собствен-

ник ТЭЦ? Закрыть производство тепловой энергии, если оно приносит одни убытки. Но как только мы перестанем вырабатывать и отпускать тепловую энергию на тепловых электростанциях, снижается эффективность производства электрической энергии, а собственник ТЭЦ и регулирующий орган говорит: почему у меня электроэнергия подорожала? Да потому, что Вы сами «заперли» отборы у турбин, сделали производство электрической энергии неэффективным и сами «застопорили» свой бизнес по обоим видам энергии.

А.С. НЕКРАСОВ, председатель

Методологические подходы к расчетам теплофикации описаны Л.А. Мелентьевым в свое время. Берется тепловая нагрузка города, потом определяется альфа ТЭЦ, после этого определяется мощность ТЭЦ и т.д. В 1952 году появилась книга Дунаевского, в которой было сказано следующее. Возьмите не тепловую нагрузку, а возьмите электрическую нагрузку города, потому что сегодня ТЭЦ вырабатывают электроэнергии больше, чем это надо городу. За этим стоит следующее: экология города – раз, транспортные связи городу нужны более тяжелые – два, земля – три. А это просчитывается? Это не просчитывается и все эти методики, которые «качаются на коленках», мало что стоят с точки зрения реальной экономической оценки. А если взять с точки зрения потребления электроэнергии в городе? Да, сегодня стоит и этот вопрос. Он заключается в том, что эти сети, которые есть в наличии, являются оптимальными или избыточными с учетом тех, которые в аварийном состоянии. Питер, рассматривая ситуацию с теплоснабжением в центре города, говорит о том, что там переложить вообще ничего нельзя, потому что стоимость перекладки сумасшедшая, и надо переходить на электроэнергию. Если кто помнит перекладку, которая была на Пушкинской, теперь это Б.Дмитровка, сколько лет там перекладывали. Там ручная работа, там не переложишь сеть. Возникает вопрос, как правильно подойти к оценке сегодня существующих ТЭЦ с учетом оценок, о которых я говорил. Только тогда мы получим действительную картину.

Когда мы говорим о тепле, надо не забывать о том, что сегодня потребление тепла выглядит следующим образом. На население и социальную сферу приходится больше половины тепла в потреблении. Потери – это уже другой вопрос, а речь идет только о реальном потреблении. Этот социальный потребитель и является тем, кто определяет тариф на тепло и никуда вы не денетесь. Сегодня это выглядит так. Если посмотреть распределение по 10-процентным группам населения, то, конечно, какой тариф не задавай населению, будет что угодно. Приведу такой пример. Богатый человек построил коттедж и стал заявлять свою электрическую нагрузку. Сейчас поясню, в чем дело. Электрическую нагрузку он заявлял в мегавольтах. Стали смотреть, что это такое.

Набрали на 500 киловольт. А вторая половина куда пошла? А он решил подогревать пляж. Эти люди не реагируют ни на тариф, ни на что. Только комфорт, который является определяющим. Если вы посмотрите на 60%-ное население страны, на которое приходится 30-35% доходов, здесь тариф является главным задающим фактором и от этого никуда не деться, пока люди в стране не станут богаче (основная часть). Поэтому этот низкий уровень тарифов по теплу является во многом задающим.

Аркадий Алексеевич, мне нравится ваш подход. Но как бы вы не искали бы его, у вас висит этот социальный груз, и от него приходится в какой-то мере «танцевать», иначе дальше начинаются «танцы» с перекрестным субсидированием, которые РЭК решает очень своеобразно. Они берут выпадающие расходы, которые есть, снимают их и накладывают на промышленность. Сколько лет бы вы ни занимались перекрестным субсидированием, из этого ничего не получится. Выпадающие расходы просто снимаются и перекладываются.

Мне кажется, что и то, и другое, что предложено сегодня, очень важно. Но было бы хорошо, если бы авторам удалось посмотреть чуть дальше, выходя за рамки ТЭЦ с учетом этих факторов, которые во многом являются определяющими и в теплоснабжении, и в электроснабжении.

Позвольте мне на этом закончить.

Если нет больше желающих, поблагодарим докладчиков.

Компьютерный набор и верстка
оригинал-макета выполнены в
Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16
Объем 3,0 п.л.
Тираж 150 экз.