

Термодинамический и статистический методы анализа энергоемкости ТЭЦ

А.Б. Богданов, аналитик-технолог, эксперт СРО «Энергоаудиторы Сибири», г. Омск;
О.А. Богданова, инженер-теплоэнергетик, НПП «Биотехпрогресс», г. Санкт-Петербург

Представлены термодинамический и статистический методы расчета распределения топлива на тепловую и электрическую энергию от ТЭЦ, соответствующие первому и второму началу термодинамики. Вскрыты причины высокой энергоемкости энергетики России из-за скрытого перекрестного субсидирования топливом электроэнергии за счет тепловой энергии паровых турбин ТЭЦ в регулируемой тарифной политике. Даны предложения по созданию рынка комплиментарной (комбинированной) энергии как альтернативы монопольному оптовому рынку электроэнергии.

Предисловие

Решение комиссии Энергетического института АН СССР и секции теплофикации Московского отделения Всесоюзного научного инженерно-технического общества энергетиков (МОНИТОЭ) [1] от 11 января 1950 г. на многие десятилетия лишило попыток поиска правильного решения поставленной задачи и отбросило на 60 лет развитие советской, а затем и российской топливосберегающей энергетики.

Анализируя материалы докладов, книги участников совещания, а также книги [1]-[3], а так же собственный опыт анализа использования первичного топлива и энергии на ТЭЦ, в тепловых сетях городов, в региональных и межрегиональных электрических сетях, необходимо отметить основные ошибки методологического характера при анализе распределения топлива, которые в корне повлияли при принятии важнейшего, но к сожалению ошибочного решения комиссии 1950 г., приведшие в конечном итоге российскую энергетику к системному кризису, а именно:

1. Не учтены рыночные свойства товарных продуктов ТЭЦ. Анализ и нормирование технико-экономических показателей работы ТЭЦ необходимо применять **не для двух** видов товарных продуктов ТЭЦ – электрической и тепловой энергии, **а для трех** видов товарных продуктов, участвующих на конкурентном рынке:

А. Комбинированная (тепловая+электрическая) энергия ТЭЦ, произведенная в едином теплофикационном цикле, без сброса отработанного тепла в окружающую среду с КПИТ оценочно 83-72% и удельной выработкой на базе теплового потребления оценочно для 130 ата 0,7-0,55 МВт/Гкал;

В. Раздельная электрическая энергия, произведенная по конденсационному циклу, со сбросом тепла в окружающую среду с реальными значениями КПИТ для угольной ТЭЦ оценочно 34-31% (на современной угольной ГРЭС реальные значения КПИТ не выше 35%);

С. Раздельная тепловая энергия от энергетических, паровых и водогрейных котлов с КПИТ оценочно 82-86%;

2. В анализе сравниваемых вариантов не участвуют такой важнейший показатель как удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления – W [МВт/Гкал] и относительная энергоемкость комбинированного производства различных технологий U [%];

3. Анализ эффективности схем необходимо производить не для одинакового отпуска электроэнергии и тепла от источника, а для одинакового потребления комбинированной электроэнергии и тепла конечным потребителем;

4. Отсутствует простой, но чрезвычайно эффективный метод **проверки достоверности анализа по относительным приростам**: а) прирост топлива на прирост потребления электрической энергии, при неизменном потреблении тепловой энергии, б) прирост потребления топлива на прирост тепловой энергии, при неизменном потреблении электрической энергии.

Развитие рыночных отношений в энергетике вызывает острую необходимость поиска коренных причин, определяющих низкую эффективность комбинированного производства энергии на ТЭЦ. Из-за сильнеешего давления аффилированных органов на формирование тарифной политики, несовершенства методов технологи-

ческого и экономического анализа производства и потребления энергии ТЭЦ начали терять основу экономической эффективности – потребителей отработанного пара турбин! Далее более подробно изучим смысл и суть вышеназванных методологических ошибок и замечаний.

В практике работы энергетических систем постоянно стоит вопрос определения реальной, а не условно нормативной энергоемкости производства и распределения электрической и тепловой нагрузки между тепловыми электростанциями, ТЭЦ и котельными, между турбоагрегатами станции. Вопрос распределения электрической и тепловой нагрузки различного качества является сложной, многовариантной задачей. Сложность решения обусловлена необходимостью анализа допустимых сочетаний тепловой и электрической нагрузок, режимных факторов, ограничений в поставке видов топлива. Практические подходы к решению задачи распределения топлива между конденсационными турбинами на основе характеристик относительного прироста (ХОП) топлива на прирост электрической энергии давно известны и широко применялись в советское время в задачах оптимизации режимов энергосистем. А вот нормативных материалов для решения задач по определению относительных приростов топлива на тепло от турбин практически не было ни в советское время, нет и сейчас.

Существующие нормативные показатели – удельные расходы условного топлива (УРУТ), инструкции форм статистической отчетности 6-тп, макеты 15506, базирующиеся на применении «физического метода» и его продолжении «энергетического метода», а также вновь рекомендуемого «метода тепловых потоков» [5] распределения затрат на топливо ТЭЦ между тепловой и электрической энергией, не отвечающие ни конкурентным рыночным отношениям, ни тем более технологии производства энергии на ТЭЦ, продолжают затягивать системный кризис в развитии топливосберегающих технологий российской энергетики.

Парадокс современной теплоэнергетики России

В практике анализа энергоемкости российской теплоэнергетики существует не один, а четыре вида распределения топлива на ТЭЦ, каждый из которых отвечает своему заказчику!

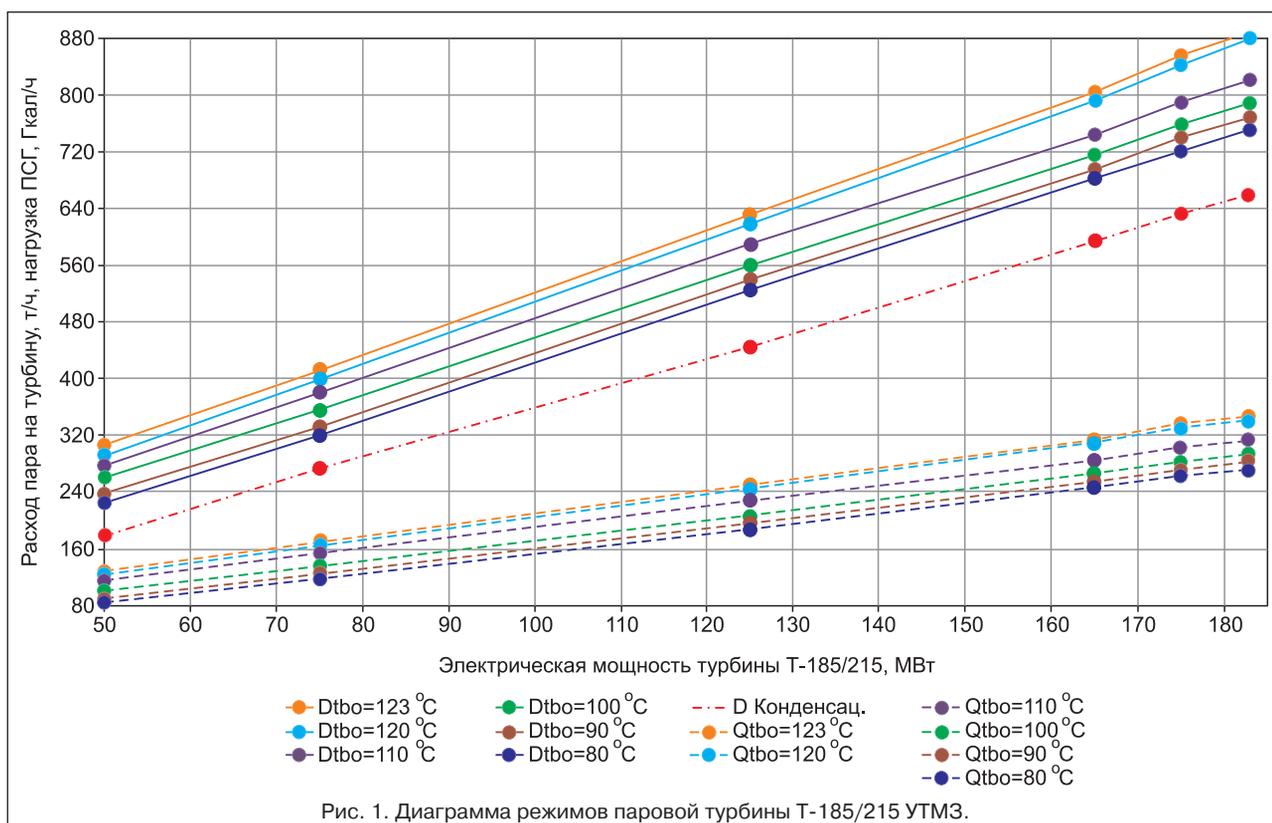
Первый вид, «Технологический». Адекватно отвечающий физическим процессам производства и потребления тепловой, электрической и комбинированной энергии, отражающий издержкам первичного топлива, отвечающий целям сохранения топливных природных ресурсов. Обеспечивает развитие топливосберегающих технологий в стране (ТЭЦ, тепловые насосы, тепловое аккумулирование и т.д.). Заказчик «тех-

нологического» метода – тонкий слой общества, специалисты, ученые, живущие по объективным законам развития общества! Теоретически главным заказчиком «технологического метода» должен быть Минрегионразвития, жилищно-коммунальный комплекс страны, отстаивающий интересы населения, но уровень его знаний настолько слаб, что он даже не понимает, о чем идет разговор! Не имея квалифицированного мнения со стороны Минрегионразвития, государственный регулятор этот метод не понимает и не применяет к регулированию.

Второй вид, «Государственной монополии». Не отвечает ни физическим законам, ни объективным рыночным законам. Является единственной и главной причиной системного кризиса развития теплоэнергетики в России, закрытия ТЭЦ, и невнедрения топливосберегающих технологий. Отвечает лозунгу краткосрочных PR-компаний, так называемой «социальной справедливости», выборным компаниям, требованиям якобы прозрачности тарифов на регулируемом рынке, статистической отчетности. Основан на применении принципа котлового усреднения – «Всем, за счет всех!». Обеспечивает монопольные привилегии федеральной электроэнергетики за счет потребителей сбросного тепла от ТЭЦ. Заказчик метода «государственной монополии» – группа монополий – потребителей электроэнергетического комплекса (алюминиевая металлургия, российские железные дороги, собственники электросетевого хозяйства). Не имея квалифицированной информации антимонопольного регулирования, политические лидеры страны так же действуют в интересах достижения собственных результатов в краткосрочном периоде «от выборов до выборов».

Третий вид, «Рыночный!». Отвечает требованиям развития рыночной энергетики в конкурентной борьбе за потребителя тепловой и электрической энергии ТЭЦ с ценообразованием на основе маржинальных издержек. Заказчики – зарубежные инвесторы, определенный тонкий слой общества, эффективные собственники ТЭЦ, живущее по законам конкурентной борьбы. Государственный регулятор этот метод так же не хочет понимать и принимать этот метод к регулированию.

Четвертый вид, «Безразлично-безответственный». «Сегодня абстрактные, завышенные цены продаж от генераторов станции по точкам поставки определяются для всей электроэнергетики единственным административным органом, определяющим ценообразование на электроэнергию на уровне ОРЭМ в большей части без учета физических законов технологии энергетического производства. Цена полностью оторвана от издержек производства. Алгоритм расчета цен на ОРЭМ существует сам по себе, издержки



генераторов сами по себе», П.М. Шевкоплясов [6]. В условиях неэффективного государственного регулирования реальной ответственности за рост энергоёмкости ВВП, производства, потребления энергии, за надёжность и бесперебойность никто не несёт! Поэтому собственникам ТЭЦ, ГРЭС и котельных, в условиях естественной монополии безразлично, каким способом формировать тарифную политику, оценивать издержки производства, распределять топливо! Лишь бы регулятор включал все топливные затраты в тариф. В суд на формального регулятора со стороны производителя энергии никто не пойдёт – «самоубийц нет!» Со стороны потребителей нет ни знаний, ни квалифицированной информации, ни статуса.

Для отражения сути комбинированного производства тепловой и электрической энергии и для практического решения задачи по снижению энергоёмкости при производстве энергии ниже представлены результаты расчета универсальной энергетической характеристики ТЭЦ, основанной на использовании диаграммы режимов паровых турбин и методе расчета относительного прироста топлива на прирост тепловой нагрузки.

Расчет относительного прироста топлива на прирост тепловой нагрузки

Расчет относительного прироста топлива на прирост тепловой и электрической нагрузки основан на результатах математической обработки диаграммы режимов турбины. Диаграмма

режимов является высокоточным квалифицированным инструментом, взаимно увязывающим все количественные и качественные энергетические показатели работы турбины. Количество параметров, определяющих тепловую экономичность теплофикационного турбоагрегата, сравнительно велико. Кроме основных количественных показателей, таких как: электрическая мощность генератора, мощность теплового потребителя, расхода пара на турбину, диаграмма режимов отражает влияние качественных показателей, таких как: давление и температура острого пара, давление пара в регулируемых отборах и (или) температура нагреваемой сетевой воды и т.д.

В данной статье для проведения качественного и количественного анализа расхода топлива на тепло и на электроэнергию использовалась заводская диаграмма режимов турбины Т-185/215-13-4, УТМЗ [7]. В отличие от разработчиков норм удельных расходов топлива для ТЭЦ, разработчики диаграмм режимов турбин являются разработчиками первичной документации и их выводы и решения безусловно отражают объективную картину энергетического баланса энергии, мощности теплофикационных турбин. Основными параметрами турбины с одним теплофикационным отбором пара типа «Т» являются: расход свежего пара – G_t , электрическая мощность – N_e , мощность теплофикационного отбора – Q_{tf} , температура сетевой воды – T_{ts} (рис. 1). Диаграмма режимов отражает три основных режима работы турбоагрегата: кон-

Таблица 1. Пример расчета прироста топлива на прирост тепловой нагрузки теплосети, при постоянной электрической нагрузке.

Электрическая мощность принята постоянной – $N_e=215,3$ МВт Температура сетевой воды принята постоянной – $T_{ts}=80$ °С									
Нагрузка теплофикационного отбора	Гкал/ч	320	280	240	200	160	120	80	40
Расход топлива	т у.т./ч	85,83	84,75	83,67	82,58	81,48	80,36	79,24	78,11
Прирост топлива на прирост тепловой нагрузки	кг у.т./Гкал	26,73	26,96	27,20	27,44	27,69	27,93	28,17	28,41
Удельный расход топлива на тепло	кг у.т./Гкал	27,57 принимается равный среднему приросту топлива на тепло в интервале тепловых нагрузок							
Удельный расход топлива на электроэнергию	г у.т./кВт·ч	359	359	359	358	358	358	358	358
Коэффициент полезного использования топлива КПИТ блока	%	84,08	78,40	72,56	66,63	60,51	54,24	47,80	41,17

Таблица 2. Пример расчета удельного расхода топлива на электрическую мощность при постоянной тепловой нагрузке.

Тепловая мощность принята постоянной – $Q=120$ Гкал/ч Температура сетевой воды принята постоянной – $T_{ts}=80$ °С									
Электрическая нагрузка турбины потребителя	МВт	220	200	180	160	140	120	100	80
Расход топлива	т у.т./ч	78,46	72,69	66,68	60,42	53,92	47,17	40,16	33,04
Удельный расход топлива на тепло (принимается равным приросту)	кг у.т./Гкал	26,73	28,28	39,91	31,59	33,34	35,17	37,08	37,45
Топливо: – на тепло	т у.т./ч	3,21	3,39	3,59	3,79	4,00	4,22	4,45	4,49
– на электроэнергию	т у.т./ч	78,46	72,69	66,68	60,42	53,92	47,17	40,16	33,09
Удельный расход топлива на электроэнергию	г у.т./кВт·ч	357	363	370	378	385	393	402	414
Коэффициент полезного использования топлива КПИТ	%	54,09	54,83	55,87	57,31	59,29	62,05	65,97	71,77

денсационный режим работы турбоагрегата; теплофикационный режим работы по тепловому графику; комбинированный режим работы по электрическому графику с пропуском пара в конденсатор.

Полученные количественные показатели приростов расхода тепла на паровую турбину, легко и однозначно пересчитываются на изменения приростов расхода условного топлива на котел, при изменении качественных и количественных показателей производства чисто теплофикационного режима по тепловому графику, чисто конденсационного режима работы, и комбинированного режима работы по электрическому графику с пропуском пара в конденсатор.

На основании линейных уравнений диаграммы режимов турбины для различных сочетаний тепловой и электрической энергии подсчитаны абсолютные величины расхода условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии для 3-х основных режимов работы ТЭЦ, замещающей ГРЭС и замещающей котельной:

А. Комбинированное производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ с турбиной Т-185/215-130;

В. Раздельное производство электроэнергии на ГРЭС с турбиной К-300-240 и раздельное производство тепловой энергии на районной котельной;

С. Раздельное производство электроэнергии на теплофикационной турбине Т-185/215 по конденсационному режиму и раздельное производство тепловой энергии на районной котельной.

Примеры расчета относительных приростов топлива на прирост нагрузки приведены в таблицах 1, 2, 3. Для учета влияния многофакторных показателей таких как: расход электрической и тепловой энергии на собственные нужды, потери тепла с тепловым потоком, прочие потери для всех трех вариантов принят единый обобщающий показатель – процент расхода топлива на собственные нужды, который принят в линейной зависимости от тепловой нагрузки котлов на турбину. Так, при тепловой нагрузке котлов на турбину 200 Гкал/ч процент расхода топлива на собственные нужды принимается 10,8%, а при нагрузке котлов на турбину 500 Гкал/ч расход топлива на собственные нужды энергоблока составляет 5,8%. Для всех вариантов расчета КПД котла брутто принят постоянной величиной равной 90% для всех режимов. Посчитаны графики энергоемкости ТЭЦ, состоящей из одной турбины Т-185/215. Алгоритм расчета показателей энергоемкости показан в таблицах 1-5. Результаты расчетов приведены на рисунках 1-4.

При проведении анализа расчетов принято допущение, что в диапазоне нагрузок от 20 до 100% удельный расход топлива на тепло принимается равным приросту удельного расхода топлива на прирост тепловой нагрузки. Принятие этого допущения означает согласие аналитиков топливоиспользования на то, что потери с холостым ходом турбины необходимо относить только на электроэнергию, а не на тепло. Это согласие обосновывается логическим смыслом и назначением высоко-

Таблица 3. Пример расчета прироста топлива на прирост температуры сетевой воды при постоянной тепловой нагрузке и постоянной электрической нагрузке.

Электрическая мощность принята постоянной – $N_e=180$ МВт Нагрузка сетевой воды принята постоянной – $Q_{ts}=200$ Гкал/ч						
Температура сетевой воды	°С	120	110	100	90	80
Расход топлива	т/ч	78,51	76,12	74,82	73,60	72,68
Прирост топлива на прирост температуры на 10 °С	т/ч	2,39	1,3	1,22	0,92	0,94
Прирост топлива на прирост температуры на 1 °С	%×°С	0,314	0,173	0,166	0,127	0,131
Усредненный прирост в интервале 120-80 °С	%×°С	0,2005				
Рост расхода топлива при 120 °С против 80 °С	%	$(78,51-72,68) \times 100 / 72,68 = 8,02\%$				

потенциального энергетического оборудования. Так, высокопотенциальные энергетические котлы и паровые турбины предназначены для получения высококачественной, превращаемой механической (электрической) энергии, а не для получения отработанного пара низких параметров. Для получения низкокачественного пара низких параметров достаточно применить редуциционно-охлаждающие установки (РОУ) или же сжигать топливо в котлах низкого давления. Если же заказчики энергетических технологий сознательно идут на ухудшение качества получаемой механической (электрической) энергии, то это делается только с целью повышения суммарного коэффициента полезного использования топлива при комбинированном производстве высококачественной и низкокачественной энергии.

Выводы по анализу диаграммы режимов

А) Удельный расход топлива на тепловую энергию

1. Для рабочего диапазона тепловых и электрических нагрузок прирост расхода топлива на прирост тепла составляет очень низкое значение! Всего 27-48 кг/Гкал (рис. 1) против 153-168 кг/Гкал по физическому методу. Данный пример является ярким проявлением второго начала термодинамики и соответствует расчетам технических показателей по «эксергетическому» методу.

2. Удельный расхода топлива на тепло (прирост) зависит только от качественного показателя – температуры нагреваемой воды и степени загрузки турбины и совершенно не зависит от количественного показателя – величины тепловой нагрузки турбины, что также полностью отвечает законам термодинамики.

3. Наглядно видно, что для отпуска дополнительной одной единицы тепловой энергии с сетевой водой 80-120 °С требуется всего 18-29% топлива от традиционной котельной! Этот результат не укладывается в рамки существующего нормативного документа по расчету тепловой экономичности работы ТЭЦ, опирающегося на «физическом» методе.

4. Удельный расхода топлива на тепло (прирост) зависит только от температуры сетевой воды и от степени загрузки турбоагрегата (рис. 1):

■ Рост температуры сетевой воды от 80 до 120 °С вызывает рост удельного расхода топлива на тепло на 9-14% (с 27 до 30 кг/Гкал при 220 МВт, и с 42 до 48 кг/Гкал при 40 МВт);

■ При снижении степени электрической нагрузки происходит значительный рост удельного расхода на 55-60% (с 27 до 42 кг/Гкал при температуре 80 °С и с 30 до 48 кг/Гкал при температуре 120 °С). Работа с низким уровнем нагрузок якобы в угоду обеспечения надежности есть одна из главнейших причин роста энергоемкости энергетики.

Потеря экономичности теплофикационной турбины Т-185/215 при работе в конденсационном режиме по сравнению с конденсационной турбиной К-300 при максимальной нагрузке 215 МВт составляет 9,3% (364 против 333 г/кВт·ч), при минимальной нагрузке в 40 МВт экономичность снижается всего на 5,8% (450 против 425 г/кВт·ч).

Повышение температуры сетевой воды при постоянной электрической и постоянной тепловой нагрузке приводит к снижению экономичности по использованию топлива от 0,127 до 0,314% на 1 °С (табл. 3).

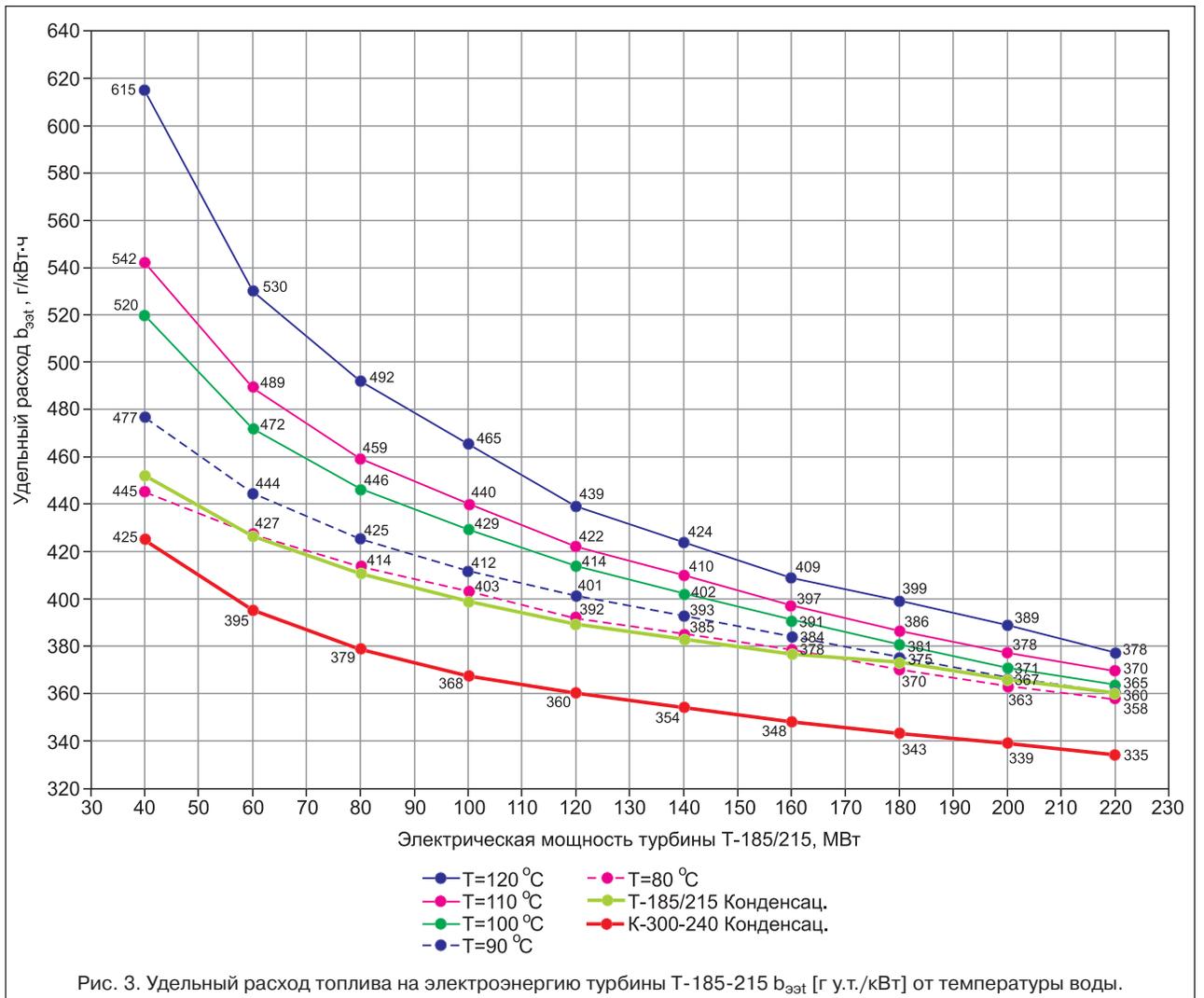
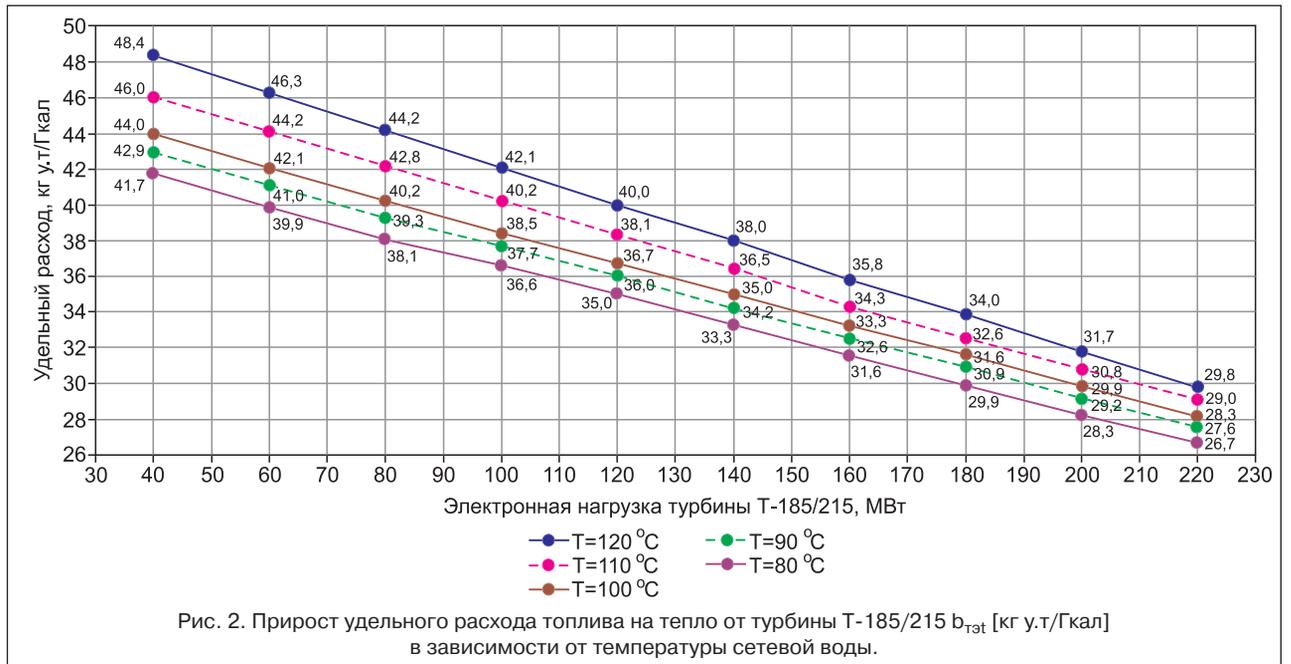
Б) Удельный расход топлива на электрическую энергию

Удельный расход условного топлива на электроэнергию (так же, как и на тепло) зависит только от двух качественных показателей: а) от степени загрузки турбины и б) от температуры сетевой воды и совершенно не зависит от количественного показателя – величины тепловой нагрузки турбины. Это главное достоинство метода, которое полностью отвечает второму закону термодинамики.

Снижение степени электрической нагрузки от максимальной 215 МВт до минимальной 40 МВт вызывает рост удельного расхода топлива на 19-64% (с 358 до 425 г/кВт·ч при 80 °С и с 380 до 625 г/кВт·ч при 120 °С).

Рост температуры сетевой воды с 80 до 120 °С вызывает рост удельного расхода на 17-47% (с 358 до 380 г/кВт·ч при 220 МВт, и с 425 до 625 г/кВт·ч при 40 МВт).

Графики на рис. 2, 3 носят универсальный характер, наглядно показывают, что удельный расход топлива на производство тепловой и электрической энергии эквидистантно зависит толь-



ко от качественных показателей: а) температуры нагреваемой сетевой воды и б) от степени загрузки турбины, и совершенно не зависит от количественного показателя – тепловой нагруз-

ки. Этот универсальный характер эквидистантных кривых позволяет производить адекватный расчет расхода топлива на комбинированное производство для любых допустимых по диа-

грамме режимов сочетаний тепловой и электрической нагрузки:

$$B_{\Sigma} = B_{\text{ээ}} + B_{\text{тэ}} = b_{\text{ээ}} \times N + b_{\text{тэ}} \times Q, \quad (1)$$

где $b_{\text{ээ}}$ и $b_{\text{тэ}}$ – удельные расходы топлива на электроэнергию и тепловую энергию в зависимости от нагрузки турбины и температуры сетевой воды, определенные по универсальной энергетической характеристике рис. 2, 3. В табл. 4 приведены примеры расчета расходов топлива на ТЭЦ.

Примеры определения энергоемкости по эквидистантным кривым

Расчет энергоемкости при распределении тепловых и электрических нагрузок для существующих источников приведен в табл. 4.

Выводы по примеру 1:

1. Видно, что рост температуры сетевой воды ведет к росту расхода топлива до 13%, но и в этом случае прирост удельного расхода топлива на тепло на ТЭЦ будет **в 5 раз ниже, чем на котельной: 32 против 165 кг/Гкал.**

2. Наглядный пример того, что применение показателя КПИТ может привести к противоречивым, ошибочным решениям. Так на примере № 4, где разгрузка турбины по электрической мощности с 200 до 130 МВт якобы приводит к росту КПИТ с 68 до 78,2%, а на самом деле реально теряется эффект теплофикации и происходит перерасход топлива на 7,43%. Существующими методами анализа, основанными на физическом методе, такого вывода никогда не получишь!

Выводы по примеру 2:

1. Наглядно видно насколько выгоднее работать как можно с большими электрическими нагрузками на турбинах. Незнание этого факта приводит к «размазыванию» электрической и тепловой нагрузки на две турбины, что в итоге ведет к перерасходу топлива на 20,7%.

2. Потеря электрических и тепловых потребителей ведет к снижению технической экономичности **в квадратичной зависимости**, а экономические показатели при этом ухудшаются **в кубической зависимости!**

Выводы по примеру 3:

1. Как ни парадоксально, но наглядно видно, что передача тепловой нагрузки с котельных на турбины ТЭЦ вызывает **экономия топлива даже больше, чем его необходимо для работы котельной – 108,6%.**

2. На дополнительно выработанную электрическую мощность 30 МВт на теплофикационной турбине в г. Омске необходимо всего 0,61 тн/ч, а для конденсационной турбины, скажем, на Ермаковской ГРЭС, надо 8,7 тн/ч.

Коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) потребителей

Опыт расчетов показывает, что применения таких показателей как удельный расход топлива

на тепло и на электроэнергию для случаев комбинированного производства энергии явно недостаточно. Мало того, в некоторых случаях, применение только этих показателей позволяет недобросовестным аналитикам и государственным регуляторам производить скрытое перекрестное субсидирование топливом, с нарушением фундаментального принципа: **принципа неразрывности производства и потребления** тепловой и электрической энергии.

Степень технического совершенства потребителей тепловой и электрической энергии в определенных условиях может определяться по коэффициенту полезного использования топлива – $\eta_{\text{ти}}$. КПИТ – это тот обобщенный универсальный показатель, который в какой-то степени определяет уровень технологической грамотности при решении задач по энергосбережению как для потребителей, так и для производителей тепловой и электрической энергии. В настоящее время в практике расчетов и регулирования энергосберегающей политики коэффициент полезного использования КПИТ используется недостаточно широко.

И если о КПИТ производителя энергии имеются много наработанных материалов, то в отношении потребителей до настоящего времени отсутствуют методики расчета эффективности для конечного потребителя – **КПИТ потребителя**. И это огромный пробел, которым абсолютно не владеет регулятор рыночной энергетики, формирующий коллективный оптимум топливоиспользования в РФ. Именно коэффициент полезного использования топлива для конечного потребителя должен быть основой для принятия управляющего решения эффективным регулятором по снижению энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП) РФ.

КПИТ – $\eta_{\text{ти}}$ – обобщенный показатель, характеризующий эффективность потребления (производства) тепловой и электрической энергии:

$$\eta_{\text{ти}} = (N \times 0,86 + Q) / ((B_{\text{ээ}} + B_{\text{тэ}}) \times 7) \quad (2)$$

$$\eta_{\text{ти}} = F(C_{\text{х. потребления}}, N, Q, t, p) \quad (3)$$

■ $C_{\text{х. потребления}}$ – схема потребления тепловой и электрической энергии (комбинированно или отдельно, пик или база, далеко или близко, лето или зима, день или ночь и т.д.);

■ N – конкретное значение электрической мощности;

■ Q – конкретное значение тепловой мощности;

■ t, p – конкретная температура воды или давление пара для потребителя.

Еще раз отметим, что КПИТ является только обобщающим, но не окончательным показателем, который количественно, **но не качественно**, характеризует способность потребителя, производителя, регулятора к снижению энергоемкости технологии потребления и производства энергии.

Таблица 4. Расчет энергоемкости при распределении тепловых и электрических нагрузок для существующих источников (т у.т.).

Пример 1. Определить снижение энергоемкости и экономичности				
а) при снижении электрической нагрузки от 200 МВт до 130 МВт				
б) при повышении температуры сетевой воды от 80 до 120 °С				
		N=200 МВт Q=200 Гкал/ч	N=130 МВт Q=200 Гкал/ч	а) Перерасход топлива при снижении электрической нагрузки
Температура теплосети 80 °С				
топливо на электр. энергию	Вээ	200×0,362=72,4	130×0,385=50,05	200(0,385–0,362)=4,6
топливо на тепл. энергию	Втэ	200×0,0285=5,7	200×0,0345=6,9	200(0,0345–0,0285)=1,2
Сумма % экономии	ВΣ	78,1 т у.т. 5,8/78,1=7,43%	56,95 т у.т. 5,8/56,95=10,2%	Перерасход по относительным приростам 5,8 т у.т. при 10,2% от режима 130 МВт (или 7,43% от режима 200 МВт)
КПИТ физического метода		68%	78,2% Внимание, парадокс! Получается, что снижение электрической нагрузки якобы приводит к повышению эффективности	
Температура теплосети 120 °С				
топливо на электр. энергию	Вээ	200×0,388=77,6	130×0,435=56,55	200(0,435–0,388)=9,4
топливо на тепл. энергию	Втэ	200×0,032=6,4	200×0,0396=7,92	200(0,0396–0,032)=1,52
Сумма	ВΣ	84,0	64,47	Перерасход 10,92 тн или 13%
КПИТ%		63,3%	69,1%	
б) Экономия за счет снижения температуры сетевой воды от 120 до 80 °С				
топливо на электр. энергию	Вээ	77,6–72,4=5,2	56,55–50,05=6,5	
топливо на тепл. энергию	Втэ	6,4–5,7=0,7	7,92–6,9=1,02	
Сумма	ВΣ	5,9 или 7,55%	7,52 или 13,2%	
КПИТ физического метода				
Вывод: с помощью разработанных графиков наглядно и однозначно выявляется эффективность снижения температуры отпуска сетевой воды				
Пример 2. Определить снижение экономичности работы ТЭЦ при работе с частичными нагрузками. В работе две турбины Т-185 по 2×100=200 МВт 2×100=200 Гкал/ч при 120 °С против работы одной турбины с нагрузкой 200 МВт и 200 Гкал/ч с температурой 120 °С в примере 4				
топливо на электр. энергию	Вээ	2×100×0,465=93		93–77,6=15,4 или 19,8%
топливо на тепл. энергию	Втэ	2×100×0,042=8,4		8,4–6,4=2,0 или 31,2%
Сумма	ВΣ	101,4		101,4–84=17,4 или 20,7%
КПИТ физического метода			52,4%	
Пример 3. Определить экономию топлива при передаче нагрузки котельной 60 Гкал/ч на турбину N=170 МВт и Q=200 Гкал/ч Т=80 °С				
А) Без учета дополнительной выработки электроэнергии		N=150 МВт Q=200 Гкал/ч Qкот.=60 Гкал/ч	N=150 МВт Q=260 Гкал/ч Qкот.=0,0	
топливо на электр. энергию	Вээ	150×0,382=57,3	150×0,382=57,3	0,0
топливо на тепл. энергию	Втэ	200×0,0327=6,54	260×0,0327=8,5	+1,96
Сумма ТЭЦ	ВΣ	63,84	65,8	+1,96
Котельная	Втэ	60×0,165=9,9	0,0	–9,9
Сумма «ТЭЦ+Котельная» ВΣ		73,74	65,8	экономию 7,94 или 80,2% от передаваемого тепла
Б) С дополнительной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении		N=150 МВт Q=200 Гкал/ч Qкот.=60 Гкал/ч	N=180 МВт Q=260 Гкал/ч Qкот.=0,0	С дополнительной выработкой на тепловом потреблении 60 Гкал×0,5МВт/Гкал=30 МВт
топливо на электр. энергию	Вээ	150×0,382=57,3	180×0,370=66,6	180(0,382–0,370)=2,16
топливо на тепл. энергию	Втэ	200×0,0327=6,54	260×0,0302=7,85	260(0,0327–0,0302)=0,65
Сумма			74,45	2,16+0,65=2,81
Итого: экономия с учетом дополнительной выработки энергии на тепловом потреблении составляет 10,75 тн, что на 8,6% больше, чем было сожжено топлива на котельной – 9,9 тн				2,81+7,94=10,75
Прирост топлива на дополнительно выработанную электроэнергию – 30 МВт на тепловом потреблении 60 Гкал/ч на ТЭЦ и на ГРЭС составил:				
а) на Т-185/215 Омской ТЭЦ-6 74,45–72,74=0,61 тн				
б) на К-300 в г. Ермаке 180×0,34–150×0,35=61,2–52,5=8,7 тн				

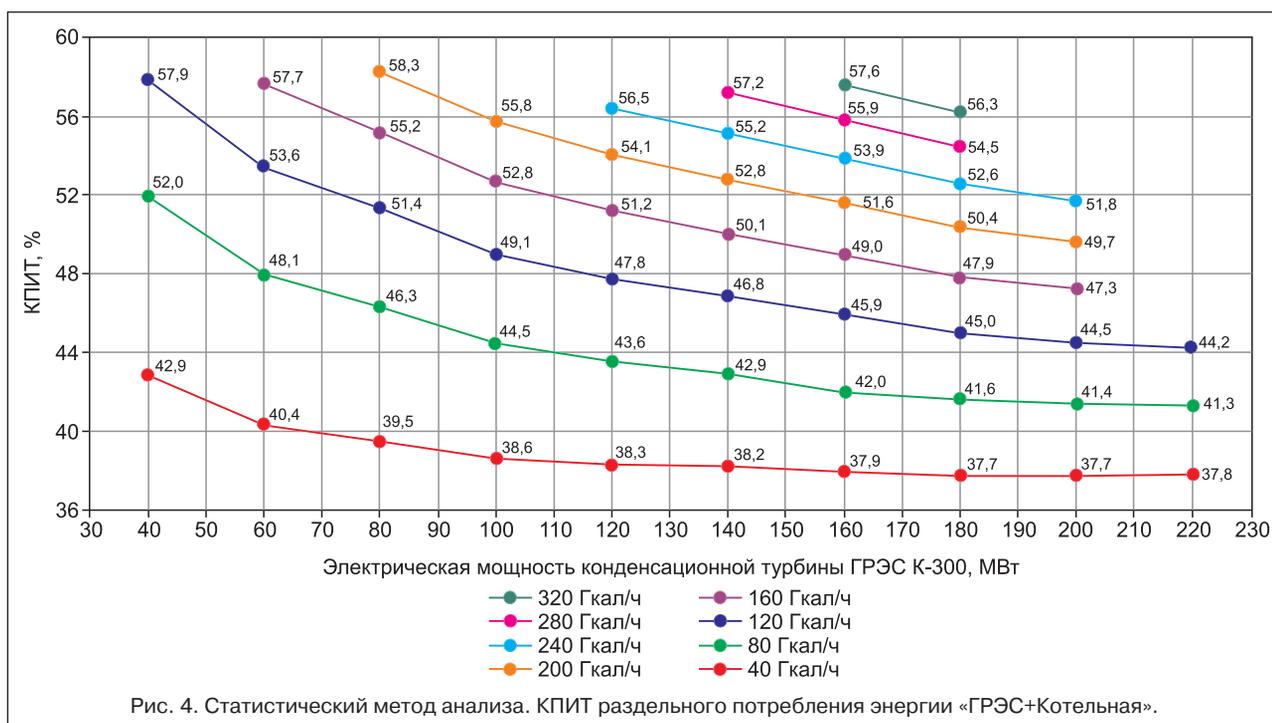


Рис. 4. Статистический метод анализа. КПИТ раздельного потребления энергии «ГРЭС+Котельная».

Таблица 5. Пример расчета экономии топлива от способа потребления энергии.

Пример 4. Определить укрупненно экономию топлива за счет использования существующих, но законсервированных электрических и тепловых мощностей Омской ТЭЦ-4 и при отказе от покупки электроэнергии 350 МВт от ГРЭС, при наличии тепловых потребителей 600 Гкал/ч получающих тепло от котельных на левом берегу г. Омска				
		а) Раздельное потребление энергии, рис. 4	б) Комбинированное потребление, рис. 5	Снижение энергоемкости ВВП г. Омска
Сравниваются две схемы потребления тепловой и электрической энергии потребителями г. Омска:				
а) Раздельная схема: ГРЭС с двумя турбинами К-300 с нагрузкой 175 МВт + в Омске две котельных по 300 Гкал/ч				
б) Комбинированная схема: на ТЭЦ – две турбины Т-185 с нагрузкой 175 МВт и 300 Гкал/ч с нагревом до 80 °С				
КПИТ	%	55,8%	83,0%	
Расход топлива	т у.т./ч	$2 \times (175 \times 0,86 + 300) / 0,558 \times 7 = 2 \times 115,3 = 230,6$	$2 \times (175 \times 0,86 + 300) / 0,83 \times 7 = 2 \times 77,5 = 155$	230,6 – 155 = 75,6 или 48,8% от комбинированного способа
Вывод				
Снижение энергоемкости ВВП г. Омска за счет размораживания законсервированных электрических и тепловых мощностей Омской ТЭЦ-4 за отопительный сезон составляет не менее 340 тыс. т у.т./год				

На рис. 4, 5 наглядно видно влияние показателей на эффективность использования топлива – КПИТ в зависимости от:

А. схемы потребления и производства тепловой и электрической энергии (рис. 4 и 5);

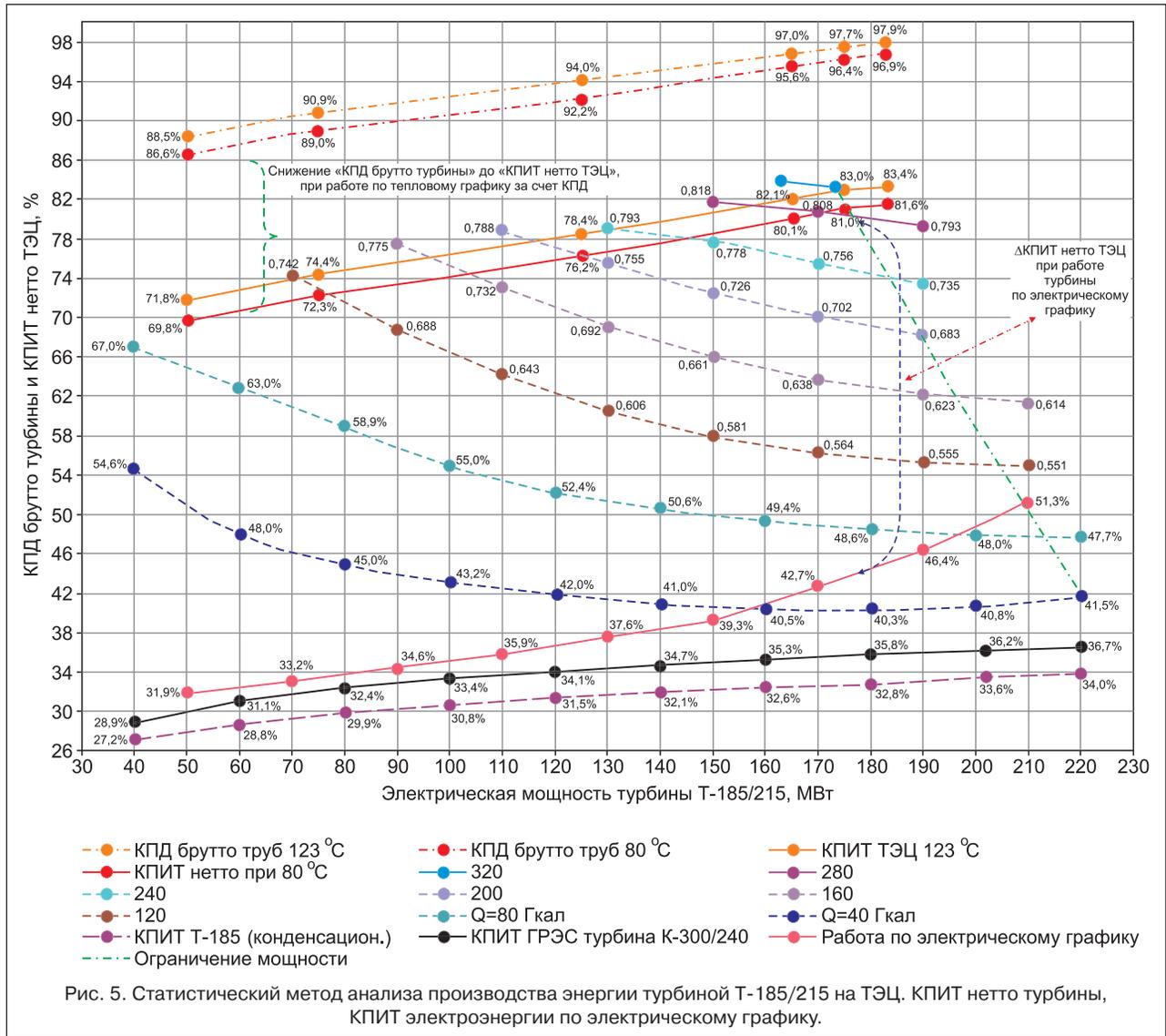
В. сочетания тепловой и электрической нагрузок, для раздельного производства энергии (рис. 4);

С. температуры сетевой воды для теплофикационной турбины ТЭЦ (рис. 5). Для раздельного способа производства электрической энергии на ГРЭС и тепловой энергии на котельной температура сетевой воды практичес-

ки не влияет на экономичность производства (рис. 4).

Укрупненно степень влияния этих показателей можно рассмотреть на примере отказа в покупке электрической нагрузки на федеральных ГРЭС с выработкой электрической энергии на муниципальной ТЭЦ, табл. 5.

КПИТ – это объективный показатель энергетической эффективности, **который необходимо уметь понимать и правильно использовать** для нормирования энергопотребления для крупных потребителей тепловой и электрической энергии, для формирования энергосберегающей по-



литики предприятий, региона, города. Регулятор тарифной политики на тепловую и электрическую энергию не должен уравнивать всех под одну гребенку по признакам якобы обеспечения социальной политики: население, промышленность, бюджет и т.д. Регулятор должен так формировать политику развития топливосберегающей энергетики, чтобы стимулировать конкретного потребителя к использованию сбросной тепловой энергии от паровых турбин ТЭЦ по так называемым маргинальным издержкам потребления энергии. Именно тарифообразование на основе маргинальных издержек позволит на законном основании требовать снижения тарифов для тех потребителей, которые обеспечивают комбинированное производство тепловой и электрической энергии (население городов, промышленные предприятия, потребляющие тепло от ТЭЦ). И наоборот, те потребители, которые имеют низкое значение КПИТ, должны платить за энергию по самым высоким тарифам в 1,5-4 раза дороже. Но об этом чуть позже.

Приведенный график на рис. 5 открывает все многообразие сочетаний тепловых и электрических нагрузок. Наглядно и объективно показаны границы изменения КПД производства энергии на теплофикационной турбине при всевозможных режимах работы:

А. «КПД брутто турбины» собственно теплофикационной турбины Т-185/215 при работе чисто по тепловому графику с границами изменения от 86,6 до 97,9%;

В. «КПД нетто турбины» равен «КПИТ ТЭЦ» с учетом КПД котла 90% и потерями топлива на

собственные нужды станции, при работе по чисто тепловому графику с тепловыми нагрузками от 320 Гкал/ч до 40 Гкал/ч с границами изменения от 70 до 83,4%;

С. КПИТ конденсационной электроэнергетики при работе по электрическому графику от 31,9 до 51,3%;

Д. КПИТ ТЭЦ с теплофикационной турбиной Т-185/215 при работе чисто по конденсационному режиму работы с границами изменения от 27 до 34%;

Е. КПИТ замещающей – конкурентной ГРЭС с турбиной К-300-240 с границами изменения КПД от 28,9 до 36,7%.

Приведенные графики наглядно показывают о несовершенстве метода оценки эффективности с помощью коэффициента полезного использования топлива КПИТ. Наглядно виден «парадокс эффективности КПИТ» паровой турбины: так со снижением электрической нагрузки турбины при неизменном потреблении тепла эффективность использования топлива якобы возрастает. Чушь! Точно также, как и в примере 4. Этот парадокс никак не отвечает логическому смыслу. В этом смысле члены НТС от 11 января 1950 г. безусловно были правы. Однако на это имеется четкий ответ: нельзя оценивать экономичность только у производителя энергии. Нужно оценивать эффективность различных технологий потребления только при **равном потреблении тепловой и электрической энергии конечными потребителями.**

Продолжение следует