

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ»
(ФГАОУ ДПО «ПЭИПК»)

КАФЕДРА ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ
В ЭНЕРГЕТИКЕ

П.М. ШЕВКОПЛЯСОВ

И н н о в а ц и и на региональных рынках энергии

Научно-практическое пособие



Санкт-Петербург
2017

УДК 338.5:621.311
ББК 65.262.6
ШЗ7

Одобрено и рекомендовано к изданию Ученым советом ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», протокол № 8 от 27.04.2017 г.

ШЗ7 Шевкоплясов П.М. Инновации на региональных рынках энергии: научно-практ. пособие/П.М.Шевкоплясов – СПб.: ПЭИПК, 2017. – 103 с.

ISBN 978-5-9908157-2-8

Наука – ключевой ресурс развития экономики России. В пособии в качестве *нового источника роста экономики России* рассматриваются научное открытие экономического закона единства функции «спрос-предложение», *российская* Концепция региональных рынков электрической энергии и тепла текущих суток (РТС) и основные положения инновационной теории экономико-математических методов формирования рыночных отношений в электроэнергетике, основанных на физических законах неразрывности в пространстве и времени мгновенных процессов производства, передачи, потребления и невозможности складирования электрической и тепловой энергии, при экономическом регулировании государством свободной конкурентной деятельности энергокомпаний на основе стандартизации методов ценообразования.

Научное открытие, концепция РТС и инновационная теория являются **приоритетным проектом в стратегии** необходимых структурных изменений рынков энергии и **прорывной технологией** экономического анализа и управления энергопроизводством.

Пособие предназначено для энергетиков-профессионалов, слушателей ПЭИПК, преподавателей и студентов вузов, научных работников в области рыночных отношений, ценообразования, экономики и управления в электроэнергетике.

УДК 338.5:621.311
ББК 65.262.6

© П.М. Шевкоплясов, 2017
© ПЭИПК, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1. Российская концепция системного подхода к рыночной электроэнергетике	5
2. Законы и особенности физической природы отрасли.....	9
3. Научное открытие в экономике электроэнергетики.....	12
4. Математические формулы закона единства функции «спрос-предложение» и закона максимума дохода.....	15
5. Вывод математической формулы цены максимума дохода генераторов станции	20
6. Технологическая сущность инновационной теории ценообразования на электростанциях РТС.....	27
7. Алгоритм расчета «КПД ТЭЦ брутто» с диаграммой режимов турбины Т-250/300*)	44
8. Методика оперативного ценообразования на электрическую и тепловую энергию и расчета показателей ПКД станций на РТС.....	63
9. Мониторинг ценовой ситуации на ОРЭМ	77
10. Методика расчета объема реального капитала ПЭС в кВА (не в у.е.) и показателя надежности функционирования распределительных электрических сетей	82
11. Методика расчета розничных цен на электроэнергию предприятий распределителей ПАО «Россети»	92
12. Экономическое регулирование рыночных отношений на основе стандартов ценообразования	94
Заключение	96
Конкретные прагматические задачи – что надо делать:.....	98
Библиография	102

Если вся электрическая мощность (энергия) продается по цене $p_{м.д.}$, равной максимуму функции дохода TR в соответствии с суточным графиком нагрузок, то в этой ситуации энергокомпания получает максимальный доход. Численно этот доход будет равен сумме 24-часовых элементарных комбинаций доходов, формируемых графиком нагрузок и произведением $p_{м.д.}$ и $N_{раб.}$, соответствующих каждому часу суток.

Для определения совокупной за период прибыли $(TR_i - TC_i)$ от продажи электрической или тепловой мощности (энергии) за каждый час текущих или любых предстоящих суток (или на любой другой временной интервал) необходимо и достаточно объединить взаимосвязи экономических показателей в элементарную ценовую комбинацию $(TR_i - TC_i)t_i$ а затем просуммировать их за рассматриваемый интервал времени t_i .

Функция TC представлена на рис. 5; на рис. 7 ее нет.

Если мощность продается по неизменной в течение суток фактической цене $p_{ф.}$, то надо ее умножить на 24 часа. Величина p' от 0' до $p_{г.с.}$ – это переменная составляющая рыночной цены. Она представлена как постоянная величина, определяемая при конкретном виде топлива удельным нормативным (постоянным) расходом условного топлива $b_{уд}^{факт}$ конкретного блока «котел-турбина-генератор». В условиях реальной работы агрегата $b_{уд}^{факт}$ не является постоянной величиной, а зависит от нагрузки. Значение $b_{уд}^{факт}$ определяется по работе агрегата при техническом минимуме. У разных агрегатов оно разное, но за нормативное значение берется значение, соответствующее техническому минимуму или средневзвешенное за трехлетний период.

Ведением режима работы агрегата можно снизить значение $b_{уд}$ до минимального.

Цена энергии в режиме технического минимума $p_{т.м}$ (см. рис. 7) в пределах от оси N до оси N' включает также издержки расхода натурального топлива до начала отпуска энергии. По существу, это есть цена удельных издержек топлива на пуск и холостой ход до мощности технического минимума $N_{т.м}$ энергетического блока в горячем (вращающемся) резерве в течение периода резервирования до момента включения его под нагрузку. С момента включения блока под нагрузку и до полного набора заданной мощности генерации по РДГ происходит медленное снижение $b_{уд}$ до значения, соответствующего заданному значению $N_{раб}$. У каждого агрегата турбина-генератор в зависимости от внешних климатических условий есть определенный диапазон значений $N_{раб}$ с минимальными значениями $b_{уд}$. Этот диапазон соответствует наиболее экономичному режиму работы блока (обычно в пределах $(0,70 \div 0,85) N_{уст}$).

На рис. 8 представлен график изменения $b_{уд}$ блока 800 МВт Рязанской ГРЭС при нагрузках от 400 МВт (технический минимум) до $N_{уст} = 800$ МВт.

Цена удельного расхода натурального топлива определяется по формуле $p_{т.уд} = b_{уд} \frac{Q_{нат}}{Q_{т.у.г}} p_{ti}$. Из формулы видно, что $p_{т.уд}$ изменяется в зависимости от цены конкретного используемого топлива, от соотношения калорийности натурального и условного топлива, а также от значения $b_{уд}$, соответствующего мощности генерации по РДГ. Из приведенного графика видно, что при использовании газа при $N_{т.м}$ $b_{уд}$ равно 350 г/кВт·ч, а наименьший удельный расход топлива 328,27 г/кВт·ч соответствует мощности генерации 675 МВт, т. е. $0,84 N_{уст}$. При дальнейшем увеличении $N_{раб}$ до 800 МВт удельный расход натурального топлива увеличивается от минимального до 330,4 г/кВт·ч, т. е. на 0,65 %.

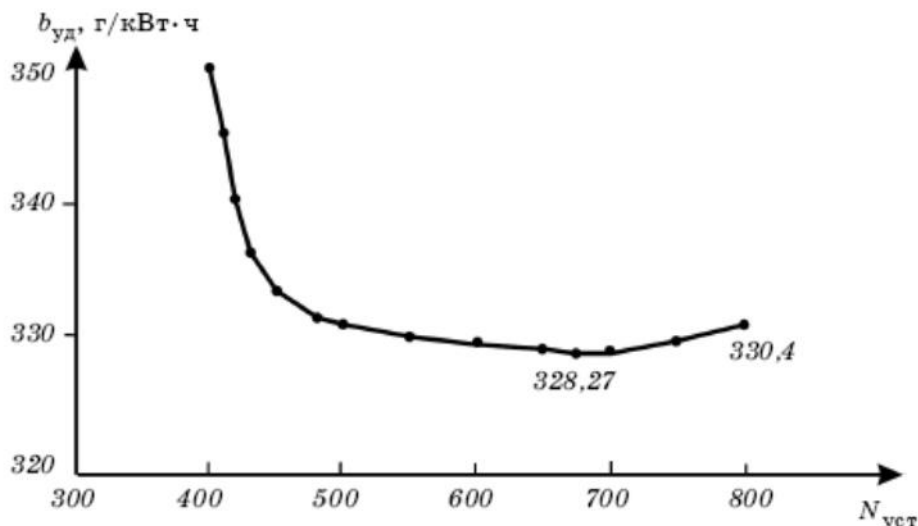


Рис. 8. Изменение значения $b_{уд}$ в зависимости от нагрузки блока 800 МВт

Согласно [5] производятся расчеты **нормативных** удельных расходов условного топлива на каждой ТЭС на каждый месяц периода регулирования (долгосрочного периода регулирования) и в целом за весь расчетный период регулирования (каждый расчетный период в рамках долгосрочного периода регулирования). Их величина остается неизменной от минимальных до максимальных нагрузок по РДГ. При этом числовые значения $b_{уд}$ стабильны, однозначно постоянные в течение каждого месяца, каждого периода регулирования.

Это не соответствует фактическому $b_{уд}$ по заданному диспетчером РДГ фактическому режиму работы каждого блока «котел-турбины-генератор» ТЭС (см. рис. 8).

Фактические числовые значения $b_{уд}$ формируются, определяются, регулируются не «регулирующим органом», а технологией производства энергии по РДГ без вмешательства со стороны.

Отбрасывание и неучет на ОРЭМ законов физической природы энергопроизводства однозначно ведет к завышению $b_{уд}$ и цены производства энергии на ТЭС.

Технология производства все равно сделает свои фактические $b_{уд}$ по часам РДГ каждого генератора. Исполнение [5], искажающего технологическую сущность работы агрегатов в режиме комбинированной выработки электрической энергии и тепла, необходимо только для нынешних государственных регулирующих, планирующих и прогнозирующих органов, но не для расчета и учета фактических реальных цен энергии.

Согласно [5] норматив $b_{уд}$ – это стабильное, неизменное число на расчетный плановый или прогнозируемый период (месяц, квартал, год). Тарифное регулирование на основе нормативов, рассчитанных в соответствии с методами, принятыми при составлении государственной статистической отчетности, ведет к кратному завышению цен энергии, отпускаемой со станции и к перерасходу топлива при его учете в цене.

Фактическая величина $b_{уд}$ не является постоянной. Она изменяется по часам РДГ согласно рис. 8.

При работе каждого агрегата ТЭС по заданному дежурным диспетчером электрическому (тепловому) суточному РДГ фактический удельный расход условного топлива на выработку электрической (тепловой) энергии не остается постоянным согласно заданному со стороны нормативу, а изменяется по часам РДГ, как при росте, так и при снижении фактической нагрузки агрегатов.

Числовое значение $b_{уд}$ изменяется вслед за изменением почасовой нагрузки: при увеличении нагрузки $b_{уд}$ уменьшается, при снижении нагрузки по часам РДГ – увеличивается.

Вслед за этими изменениями изменяются по РДГ синхронно, объективно все экономические показатели производства энергии на ТЭС.

Норматив $b_{уд}$ нужен только для внешнего по отношению к ТЭС, стороннего регулятора цен и тарифов при прогнозировании производства энергии на станциях и в сетях.

Фактический $b_{уд}$ создается, возникает, проявляется и рассчитывается технологией производства по каждому часу РДГ и служит для внутреннего самостоятельного каждым агрегатом саморегулирования цен производства в каждое мгновение (диспетчерский час) производства энергии.

Все технические и экономические показатели ТЭС формируются, создаются и учитываются стандартной технологией при производстве энергии также самостоятельно у каждого и у всех типов агрегатов станции.

Анализ технологической сущности [5] выявил основные его дефекты и искажения термодинамических циклов агрегатов «котел-турбина-генератор» [4].

Объявленный в п. 1 [5] «порядок расчета нормативных удельных расходов топлива при производстве электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии» обосновывается **тремя** методами распределения расхода топлива: физическим, тепловым, пропорциональным (а также методами, принятыми **при составлении государственной статистической отчетности?!!**).

Это всё методы заведомо затратной «Альтернативной котельной», но только под другим наименованием.

Физический метод не учитывает второе начало технической термодинамики. Поэтому в п. 15 [5] отсутствует метод расчета удельного расхода тепла брутто на турбоагрегаты. Это отсутствие является основой скрытого перекрестного субсидирования электрической энергии топливом за счет сбросной тепловой энергии отборов паровых турбин ТЭС.

В п. 19 [5] q_m^H – удельный расход тепловой энергии нетто на турбоагрегаты (без учета расхода электрической энергии на собственные нужды) закладывает основы 2,0÷2,4 кратного перекрестного субсидирования.

Отсюда следует главный вывод: **полная недостоверность [5]** по приказу от 12.09.2016 г. №952 Минэнерго РФ.

Содержание [5] посвящено общим теоретическим суждениям, выборочному описанию затрат электроэнергии на собственные нужды и совершенно не отвечает заявленному названию, а именно: принципам и методу «распределения удельного расхода топлива» на комбинированную электрическую и комбинированную тепловую энергию от турбин.

По существу [5] **забалтывает** (как и прежде) **проблему восстановления** научно обоснованной теории и практики эффективного использования топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической энергии и тепла на ТЭЦ, в скрытой форме поддерживает и поощряет «котельнизацию» экономики Родины. Умышленно, кратно завышает энергоемкость ВВП России.

К тому же **ОРЭМ** (в том числе ТЭЦ в режиме комбинированной выработки энергии с перекрестным субсидированием) – **это блеф, большой фейк:** неделимый товар электроэнергия (кВт·ч) расчленен на два квазитовара.

1. Рынок электроэнергии (кВт·ч) с абстрактной ценой только по переменным издержкам замыкающих энергобаланс самых дорогих станций.
2. Рынок располагаемой мощности КОМ (кВт за месяц = кВт за 720 часов = 720 кВт·ч – **это же электроэнергия!** а не мощность) с абстрактной ценой только по постоянным издержкам станций.

«Юридически законно» (отбросив **физические законы** природы отрасли) скрытно, кратно завышается цена электроэнергии со станции.

Решать проблему надо сейчас или этого не будет никогда.

7. Алгоритм расчета «КПД ТЭЦ брутто» с диаграммой режимов турбины Т-250/300*)

Для расчета расхода топлива с применением «КПД ТЭЦ брутто», коэффициента полезного использования топлива «КПИТ ТЭЦ» (применение которого запрещено с 1950г) без использования каких либо вспомогательных коэффициентов, достаточно иметь характеристики основного оборудования тепловых электростанций 3-х видов:

1. КПД турбины-брутто;
2. КПД котла-брутто;
3. Коэффициент Ксн-нетто ТЭЦ учитывающий потери энергии на схему собственных нужд для производства и отпуска тепловой и электрической энергии ТЭЦ.

КПД котла-брутто хорошо отработанный нормативный показатель, имеющий наглядные и понятные как для технологов, так и для регуляторов (экономистов) методики расчета. Для определения КПД котла-брутто достаточно иметь карты режимов котла.

Ксн-нетто ТЭЦ достаточно хорошо отработанный материал по отдельным составляющим. Но, как комплексный показатель, его требуется доработать и нормировать а) для различных ведомств, б) технологий: котельных, ГРЭС и ТЭЦ, с) для различных видов топлива, д) климата и расстояний. Особенно негативно отсутствие комплексного нормирования СН для различных ведомств видно на примере ведомственных котельных, которые не содержат расхода топлива на СН. По этой причине при равных КПД брутто котлов технико-экономические показатели ведомственных котельных незаслуженно оказываются на 8-12% лучше котельных, отпускающих тепло в составе ТЭЦ. В дальнейшем для нормирования требуется строить «Диаграммы режимов схемы СН котельных, ГРЭС, ТЭЦ».

*) Написана Богдановым А.Б. [4,6].

КПД турбины-брутто – понятный, но закрытый и не обсуждаемый нормативный материал. Для его построения достаточно только диаграммы режимов турбины. Рассчитать и построить графики КПД турбины-брутто достаточно легко и просто. При построении КПД турбины-брутто необходимо пользоваться как прямым, так и обратным энергетическим балансом паровой турбины. Турбостроительные заводы могли бы дополнять свои характеристики не только диаграммой режимов, но и характеристикой КПД турбины-брутто. Но применение этого показателя пока закрыто. Причина запрета (закрытости) на применение КПД турбины-брутто заключается в том, что она раскрывает всю ошибочность (глупость, профанацию, вредность) ранее существующих методик (физический метод) и ныне существующих методов (альтернативная котельная, тепловой) распределения топлива в пользу потребителей электроэнергии за счет потребителей сбросного тепла паровых турбин.

Применение этих исходных данных позволяет определить технологически обоснованный и однозначный показатель эффективности топливоиспользования любых режимов работы турбин «КПД ТЭЦ-брутто». При его использовании исключается «дефект» скрытого перекрестного субсидирования электроэнергии топливом, получаемого при использовании показателей ранее применяемого при «физическом» методе и его производных в виде рекламируемого сегодня метода «альтернативной котельной».

За основу расчета КПД топливоиспользования КПД брутто ТЭЦ принимается диаграмма турбины «Т-250/300 -240» и диаграмма режимов котлов Южной ТЭЦ Невского филиала ТГК-1 Газпромэнергохолдинга.

1. Принята «Диаграмма режимов турбины Т-250/300» по температуре для 2-х ступенчатого подогрева.

2. График построен на основании «Диаграммы режимов по температуре» с зависимостью показателей от температуры сетевой воды на выходе из ПСГ-2.

3. Диаграмма режимов имеет три основных режима работы и просчитана при следующих условиях:

А) работа по «тепловому графику» просчитана при минимальном пропуске пара в конденсатор 50 т/час (а не 80 т/час для «старой ДР по давлению», и не 25 т/час для «новой ДР по температуре») в зависимости от:

- теплофикационной нагрузки турбины от 80 до 360 (Гкал/час) с шагом 40 Гкал/час.
- температуры сетевой воды 80, 90, 100, 110 и 118°C.

Б) режим работы «по электрическому графику» при частичной тепловой нагрузке и приростом конденсационной нагрузки с шагом 20 МВт.

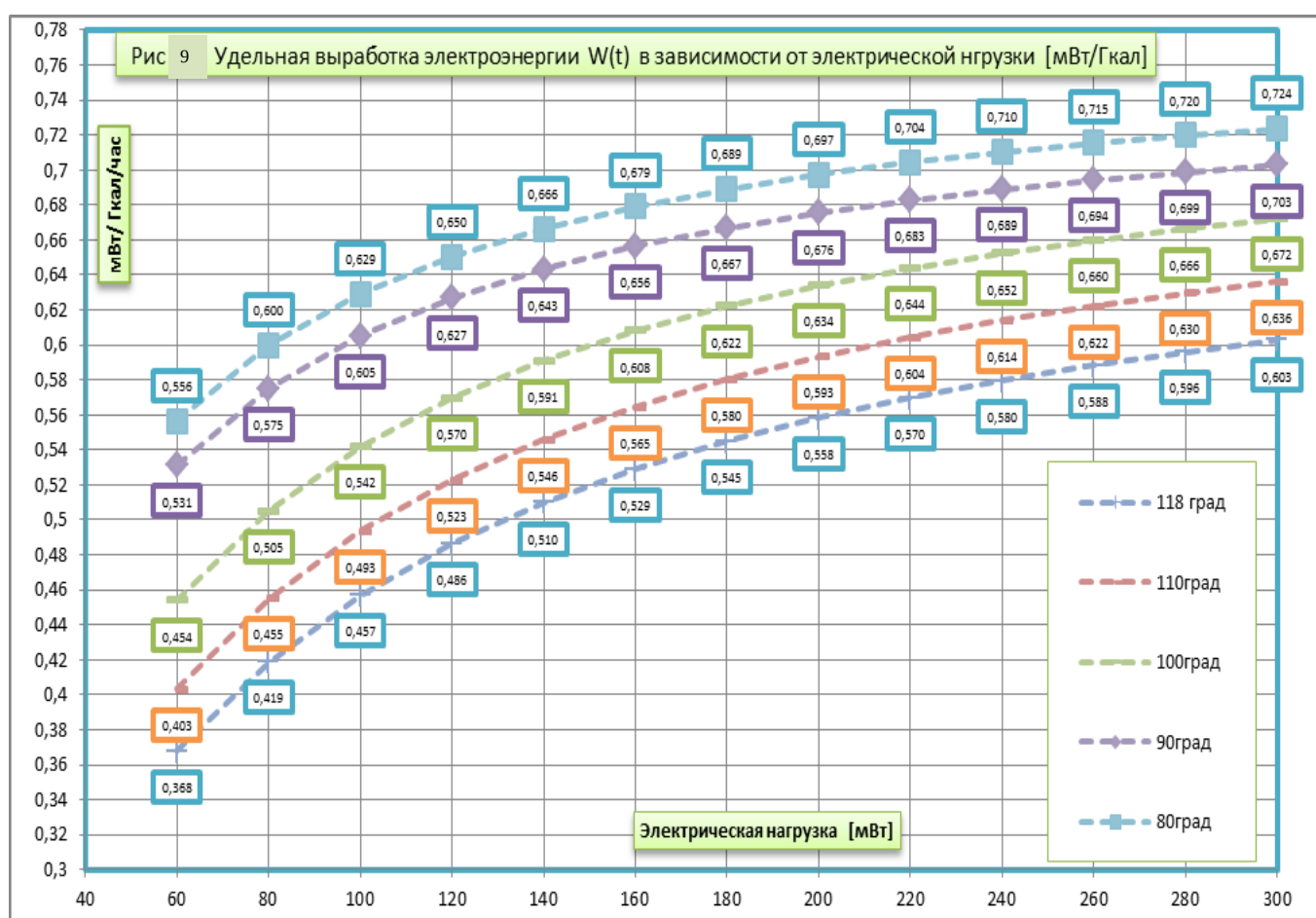
С) работа «по конденсационному режиму» от 40 до 300 МВт с шагом в 20 МВт.

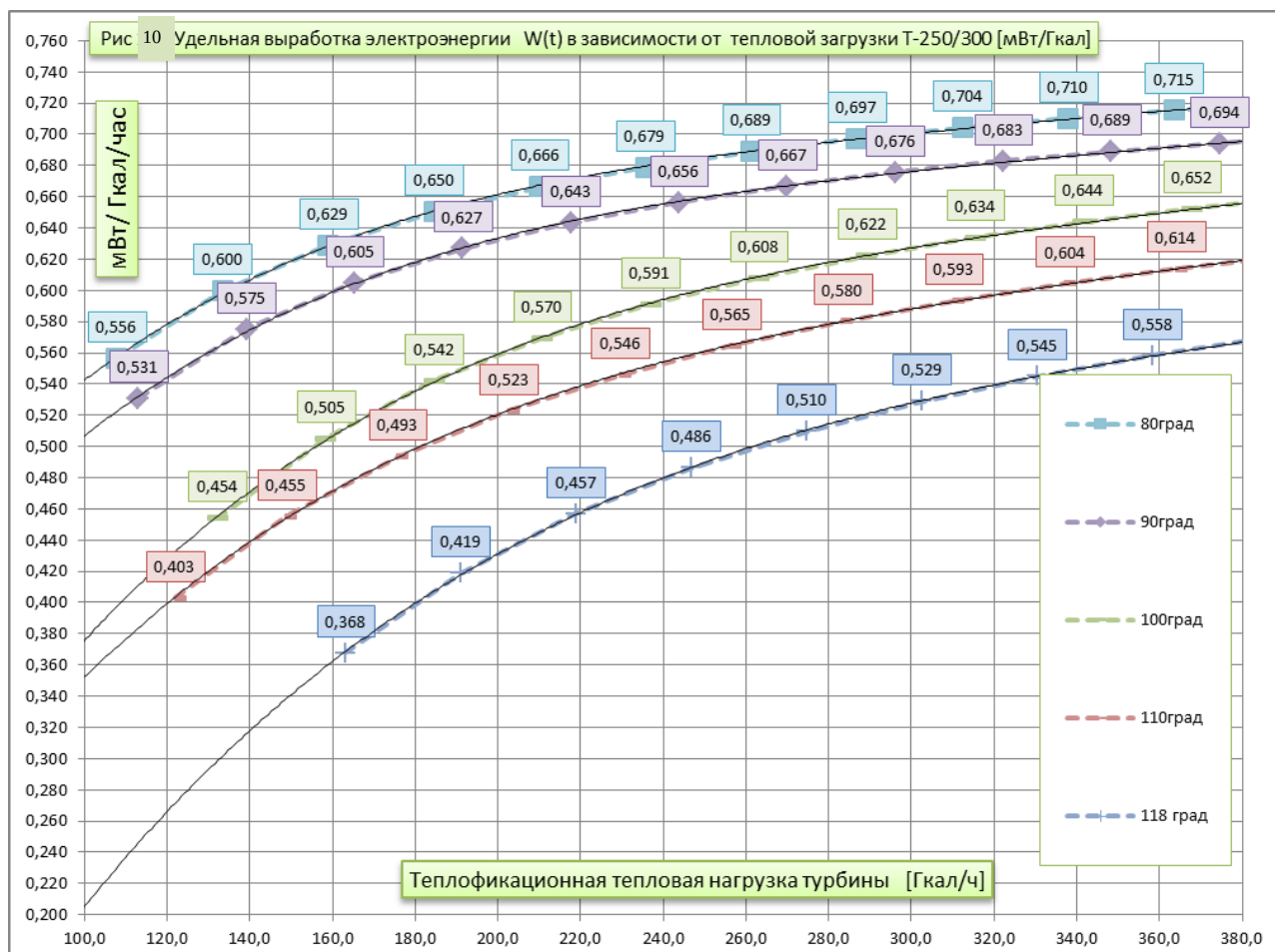
4. Перерасчет расхода тепла на турбины с (тонн пара/час) на (Гкал/час) произведен на основании результатов испытания ОРГРЭС и «Зависимости паро- и теплопроизводительности ТГМН-344-А».

5. КПД котла-брутто 94,4-94,6% принято на основе результатов испытаний ОРГРЭС.

6. Расход электроэнергии на тепловые и электрические собственные нужды принят оценочно на основе «Обзора показателей топливо-использования ТЭС АО Электростанций России за 2007 г» и принят: а) по электроэнергии 3,35% от выработки электроэнергии; б) по теплу 27,90 кВт·час/Гкал. Однако для дальнейшего практического применения требуется уточнить и построить «Диаграммы режимов схемы СН Южной ТЭЦ».

7. Для исключения неоднозначности распределения топлива применяется широко известное, на мало применяемое понятие «**Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении W ($MВт\cdotч/Гкал$)**». Именно W является тем ключевым и самым важнейшим показателем экономики не только ТЭЦ, но и экономики города, который определяет всю экономику энергетики и топливосбережение России, как с паровыми так и газовыми турбинами (рис. 9, 10).





8. В зависимости от нагрузки турбины и от температуры сетевой воды после ПСГ-2 $W(t)$ легко определяется непосредственно из диаграммы режимов турбины Т-250/300.

Для любого значения температуры сетевой воды после ПСГ-2, зная один из показателей комбинированной выработки всегда можно определить второй показатель.

- Задаваясь значением теплофикационной (комбинированной) мощности тепловой нагрузки по РДГ, можно легко и однозначно определить комбинированную электрическую почасовую мощность:

$$N_{\text{Ээ комб.}} = W(t) \cdot Q_{\text{тэ комб}} \text{ и наоборот,}$$

- Задаваясь значением комбинированной электрической почасовой мощности, легко и однозначно определить теплофикационную (комбинированную) почасовую мощность тепловой нагрузки:

$$Q_{тэ\text{ комб}} = N_{э\text{ комб}} / W(t)$$

9. Результаты расчета КПИТ.

Комбинированная энергия производится с максимальным КПИТ до 87% при максимальной тепловой и электрической энергии.

КПИТ комбинированной энергии имеет высокое значение, но значительно изменяется в зависимости а) от температуры сетевой воды и б) степени загрузки по электрической мощности.

Чем выше комбинированная нагрузка, тем выше КПИТ, который поднимается от 50% до 87%.

Чем ниже температура сетевой воды, тем выше КПИТ с температурами: 80, 90, 100, 110 и 118°C.

10. Результаты расчета прироста топлива на прирост электрической нагрузки при неизменной тепловой нагрузке турбины.

Прирост расхода топлива на прирост электроэнергии ($\Delta B / \Delta N_{э}$) относительно незначительно меняется от температуры, но значительно изменяется от степени загрузки паровой турбины:

- При загрузке турбины 60-260 МВт прирост увеличивается от чрезвычайно экономичных значений 200÷240 гут/кВт·ч до средних значений 300÷320 гут/кВт·ч.
- При загрузке турбин выше 260 МВт прирост возрастает до 340-370 гут/кВт·ч.

Результаты расчетов наглядны и соответствуют ХОПам – характеристикам относительного прироста топлива, применяемых при распре-

делении электрической мощности между турбоагрегатами в советское время и выброшенных из ПТЭ при так называемой рыночной энергетике.

*11. Результаты расчета прироста топлива на прирост тепловой нагрузки при неизменной электрической нагрузке турбин показывает совершенно уникальные результаты, которые неподвластны для понимания **неспециалистам!***

Прирост расхода топлива на прирост тепловой энергии ($\Delta B/\Delta Q_{Nэ}$) очень низки ($23\div 70$ кг/Гкал), в 2,5-7раз ниже прироста топлива любой самой экономичной «альтернативной котельной» (165кг/Гкал).

12. Рост энергоемкости отдельной электрической энергии ГРЭС и «альтернативной котельной» при отказе от комбинированной энергии ТЭЦ.

$$K_{\text{комб.тэц}} = (1/\eta_{\text{кот}} + 0,86 \cdot W/\eta_{\text{грэс}}) / (1 + 0,86 \cdot W)/\eta_{\text{комб}}$$

Именно применение отдельного вида энергии – комбинированной (электрической + тепловой) производимой и потребляемой в едином технологическом цикле, без сброса тепла в окружающую среду с использованием показателя удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении позволяет четко и однозначно производить нормирование показателем коэффициентом полезного использования топлива ТЭЦ и удельной выработкой электроэнергии на базе теплового потребления.

Примеры анализа эффективности использования топлива с применением диаграммы «КПД брутто ТЭЦ Т-250/300»

Пример 1.

Задано

- 1) Работа турбины по тепловому графику.
- 2) Теплофикационная Электрическая мощность турбины – $N_{ээ}=220$ МВт – const.
- 3) Температура сетевой воды переменная 80°C ; 100°C и 118°C – var.

Эквивалентная ГРЭС 240ата (метод Вагнера) на газе КПД= 39% (315 гут/кВт.ч).

Альтернативная котельная с КПД =90% (158,7кгут/Гкал).

1. Номер расчета		1-1	1-2	1-3
2. Температура сетевой воды	Град С	80	100	118
3. Заданная теплофикационная Электрическая мощность турбины	МВт	220	220	220
4. Удельная выработка ЭЭ на базе теплового потребления W (рис. 9)	МВт / Гкал	0,704	0,644	0,57
5. Максимальная теплофикационная тепловая мощность турбины, при заданной теплофикационной электрической мощности	Гкал / час	$220/0,704=312,5$	$220/0,644=341,6$	$220/0,57=386,2$ верхний предел 372Гкал
6. Комбинированная (комплементарная) мощность (ЭЭ+ТЭ) турбины	Гкал / час	$220*0,86+312,5=501,2$	$220*0,86+341,6=530,8$	$220*0,86+386,2=575,4$
7. КПД брутто ТЭЦ	%	87,16	86,20	85,42
8. Расход топлива на производство комбинированной энергии	тут/ час	$501,2/(7*0,8716)=82,1477$	$530,8/(7*0,862)=87,968$	$575,4/(7*0,854)=96,230$
9. Прирост условного топлива на прирост электрической нагрузки	гвт/ кВт. ч	В диапазоне 285	В диапазоне 293	В диапазоне 299
10. Прирост условного топлива на прирост тепловой мощности	кгвт/ Гкал	В диапазоне 48	В диапазоне 50	В диапазоне 54
11. Рост энергоемкости раздельной энергии против комбинированной энергии				
12. А) против замещающей ГРЭС 240ата 39% газ +котельная 90%	о.е.	$(1/0,9+0,86*0,704/0,39)/(1+0,86*0,704/0,8717=1,446$	$(1/0,9+0,86*0,644/0,39)/(1+0,86*0,644/0,8620=1,404$	$(1/0,9+0,86*0,57/0,39)/(1+0,86*0,57/0,8542=1,3574$
13. Б) против замещающей ГРЭС 130ата 36% газ +котельная 86%	о.е.	$(1/0,86+0,86*0,704/0,36)/(1+0,86*0,704/0,8717=1,523$	$(1/0,86+0,86*0,644/0,36)/(1+0,86*0,644/0,8620=1,477$	$(1/0,86+0,86*0,57/0,36)/(1+0,86*0,57/0,8542=1,425$
14. С) против замещающей ГРЭС 130ата 34% уголь +котельная 84%	о.е.	$(1/0,84+0,86*0,704/0,34)/(1+0,86*0,704/0,8717=1,6132$	$(1/0,84+0,86*0,644/0,34)/(1+0,86*0,644/0,8620=1,564$	$(1/0,84+0,86*0,57/0,34)/(1+0,86*0,57/0,8542=1,509$
15. Рыночное распределение топлива (метод Вагнера) ЭЭ от ТЭЦ всегда экономичнее любой, самой экономичной ГРЭС на газе, даже без учета потерь 7-9% в распределительных сетях ФСК				
16. КПД эквивалентной ГРЭС 240ата	%	39	39	39
17. Топливо на комбинированную ЭЭ	тут/ час	$220*0,86/(7*0,39)=69,3$	$220*0,86/(7*0,39)=69,3$	$220*0,86/(7*0,39)=69,3$
18. Топливо на комбинированное тепло	тут/ час	$82,1477-69,3=12,84$	$87,968-69,3=18,66$	$96,23-69,3=26,926$
19. Удельный расход топлива на тепло	кгвт/ Гкал	$12,844/312,5=41,1$	$18,66/341,6=54,6$	$26,926/386,2=69,7$

Пример 2.

Задано

- 1) Работа турбины по тепловому графику.
- 2) Теплофикационная мощность турбины – постоянная $Q_{тэ}=280 \text{ Гкал} - \text{const.}$
- 3) Температура сетевой воды переменная 80°C ; 100°C и $118^\circ\text{C} - \text{var.}$

Эквивалентная ГРЭС 240ата (метод Вагнера) на газе КПД= 39% (315гут/кВт.ч).

1. Номер расчета		2-1	2-2	2-3
2. Температура сетевой воды	Град С	80	100	118
3. Заданная теплофикационная тепловая мощность турбины	Гкал/ час	280	280	280
4. Удельная выработка ЭЭ на базе теплового потребления W (рис 10)	МВт/ Гкал	0,692	0,615	0,513
5. Максимальная теплофикационная электрическая мощность при заданной теплофикационной тепловой мощности	МВт	$280 \cdot 0,692 = 193,76$	$280 \cdot 0,616 = 172,2$	$280 \cdot 0,513 = 143,64$
6. Комбинированная мощность (ЭЭ+ТЭ) турбины	Гкал/ час	$193,76 \cdot 0,86 + 280 = 473,76$	$172,2 \cdot 0,86 + 280 = 452,2$	$143,64 \cdot 0,86 + 280 = 423,64$
7. КПД брутто ТЭЦ	%	86,8	86,0	84,2
8. Расход топлива на производство комбинированной энергии	тут/ час	$473,8 / (7 \cdot 0,868) = 77,97$	$452,2 / (7 \cdot 0,860) = 75,12$	$423,54 / (7 \cdot 0,842) = 71,86$
9. Прирост условного топлива на прирост электрической нагрузки	гут/ кВт.ч	В диапазоне 276	В диапазоне 275	В диапазоне 263
10. Прирост условного топлива на прирост тепловой мощности	кгут/ Гкал	В диапазоне 46	В диапазоне 48	В диапазоне 52
11. Рост энергоемкости раздельной энергии против комбинированной энергии				
12. А) против замещающей ГРЭС 240ата 39% газ +котельная 90%	о.е.	$(1/0,9 + 0,86 \cdot 0,692/0,39) / (1 + 0,86 \cdot 0,692) / 0,868 = 1,435$	$(1/0,9 + 0,86 \cdot 0,615/0,39) / (1 + 0,86 \cdot 0,615) / 0,860 = 1,388$	$(1/0,9 + 0,86 \cdot 0,513/0,39) / (1 + 0,86 \cdot 0,513) / 0,842 = 1,310$
13. Б) против замещающей ГРЭС 130ата 36% газ +котельная 86%	о.е.	$(1/0,86 + 0,86 \cdot 0,692/0,36) / (1 + 0,86 \cdot 0,704) / 0,8717 = 1,494$	$(1/0,86 + 0,86 \cdot 0,644/0,36) / (1 + 0,86 \cdot 0,644) / 0,8620 = 1,48047$	$(1/0,86 + 0,86 \cdot 0,513/0,36) / (1 + 0,86 \cdot 0,513) / 0,842 = 1,3953$
14. С) против замещающей ГРЭС 130ата 34% уголь +котельная 84%	о.е.	$(1/0,84 + 0,86 \cdot 0,692/0,34) / (1 + 0,86 \cdot 0,692) / 0,868 = 1,6003$	$(1/0,84 + 0,86 \cdot 0,615/0,34) / (1 + 0,86 \cdot 0,615) / 0,860 = 1,5446$	$(1/0,84 + 0,86 \cdot 0,513/0,34) / (1 + 0,86 \cdot 0,513) / 0,842 = 1,4536$
15. Рыночное распределение топлива (метод Вагнера) ЭЭ от ТЭЦ всегда экономичнее любой, самой экономичной ГРЭС на газе, даже без учета потерь 7-9% в распределительных сетях ФСК.				
16. КПД эквивалентной ГРЭС 240ата	%	39	39	39
17. Топливо на комбинированную ЭЭ	тут/ час	$193,76 \cdot 0,86 / (7 \cdot 0,39) = 70,97$	$172,2 \cdot 0,86 / (7 \cdot 0,39) = 52,246$	$143,64 \cdot 0,86 / (7 \cdot 0,39) = 45,249$
18. Топливо на комбинированное тепло	тут/ час	$77,97 - 70,97 = 7,00$	$75,12 - 52,246 = 22,874$	$71,86 - 45,249 = 26,611$
19. Удельный расход топлива на тепло	кгут/ Гкал	$7,00/280 = 27,5$	$22,874/280 = 81,69$	$26,611/280 = 95,04$

Пример 3.

Задано

- 1) Работа по электрическому графику.
- 2) Теплофикационная мощность турбины – постоянная $Q_{тэ}=160 \text{ Гкал} - \text{const.}$
- 3) Электрическая мощность турбины – постоянная $N_{ээ}=100 \text{ МВт} - \text{const.}$
- 4) Температура сетевой воды переменная 80°C ; 100°C и $118^\circ\text{C} - \text{var.}$
- А) Эквивалентная ГРЭС 240ата (метод Вагнера) на газе КПД= 39% ($315 \text{ гут/кВт}\cdot\text{ч}$).
- Б) Эквивалентная ГРЭС 130ата (метод Вагнера) уголь КПД= 34% ($361 \text{ гут/кВт}\cdot\text{ч}$).

1. Номер расчета		3-1	3-2	3-3
2. Температура сетевой воды	Град С	80	100	118
3. Заданная теплофикационная тепловая мощность турбины	Гкал/час	160	160	160
4. Удельная выработка ЭЭ на базе теплового потребления W	МВт/Гкал	0,626	0,505	0,36
5. Максимальная теплофикационная электрическая мощность при заданной теплофикационной тепловой мощности	МВт	$160 \cdot 0,626 = 100,16$	$160 \cdot 0,505 = 80,8$	$160 \cdot 0,36 = 57,6$
6. Конденсационная выработка	МВт	$100,16 - 100 = 0,0$	$100 - 80,8 = 19,2$	$100 - 57,6 = 42,4$
7. Сумма мощностей по электрическому графику	Гкал/час	$100 \cdot 0,86 + 160 = 246,0$	$100 \cdot 0,86 + 160 = 246,0$	$100 \cdot 0,86 + 160 = 246,0$
8. КПД брутто ТЭЦ	%	78,1	73,5	68,5
9. Расход топлива на производство комбинированной энергии	гут/час	$246,0 / (7 \cdot 0,781) = 45,00$	$246,0 / (7 \cdot 0,735) = 47,81$	$246,0 / (7 \cdot 0,685) = 51,3$
10. Прирост условного топлива на прирост электрической нагрузки	гут/кВт.ч	В диапазоне 220	В диапазоне 229	В диапазоне 245
11. Прирост условного топлива на прирост тепловой мощности	кгут/Гкал	В диапазоне 40,2	В диапазоне 40,2	В диапазоне 40,2
12. Метод Вагнера (рынок) ЭЭ от ТЭЦ всегда экономичнее любой, самой экономичной ГРЭС на газе, даже без учета потерь 7-9% в распределительных сетях ФСК.				
13. КПД эквивалентной ГРЭС 240ата	%	39	39	39
14. Топливо на электроэнергию	гут/час	$100 \cdot 0,86 / (7 \cdot 0,39) = 31,5$	$100 \cdot 0,86 / (7 \cdot 0,39) = 31,5$	$100 \cdot 0,86 / (7 \cdot 0,39) = 31,5$
15. Топливо на комбинированное тепло	гут/час	$45,0 - 31,5 = 13,5$	$47,81 - 31,5 = 16,31$	$51,3 - 31,5 = 19,8$
16. Удельный расход топлива на тепло	кгут/Гкал	$13,5 / 160 = 84,375$	$16,31 / 160 = 101,94$	$19,8 / 160 = 123,75$
17. Метод Вагнера (рынок) КПД эквивалентной ГРЭС 130 уголь	%	34	34	34
18. Топливо на электроэнергию	гут/час	$100 \cdot 0,86 / (7 \cdot 0,34) = 36,13$	$100 \cdot 0,86 / (7 \cdot 0,34) = 36,13$	$100 \cdot 0,86 / (7 \cdot 0,34) = 36,13$
19. Топливо на комбинированное тепло	гут/час	$45,0 - 36,13 = 8,87$	$47,81 - 36,13 = 11,68$	$51,3 - 36,13 = 15,17$
20. Удельный расход топлива на тепло	кгут/Гкал	$8,87 / 160 = 55,44$	$11,68 / 160 = 73,00$	$15,17 / 160 = 94,81$

Тепловая и электрическая энергия от ТЭЦ на конкурентном рынке российской энергетики должна быть очищена от скрытого и явного перекрестного субсидирования и отвечать реальным затратам первичного топлива на энергию, реальным затратам в оборудование на мощность.

Регулятору тарифной политики необходимо прекратить завышать расход топлива на сбросное тепло от паровых турбин с затратами топлива равным «альтернативной котельной» на уровне 165 кг.у.т/Гкал.

Для обеспечения адекватного технического анализа и нормирования с полным исключением скрытого перекрестного субсидирования топливом электроэнергии за счет сбросной тепловой энергии от паровых турбин необходимо научиться считать расходы топлива для комбинированной энергии ТЭЦ согласно объективным законам физики.

Для этого требуется полностью отказаться от существующего нормирования удельного расхода топлива УРУТ на ТЭЦ и применить ряд давно известных, но пока мало применяемых в российской теплоэнергетике показателей.

Особо подчеркиваем, что:

- для отдельного производства конденсационной электрической энергии ТЭЦ, ГРЭС, тепловой энергии на котельной не требуется изменение существующих методик расчета топлива с применением УРУТ – удельного расхода топлива на электроэнергию и на тепловую энергию.
- для производства комбинированной электроэнергии и тепла необходимо отказаться от традиционных УРУТов и доработать существующие методики расчета топлива с применением следующих индикаторов и показателей:

а) удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления – W ; б) КПД брутто турбины; д) КПИТ ТЭЦ; с) характеристика относительного прироста топлива на прирост тепловой нагрузки ХОПтэ и характеристика относительного прироста топлива на прирост электроэнергии ХОПээ; д) относительная экономия топлива комбинированного производства на ТЭЦ против раздельного производства ЭЭ на ГРЭС и ТЭ на котельной U [%]; е) класс качества энергоемкости тепловой и электрической энергии и т.д.

Рассмотрим, как рассчитать реальные расходы топлива на электроэнергию и тепло отработанного пара паровых турбин ТЭЦ на примере расчета показателей самой современной теплофикационной паровой турбины Т-250/300.

На основании диаграммы режимов турбины строятся графики «Удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении W » в зависимости от электрической мощности, тепловой мощности при различных температурах сетевой воды – от 80 до 118°C. **По своей сути это и есть** самые главные графики. Именно эти графики определяют всю суть теплофикации, всю экономику энергетики России при производстве комбинированной электроэнергии на базе тепловой нагрузки в зависимости электрической, тепловой нагрузки турбины Т-250/300 и от температуры сетевой воды. Именно эти графики должны быть в основе качественного регулирования тарифной политики основанной на маржинальном доходе [2] эффективности работы ТЭЦ.

На основании диаграммы режимов турбины рассчитывается расход тепла на турбину для всех возможных режимах работы турбины:

- а) конденсационном;
- б) чисто теплофикационном с закрытой поворотной диафрагмой;

с) с прикрытой диафрагмой по электрическому графику.

1. На основании расходов тепла на турбину и по КПД брутто котла из карты режимов котла определяется расход топлива на котлы;

2. На величину расхода электроэнергии на электрические собственные нужды станции $7\div 12\%$ увеличивается расход топлива на котлы;

3. Проводится расчет КПД брутто турбины при закрытой диафрагме. Проверяется достоверность исходных данных при нагрузках $80\div 100\%$, где КПД брутто турбины должно быть на уровне $94\div 96\%$;

4. Зная суммарный расход топлива, тепловую и электрическую нагрузку турбины, определяется КПД нетто станции для трех возможных режимов работы турбины:

а) конденсационном;

б) чисто теплофикационном с закрытой поворотной диафрагмой;

с) с прикрытой диафрагмой по электрическому графику

5. Применяя «Метод расчета относительного прироста теплофикационной выработки» А.С. Горшкова и метод расчета относительных приростов А.Б. Богданова, определяется характеристика относительного прироста топлива ХОП для двух видов энергии:

а) ХОП на сбросное тепло (АНЕРГИЮ) при неизменной электрической мощности [кг у.т./Гкал].

б) ХОП на электроэнергию (ЭКСЕРГИЮ) при неизменной тепловой нагрузке [г у.т./кВт·ч].

6. График четко и однозначно показывает, во сколько раз снижается потребление первичного топлива на производство тепла турбины в зависимости от температуры сетевой воды для потребителей тепла.

Вместо заключения

Почему распространено ошибочное мнение о безобидности скрытого перекрестного субсидирования топливом в виде: котлового метода усреднения затрат, применения метода «альтернативной котельной», равномерного, пропорционального методов, теплового метода и т. д. торжествует в электроэнергетике и теплоэнергетике России?

Первое. Прежде всего, от отсутствия реальных конкурентных рыночных отношений в энергетике. Сложилась патовая абсурдная ситуация в электроэнергетике и экономике страны: нет рынка, нет плана, и нет ответственности регулятора энергоемкости валового продукта страны. Реципиенты, в лице электроэнергетического комплекса отстаивают свои интересы, а доноры, в лице жилищно-коммунального комплекса и промышленности не имеют ни ответственности, ни мотивации, ни знаний для отстаивания своих законных интересов. Отсутствие рыночных отношений привело к «котельнизации» российской энергетики – массовому отключению потребителей от тепловых сетей ТЭЦ и переключению к вновь построенным, но зато собственным котельным.

Второе. Отсутствие реальных рыночных отношений влечет за собой подмену фундаментальных технологических знаний на практическую способность юристов и финансистов юридического обоснования любого требования топ-менеджеров. В условиях несовершенства и противоречивости законодательства, юристы и менеджеры, имеющие возможность виртуального обоснования любой глупости, стали на порядок востребованнее технических специалистов – профессионалов.

Третье. От элементарной безграмотности общества. Рядовые потребители, «виртуальные специалисты» не видят того, что они теряют,

что теряет общество, и того что приобретают те, кого субсидируют. Более наглядно и образно, сложившуюся ситуацию с неэффективным регулированием, видно на примере метода «альтернативной коровы».

А страдают от российской беды перекрестного субсидирования новейшие топливосберегающие технологии. Именно скрытое перекрестное субсидирование топливом, в условиях резко континентального российского климата лишает всякой инвестиционной привлекательности новейшие топливосберегающие проекты, а именно:

- Прежде всего обычные ТЭЦ высокого и среднего давления 240, 130 и 90 ата;
- Модульные мини ТЭЦ, ТЭЦ-термороботы, на угле небольшой мощности (от 0,1 МВт), но с высокими параметрами пара не ниже 40ата и промперегревом от 400°C и удельной выработкой на тепловом потреблении до 0,3-0,4 МВт/Гкал;
- Низкотемпературный транспорт тепла (80/10°C), низкотемпературное отопление (55/30°C);
- Абсорбционные тепловые насосы для теплоснабжения и хладоснабжения потребителей;
- Технологии сезонной аккумуляции тепла и холода в грунте;
- Технологии суточной, недельной аккумуляции тепла в аккумуляторах тепловой энергии;
- Применение топливозамещающих товаров субституты к тепловой энергии – тепловой изоляции трубопроводов, тепловой изоляции стен;
- Получение холода с помощью высокотемпературных уходящих газов ГПУ;

и т.д.

Кто, конкретно, на высоком государственном уровне должен отстаивать интересы страны и создавать условия внедрения топливосберегающих технологий, снижения энергоемкости страны, создавать равные условия для внедрения различных технологий:

1. Минэкономразвития России, которое должно обеспечивать цели долгосрочного периода развития страны: обеспечение коллективного оптимума страны за счет реального снижения энергоемкости ВВП России в тоннах условного топлива, а не цели краткосрочного периода: обеспечение голосов избирателей на конкретных ближайших выборах. Именно Минэкономразвития страны должно отказаться от повального применения усреднения тарифов и перейти на ценообразование естественных монополистов энергетики ТЭС на основе тарифов маржинального дохода (выручки) [2].
2. ФАС – федеральная антимонопольная служба, основа деятельности которой должно быть направлена на исключение любых 10 видов скрытого (топливом) и явного (деньгами) перекрестного субсидирования в российской энергетике.
3. Серьезные экологические организации должны думать об экономических проблемах в вопросах эффективного топливосбережения. Но они в подавляющем большинстве не владеют вопросами экономики использования топлива на основе маржинальных издержек и также расхода топлива на ТЭС и котельных в ЖКХ и производстве.

Метод «альтернативной коровы» как способ показать абсурдность метода «альтернативной котельной»

Применение методики «альтернативная котельная» противоречит всем физическим и экономическим законам, является примером монопольного сговора крупнейших потребителей электроэнергии и электроэнергетического комплекса с сообществом энергетических регуляторов. В качестве яркого примера наглядно раскрывающего абсурдность методики «альтернативной котельной» можно привести образный аналог, понятный для рядового жителя – монопольного снижения цены на сметану с применением «методики альтернативной коровы». В условиях регулируемых рыночных отношений совершенно очевидна абсурдность попыток снижения цены на сметану, путем повышения цены на обрат для откорма телят и поросят, получаемый как конечный продукт переработки молока.

Так, к примеру, если потребитель обрата хочет приобрести 9 литров обрата, то менеджер молочного производства и «рыночный регулятор тарифа на обрат» предложит покупателю обрата оплатить затраты на покупку, как минимум 9-10 литров молока от «альтернативной коровы». То, что при этом сметана, по затратам молока, станет в 2-3 раза дешевле, с позиции рыночного регулятора, это уже не касается покупателя обрата. **«Покупатель обрата, не лезьте не в свое дело, с тарифом на сметану мы разберемся сами!»** У менеджеров молочного производства и продавцов сметаны имеются свои отношения со своим «рыночным регулятором тарифа на сметану». Ну, а если потребитель обрата не хочет платить по цене «альтернативной коровы», эффективный молочный менеджер вместе с регуляторами сметаны соберет конференции, организует симпозиумы о целесообразности покупки обрата по цене

молока «альтернативной коровы» наконец, выпустит приказ на самом высоком уровне. Ну, а если не получится применить административный ресурс, то что же ладно, менеджер молочного производства, спустит 10 литров обрата в канализацию, и восстановит цену сметаны до его реального, рыночного значения.

Попытка эффективного молочного менеджера и регулятора молочного бизнеса обосновать высокую цену на «обрат» необходимостью содержать «альтернативных коров» вначале вызовет только смех, а затем взрыв протестов у потребителей и отставку сообщества отдельных регуляторов: отдельно регулятора на обрат, и отдельно регулятора на сметану!

К сожалению, в условиях так называемой российской «регулируемой рыночной» экономики энергетики, таких ТОП-менеджеров и сообщество энергетических регуляторов, *со знаниями школьной физики*, не выгоняют с работы, не привлекают к ответственности, а почему-то допускают на многолетние наукообразные симпозиумы, дискуссии и обсуждения.

Что надо делать, прежде всего?

Сложившаяся десятилетиями система формального и безответственного регулирования от имени государства «регулирующими органами» электроэнергетики и теплоэнергетики не позволяет использовать законы и особенности физической природы отрасли, научное открытие и законы рыночных отношений субъектов в электроэнергетике.

Из статистической отчетности работы ТЭС 6-ТП и 3-ТЕХ исключен важнейший показатель расчета и учета **топливосбережения** в режиме комбинированной выработки энергии: «КПД турбины».

Министерству энергетики Российской Федерации необходимо **восстановить** технологический и экономический смысл и сущность энергопроизводства с исключением скрытого перекрестного субсидирования топливом электрической энергии в практике анализа, нормирования и регулирования экономики энергетики по форме 6-ТП.

Для этого следует ввести в форму 6-ТП понятия:

1. «комбинированная энергия» $S_{\text{комб}} = N_{\text{комб}} + Q_{\text{комб}}$ с КПИТ

$$\eta_{\text{комб}} = 78 \div 86\%.$$

2. «раздельная (конденсационная) энергия» $N_{\text{конд}}$ с КПИТ

$$\eta_{\text{конд}} = 35 \div 39\%.$$

3. «раздельная тепловая энергия» котельных $Q_{\text{кот}}$ с КПИТ

$$\eta_{\text{кот}} = 80 \div 88\%.$$

4. «удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления»

$$W_{\text{комб}} = N_{\text{комб}}/Q_{\text{комб}}. \quad W_{\text{комб}} = 0,1 \div 1,5 \text{ МВт/Гкал.}$$

5. Внедрить в 6-ТП и 3-ТЕХ показатель «КПД турбины». Если не перейти на «КПД турбины-брутто», то «узаконенный» перерасход топлива в энергоемкости ВВП России будет не ниже 15÷20%.

6. Исключить из практики нормирования и регулирования ТЭС понятие «удельный расход топлива»:

– на суммарную электрическую энергию $N_{\text{сум}} = N_{\text{комб}} + N_{\text{разд}}$, в ЭЭ (г.у.т./кВт·ч);

– на суммарную тепловую энергию $Q_{\text{сум}} = Q_{\text{комб}} + Q_{\text{разд}}$, в ТЭ (кг.у.т./Гкал).

Сегодня вся экономия топлива от теплофикации относится на электроэнергию.

В искусственно заниженном удельном расходе топлива на выработку электрической энергии **скрыто** перекрестное субсидирование электроэнергии за счет умышленно завышенного удельного расхода топлива на тепловую энергию в режиме комбинированной выработки электроэнергии и тепла на ТЭЦ. Тепло от ТЭЦ стало убыточным.

При этом цена на электроэнергию завышается до 20% путем завышения нормативного УРУТ и введением на ОРЭМ рынка мощности.

В итоге: цена на тепло завышена и цена на электроэнергию также кратно завышена.

8. Методика оперативного ценообразования на электрическую и тепловую энергию и расчета показателей ПКД станций на РТС

В отличие от ныне действующего механизма воображаемого, абстрактного ценообразования на рынках энергии автором впервые в мире разработан, апробирован на практике и предлагается четкий математический аппарат оперативного по РДГ объективного расчета конкурентных цен и всех показателей коммерческой деятельности (ПКД) генерирующих энергокомпаний на рынках электрической и тепловой энергии России.

Служба режимов генерирующей компании по фактическому совокупному спросу потребителей на основе ПДГ разрабатывает для каждого генератора станций конкретный почасовой РДГ.

При включении под нагрузку блок «котел – турбина – генератор» вырабатывает заданные РДГ объемы энергии, формируя фактические издержки ресурсов производства.

1. В соответствии с почасовой рабочей мощностью агрегата по электрическому РДГ в темпе реального времени работы генерирующего оборудования в чисто **конденсационном** режиме производства отдельной электрической энергии на ГРЭС и ТЭЦ рассчитываются почасовые значения цены энергии максимума дохода производителя по спросу потребителей по формуле [1, с. 144]:

$$p_{м.д.i}^k = \left(\frac{FC_i}{N_{раб}^k} + b_{уд}^k \frac{Q_{\phi}}{Q_{т.у.т}} p_{т.i} + v p_{в.j} \right) \sqrt{\frac{N_{раб}^k}{N_{т.м}}} Re_{min}, \quad (10)$$

где FC_i – почасовые значения постоянных издержек, тыс. руб.;

$N_{раб}^k$ – почасовая нагрузка генератора в конденсационном режиме по фактическому спросу, принимает численные значения в пределах от $N_{т.м}$ до $N_{уст}$ в полном соответствии с РДГ, МВт;

$b_{уд}^k$ – удельный расход топлива на выработку электроэнергии при работе агрегата, определяется через КПИТ [4] по нормативным диаграммам режимов и принимает численные значения в пределах от $b_{уд}^k$ при $N_{т.м}$ до $b_{уд}^k$ при $N_{уст}$, г/кВт·ч.

$$b_{уд}^k = \frac{860}{7 \cdot \eta} \text{ (г/кВт·ч)},$$

где η – КПИТ (коэффициент полезного использования топлива) чисто конденсационного режима в зависимости от электрической нагрузки паровой турбины;

$Q_{\phi}, Q_{т.у.т}$ – калорийность фактического и условного топлива, ккал;

$p_{т.i}$ – цена фактически сжигаемого топлива, руб/т;

v – расход воды на выработку одного кВт·ч энергии, м³/кВт·ч;

p_{vj} – плата за воду, руб/м³;

$N_{т.м}$ – мощность технического минимума (холостого хода)

конкретного агрегата, МВт;

$\sqrt{\frac{N_{\text{раб}}^k}{N_{т.м}}}$ – индикатор рыночного спроса потребителей;

$Re_{\min}$ – норматив минимальной рентабельности работы генератора.

Бóльшие значения он принимает в зависимости от почасовой нагрузки по РДГ.

В цене по формуле (10), в полном соответствии с технологией производства, на принципах синергии рыночных отношений по прямым договорам взаимоувязаны в динамике характеристики трех реальных участников рынков энергии: 1) генерирующих компаний (выражение в скобках), 2) потребителей (рыночный индикатор $\sqrt{\frac{N_{\text{раб}}}{N_{т.м}}}$ спроса) [1, с. 144], 3) государства ($Re_{\min}$).

Расход топлива определяется по формуле $B = b_{\text{уд}}^k \cdot N_{\text{раб}}^k$, т у.т./ч.

Интересы электросетевых и теплосетевых компаний учитываются путем экономически обоснованной надбавки в сетях к цене максимума дохода генерирующей компании.

2. При работе агрегатов ТЭЦ в чисто **теплофикационном** режиме (комбинированная энергия) рабочая нагрузка турбоустановки соответствует тепловой мощности по тепловому (электрическому) диспетчерскому графику без сброса тепла отработанного пара в окружающую среду.

Цена энергии максимума дохода ТЭЦ рассчитывается по формуле

$$p_{\text{м.д}}^{\text{тф}} = \left(\frac{FC_i^{\text{тф}}}{Q_{\text{раб}}^{\text{тф}}} + b_{\text{уд}}^{\text{тф}} \mu p_{\text{т.и}} + \nu p_{\text{vj}} \right) \sqrt{\frac{Q_{\text{раб}}^{\text{тф}}}{Q_{\text{т.м}}^{\text{тф}}}} Re_{\min}, \quad (11)$$

где $FC_i^{\text{тф}}$ – почасовые значения постоянных издержек в расчетном периоде, тыс. руб.;

$Q_{\text{раб}}^{\text{тф}}$ – почасовая нагрузка турбины в теплофикационном режиме по фактическому спросу, принимает численные значения в пределах от $Q_{\text{т.м.}}$ до $Q_{\text{уст.}}$ в полном соответствии с РДГ, Гкал/ч;

$Q_{\text{раб}}^{\text{тф}} = Q + 0,86N$ – комбиэнергия, т.е. сумма почасовой тепловой и электрической энергии, произведенной в едином технологическом процессе комбинированным способом без сброса тепла в окружающую среду или $Q_{\text{раб}}^{\text{тф}} = Q(1 + 0,86W)$ (Гкал, МВт), где W – удельная выработка электроэнергии на основе теплового потребления

$$W = \frac{\mathcal{E}_{\text{ком}}}{\sum Q_{\text{от}}} \left(\frac{\text{МВт}}{\text{Гкал}} \right),$$

где $\mathcal{E}_{\text{ком}}$ – выработка электроэнергии только комбинированным способом;

$\sum Q_{\text{от}}$ – суммарный отпуск тепла от всех теплоносителей и произведенного всеми способами;

$b_{\text{уд}}^{\text{тф}}$ – удельный расход топлива на выработку электроэнергии

$$b_{\text{уд}}^{\text{тф}} = \frac{860}{7 \cdot \eta_{\text{т.ф}}} \text{ (г/кВт·ч)},$$

$\eta_{\text{т.ф}}$ – КПИТ (КПД ТЭЦ брутто) чисто теплофикационного режима в зависимости от чисто теплофикационной электрической нагрузки паровой турбины. Удельный расход условного топлива на тепловую $b_{\text{уд}}^{\text{т}}$ и электрическую $b_{\text{уд}}^{\text{э}}$ энергию – это один и тот же расход, т. к. это единый технологический цикл $b_{\text{уд}}^{\text{т}} = b_{\text{уд}}^{\text{э}} = 1000/7 \cdot \eta_{\text{т.ф}}$. Их нельзя складывать или расчленять.

μ – коэффициент приведения калорийности фактически сжигаемого топлива к условному;

$p_{т.і}$ – цена фактически сжигаемого топлива, руб/т;

v – расход воды на выработку одной Гкал. тепла, м³/Гкал;

$p_{вj}$ – плата за воду, руб/м³;

$Q_{т.м.}^{тф}$ – мощность технического минимума (холостого хода)

турбоагрегата, Гкал/ч;

$\sqrt{\frac{Q_{раб}^{тф}}{Q_{т.м.}^{тф}}}$ – рыночный индикатор спроса потребителей на тепло.

3. При работе агрегатов ТЭЦ по электрическому РДГ с *частичным* сбросом тепла в окружающую среду цена максимума дохода ТЭЦ рассчитывается по формуле

$$p_{м.д.і}^{\Sigma} = \left(\frac{FC}{N_{раб}} + b_{уд}^{\Sigma} \frac{Q_{ф}}{Q_{т.у.т}} p_{т.і} + v p_{вj} \right) \sqrt{\frac{N_{раб}^k}{N_{т.м}}} \cdot Re_{min}, \quad (12)$$

где $b_{уд}^{\Sigma}$ – удельный расход топлива по «электрическому графику» с частичным сбросом тепла в окружающую среду определяется через КПИТ на диаграмме режимов по точке пересечения линии мощностей фактической электрической нагрузки N и линии конкретной тепловой нагрузки $Q_{псг}$. Суммарный расход топлива определяется через КПИТ_Σ по формуле $B_{\Sigma} = (Q_{псг} + 0,86 \cdot N) / (7 \cdot \eta_{\Sigma}) + (N_{турб} - Q \cdot W) \cdot \text{ХОП}^H$ т у. т./ч. Реальный расход топлива на сбросное тепло турбин ниже самой лучшей «альтернативной котельной» более чем в шесть раз;

$p_{т.і}$ – цена фактически сжигаемого топлива, руб/т;

v – расход воды на выработку единицы комбиэнергии м³/МВт·ч;

$p_{вj}$ – плата за воду, руб/м³;

$N_{т.м}$ – мощность технического минимума агрегата при выработке энергии с частичным сбросом тепла (МВт, Гкал/ч).

Конкретные прагматические задачи – что надо делать:

Включить в план мероприятий («дорожную карту») Координационного центра Минэнерго России по созданию интеллектуальной энергетической системы России и координации деятельности с Национальной технологической инициативой по направлению EnergyNet и другими программами, разработками и инициативами в области интеллектуальной энергетики *реализацию* на региональных РТС научного открытия и инновационной теории экономико-математических методов производственно-коммерческой деятельности энергокомпаний в качестве теоретической основы формирования *цифровой экономики энергетики* с высоким уровнем адекватности реальным объектам электроэнергетики и реальным информационным системам технологического и экономического управления процессом выработки и поставок энергии потребителям.

К числу актуальных задач следует отнести:

- формирование и мониторинг реализации единой технической и экономической политики в сфере интеллектуальной энергетики;
- формирование (актуализацию) правовой, нормативно-технической и *нормативно-экономической* баз для обеспечения развития интеллектуальной энергетики.
- мониторинг научно-технологического и *научно-экономического* развития в сфере интеллектуальной энергетики в России и за рубежом.

В качестве *ключевого ресурса формирования и стратегического развития цифровой экономики* функционирования энергетики России и кардинальных структурных изменений рыночных отношений в электроэнергетике необходимо *восстановить обязательное* выполнение научно обоснованных законов и особенностей физической природы отрасли, *реализовать научное открытие* единства функции «спрос-предложение» и приоритетные инновационные разработки по основным направлениям:

1. Структурные изменения рынков энергии:

- 1.1. Включить в число **приоритетных проектов** «Совета по стратегическому развитию и приоритетным проектам» при Президенте РФ изменение существующей структуры Оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) в соответствии с российской Концепцией структур региональных рынков электрической энергии и тепла (РТС) на основе **обязательного восстановления и реализации законов и особенностей** физической природы отрасли, **научного открытия закона** единства функции «спрос-предложение» и инновационных разработок в экономике рыночной электроэнергетики (перечисленных в п. 2.1÷2.9), **полностью соответствующих** российским территориальным, климатическим, структурным и социально-экономическим условиям.
- 1.2. **Плавно, аккуратно и последовательно** произвести замену затратной структуры ОРЭМ ООО «КАРАНА» на ресурсосберегающую систему структур «Региональных рынков электроэнергии и тепла текущих суток» (РТС) ПЭИПК, объединенных со структурой «Единственный покупатель» в границах ответственности ОДУ при **восстановлении** структуры вертикально интегрированных электроэнергетических компаний (ВИК) в рамках Минэнерго РФ.
- 1.3. Утвердить **ключевым направлением** развития электроэнергетики в «Энергетической стратегии России на период до 2035 года» **безусловное восстановление и реализацию научно обоснованных** законов и особенностей физической природы отрасли, **российских научного открытия и инноваций** в экономике рыночной электроэнергетики с целью **реального** снижения энергоемкости ВВП, топливо-энергосбережения, повышения энергетической эффективности экономики и **экономической безопасности России**.

2. Ценообразование:

На региональных рынках энергии РТС необходимо сформировать и учитывать в реальном времени производства **справедливые** (не завышенные для *потребителей* и не заниженные для *производителей*) конкурентоспособные цены и тарифы на электроэнергию и тепло.

2.1. На основе «Методики оперативного ценообразования на электроэнергию и тепло» разработать **единые стандарты** конкурентного ценообразования **не для отдельных**, а для любых энергокомпаний, энергохолдингов, энергосистем с ГРЭС, ТЭЦ, ГЭС, АЭС, котельных, в том числе параллельно работающих в режиме реального времени по РДГ генераторов всей ЕЭС России.

2.2. Ввести в действие стандарты ценообразования по «Методике оперативного ценообразования на электроэнергию и тепло» (МОЦЭТ) для ГРЭС, ТЭЦ, ГЭС, АЭС, котельных.

У каждого генератора формируется **своя цена** электроэнергии и тепла по РДГ по **своим общим** издержкам, средневзвешенной по часам РДГ. А это есть реальная основа **ценовой конкуренции** между генераторами (агрегатами) электростанций ОДУ.

2.3. Для региональных диспетчерских управлений ОДУ разработать методику определения минимальной загрузки электростанций в рамках оптимизации режимов энергосистемы по $b_{уд}$ или по $p_{м.д}$ (что более объективно – с. 64, 66, 67, 68, 69) с учетом $Re_{min} = 1,05 \div 1,12$.

2.4. К ценам на электрическую и тепловую энергию от ТЭЦ, ГРЭС, ГЭС, АЭС, котельных по пунктам 2.1 и 2.2 добавить обоснованные издержки на поставку энергии потребителям предприятиями распределительных электрических и тепловых сетей.

2.5. Разработать методику расчета розничных цен для потребителей на электроэнергию от предприятий распределителей ПАО «Россети».

- 2.6. Утвердить и ввести в действие «Методику расчета объема рального капитала ПЭС в кВА (не в у.е.) и показателя надежности функционирования распределительных электрических сетей» ПАО «Россети».
- 2.7. Обсвободить энергокомпании от непрофильных активов.
- 2.8. Привести в соответствие со структурой сформированных **региональных РТС** всю действующую нормативную документацию.
- 2.9. Организовать подготовку и переподготовку кадров для работы в условиях преобразований ОРЭМ в систему региональных РТС с ценовой конкуренцией между генераторами производителей.

3. *Правительству РФ подготовить и внести в Государственную Думу необходимые законопроекты по реализации научного открытия и инноваций на региональных РТС:*

- 3.1. «О восстановлении единства Единой электроэнергетической системы России на основе объединения Федеральных законов «Об электроэнергетике» и «О теплоснабжении» для реализации энергоэффективной технологии комбинированной выработки электроэнергии и тепла» на ТЭС».
- 3.2. «О замене структуры Оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) на структуру региональных рынков электроэнергии и тепла, текущих суток (РТС), учитывающих местные условия топливосбережения и энергоэффективности в границах ответственности регионального ОДУ».
- 3.3. «О стандартизации конкурентного ценообразования на электростанциях на основе научно обоснованной «Методики оперативного ценообразования на электроэнергию и тепло».
- 3.4. «О внесении поправок в «Энергетическую стратегию России на период до 2035 года»: утвердить ключевым направлением развития электроэнергетики безусловное восстановление научно

обоснованных законов и особенностей физической природы отрасли, российских научных открытий, концепцию РТС и инноваций в экономике рыночной электроэнергетики с целью реального снижения энергоемкости ВВП, топливосбережения, повышения энергетической эффективности экономики и *экономической безопасности России*».

- 3.5. *«О защите прав потребителей энергии и юридической ответственности должностных лиц за нарушение законов физической природы электроэнергетики на рынках энергии».*

4. Министерству энергетики Российской Федерации реализовать пункты 1÷6 на странице 62.

Библиография

1. Шевкоплясов П.М. Основы ценообразования на рынках энергии: учебно-методическое пособие / П.М. Шевкоплясов. – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2010. – 450 с.: ил.
2. Шевкоплясов П.М. Ценообразование на рынках энергии на основе маржинального дохода электростанций: учебно-практическое пособие/П.М. Шевкоплясов, Е.Ю. Шевкопляс. – СПб.: ПЭИПК, 2012.– 131 с.: ил.
3. Шевкоплясов П.М. Рынки энергии в электроэнергетике России.: учебно-практическое пособие/ П.М. Шевкоплясов. – СПб.: ПЭИПК, 2015. – 125 с.
4. Богданов А.Б. Анализ показателей теплофикационных турбин по относительным приростам топлива на тепло/ А.Б. Богданов //Новости теплоснабжения. 2009. № 5.
5. Приказ Министерства РФ от 12 сентября 2016 г. №952 «Об утверждении Методических указаний по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии, применяемых в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения».
6. А.Б. Богданов, О. А. Богданова. Термодинамический и статистический методы анализа энергоемкости ТЭЦ. Теплоэнергоэффективные технологии. №1(69). 2013.