

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

П.М. ШЕВКОПЛЯСОВ

Инновации 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

*О, сколько нам открытий чудных
Готовит просвещенья дух,
И опыт, сын ошибок трудных,
И гений, парадоксов друг.*

А.С. Пушкин

Введение

Исходя из законов и особенностей физической природы электроэнергетической отрасли и критического «анализа изнутри» ныне действующей экономической теории и практики рынков энергии и мощности, автором разработаны основные положения *инновационной теории экономико-математических методов* формирования объективных рыночных отношений в электроэнергетике России.

Сделано научное открытие в экономике электроэнергетики.

Экономика электроэнергетики переведена в число *точных наук*.

Открыты новые направления научных исследований.

Положения теории прошли научную и практическую апробацию на международных и российских конференциях и совещаниях в ФАС России, ПМЭФ на Экспофоруме, ТГК-1, ПАО «Ленэнерго», ПАО «Пензаэнерго» и других при полном одобрении профессионалами-энергетиками.

Важным источником роста экономики России является способность субъектов электроэнергетики создавать, вводить в действие и распространять инновационные разработки в качестве ключевого фактора конкурентоспособности электроэнергетической отрасли.

Инновационные разработки соответствуют Рекомендациям Коллегии Евразийской экономической комиссии от 7 октября 2014 г. № 10 «О Единой методологии тарифообразования в сферах естественных монополий».

Практическая теория экономико-математических методов функционирования рынков электрической энергии и тепла подготовлена к реализации на региональных рынках текущих суток.

Решение о введении научного открытия и инноваций в электроэнергетику остается за политическим руководством России, Правительственной комиссией по импортозамещению и Советом по стратегическому развитию и приоритетным проектам при Президенте РФ.

1. Российская концепция системного подхода к рыночной электроэнергетике

Огромная по масштабам территория, региональные различия и особенности климата в нашей стране принципиально отличают структуру построения, функционирования и развития российской электроэнергетики от западноевропейской и американской. Длительность отопительного периода со средней температурой воздуха ниже 8°C в регионах России продолжается от двух месяцев до полугода и более. Каждому времени года соответствуют свои затраты ресурсов на производство энергии. А это влечет за собой различие цен и тарифов на электроэнергию и тепло по климатическим зонам и регионам с разнообразными структурой и типами генерирующих мощностей ТЭЦ, ГРЭС, ГЭС, АЭС, котельных, схем построения электрических и тепловых сетей.

Требуется **приведение организации рынков энергии по системе РТС в соответствие с российскими условиями.**

Климатические условия, протяженность межсистемных связей, сложность конфигурации тепловых и электрических сетей по регионам страны вызывают необходимость формирования **концепции** системного подхода к структурным изменениям и к организации рынков энергии **базовой отрасли** экономики страны, в которой должны быть учтены все внешние природные, социальные и внутренние структурные факторы, а также принципиальные требования и условия:

1. Главной целью является формирование **справедливых** (не завышенных для потребителей или заниженных для производителей) конкурентоспособных цен и тарифов на электроэнергию и тепло.
2. Теоретической основой является четкое соблюдение законов физической природы отрасли, научное открытие фундаментального

экономического закона единства функции «спрос-предложение» и инновационные разработки в экономике электроэнергетики.

3. Имеются две приемлемые концепции приведения структуры рынков энергии к российским условиям:
 - переход к модели «Единственный покупатель» (ЕП);
 - переход к системе «Региональные рынки энергии текущих суток» (РТС) с единым расчетно-финансовым центром в *границах ОДУ*.
4. Коренной вопрос состоит в том, насколько объективно формируется цена электрической энергии и тепла в каждой модели.
5. В модели ЕП «цены **назначаются** индивидуально для каждого производителя на уровне, **близком** к его издержкам производства»*.
6. В системе РТС цены электроэнергии и тепла **рассчитываются** по точным математическим формулам средневзвешенными по часам РДГ генераторов любых типов станций при исполнении заданных режимов работы по **фактическим** общим издержкам производства [1–3].
7. Необходимо объединить систему РТС с ЕП, а также коммерческого и технологического операторов в границах **регионального ОДУ** при **возрождении** вертикально интегрированных компаний Минэнерго.
8. Цены на электрическую, комбинированную энергию и тепло должны учитывать изменчивый характер производства энергии по РДГ в соответствии с климатическими условиями и графиками потребления энергии по каждому региону в границах ответственности регионального ОДУ.

* Беляев Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка. – Новосибирск: Наука, 2009. с.70.

Теоретической основой *созидательной* Концепции системного подхода к изменению действующей структуры оптового рынка электроэнергии и мощности России ***на систему РТС*** являются:

- методология *ресурсосберегающей* экономики ЕЭС по МВВ (максимум валовой выручки – доля ЕЭС в ВВП России);
- законы и особенности физической природы отрасли;
- научное открытие в экономике электроэнергетики;
- экономические законы и особенности рынков энергии;
- системный подход к ценообразованию на рынках энергии;
- государственное экономическое регулирование на РТС;
- инвестиции в строительство новых энергообъектов.

Методология экономической науки ЕЭС – это основополагающая область ресурсосберегающей экономики отрасли, где рассматриваются способы обоснования экономических теорий, причины предпочтения одной теории другой и в сравнении с фактами реального мира.

Законы и особенности физической природы отрасли воплощены в новых «Правилах технологического функционирования электроэнергетических систем», которые содержат основные положения надежной работы сложных человеко-машинных систем энергоснабжения и определяют основные особенности энергопроизводства компаниями в составе естественной монополии ЕЭС России.

Научное открытие экономического закона единства функции «спрос-предложение» ***сделано в России***:

На электроэнергетических рынках функция предложения SS по всем точкам совпадает с функцией спроса DD.

В электроэнергетике реальный рыночный спрос является первичным, реальное предложение (точнее: обеспечение спроса) – вторичным: есть

спрос – есть предложение, нет спроса – нет предложения. Мгновенное равновесие рыночного спроса – предложения содержится в почасовой рабочей мощности $N_{\text{раб}}$ и в почасовой цене $p_{\text{м.д}}$ максимума дохода генератора по фактическому РДГ.

На основе закона единства функции спрос-предложение **впервые в мире** выведены математические формулы функции спроса на электрическую и тепловую энергию и разработана **Теория экономико-математических методов** ведения производственно-коммерческой деятельности любых генерирующих компаний на региональных РТС в границах ответственности регионального ОДУ.

На базе **Теории** разработана «**Методика оперативного ценообразования на электроэнергию и тепло**» (МОЦЭТ).

МОЦЭТ открывает возможность создания системы полной компьютеризации расчетов всех технико-экономических показателей в реальном времени генерации по РДГ, передачи и распределения электроэнергии.

С 2005 г. в ПЭИПК при повышении квалификации по теме уже обучено более семи тысяч слушателей России и стран СНГ.

Реализация Российской концепции системного подхода **к замене структуры** Оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) **структурой** региональных рынков электроэнергии и тепла текущих суток (РТС) в границах ответственности ОДУ открывает реальные возможности **приведения** организации структуры рынков энергии социально значимой Единой электроэнергетической системы России к фактическим российским климатическим условиям и к фактической, физически существующей, вертикально интегрированной согласно проектам структуре энергообъектов по территории страны.

2. Законы и особенности физической природы отрасли

Физические законы природы отрасли воплощены в новых «Правилах технологического функционирования электроэнергетических систем», которые содержат основные положения надежной работы сложных человеко-машинных систем энергоснабжения и определяют перечисленные ниже особенности энергопроизводства построенных по проектам вертикально интегрированных компаний (ВИК) в структуре естественной монополии ЕЭС России [1, с. 99]:

1. Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) России была, есть и навсегда останется социально ориентированной построенной по проектам автоматизированной системой *естественной монополии* с единым диспетчерским управлением режимами работы станций и сетей.

2. Каждая единица выработанной электроэнергии (КВт·ч) физически неразделима на мощность (КВт) и электроэнергию (КВт·ч).

3. Мгновенные синхронные процессы производства, передачи и потребления электроэнергии, обусловленные быстротой протекания электрического тока по ЛЭП со скоростью 287 тыс. км/с при строгом соответствии объемов производства и совокупного потребления в каждый момент времени, неразрывны в пространстве и времени.

4. Отсутствует возможность работы «на склад», создания запасов электрической и тепловой энергии, незавершенного производства и возврата поставщику электроэнергии и теплоэнергии с низкими показателями качества.

5. Роторы всех параллельно соединенных генераторов электростанций в ЕЭС России вращаются синхронно с одинаковой угловой скоростью, совпадая по фазе со стандартной частотой переменного тока 50 Гц.

6. Параллельная работа генераторов в единой энергосистеме обеспечивает улучшение ряда технико-экономических показателей:

– высокое качество электроснабжения потребителей;

- снижение совмещенного максимума нагрузок;
- повышение эффективности использования энергоресурсов;
- ведение наиболее экономичных режимов при совместной параллельной работе генераторов различных типов электростанций.

7. Генераторы электростанций вырабатывают электроэнергию-полуфабрикат с параметрами, непригодными для использования в установках потребителей. Трансформаторы распределительных электрических сетей синхронно, одновременно с генераторами станций, преобразовывают полуфабрикат-энергию в товар с параметрами, необходимыми всем потребителям.

8. Неравномерность объемов производства энергии определяется сезонными, суточными и часовыми колебаниями графиков потребления.

9. Имеется объективная необходимость централизованного диспетчерского управления производством, передачей, преобразованием полуфабриката-электроэнергии в готовый товар-электроэнергию в нормальном и аварийном режимах вертикально интегрированных энергокомпаний.

10. Суммарный суточный максимум нагрузки энергосистемы всегда меньше суммы максимальных суточных нагрузок присоединенных к ней потребителей из-за несовпадения по времени максимальных нагрузок отдельных потребителей. Это одно из важнейших технико-экономических преимуществ централизованного энергоснабжения потребителей от энергосистемы по сравнению с энергоснабжением от изолированно работающих электростанций.

11. Эффект часовых поясов, выражающийся в волнообразном изменении нагрузки потребителей ЕЭС России синхронно с движением дня и ночи по территории страны, позволяет содержать меньше резервной мощности.

12. Территориальное несовпадение между основными центрами производства и районами потребления электроэнергии, а также источниками энергетических ресурсов обуславливает существование Единой электроэнергетической системы страны.

13. Создание крупных энергообъединений позволяет существенно снизить суммарный совмещенный максимум нагрузки по сравнению с суммой максимумов нагрузки отдельных энергосистем.

14. Существует тесная технологическая и экономическая взаимосвязь между структурными единицами энергокомпаний ЕЭС России.

15. Отсутствие транзакционных издержек на стыке стадий и внутри компаний электроэнергетического производства, обусловленное специфичностью его активов и человеческим фактором (оппортунизмом), снижает цену энергии. В теории транзакционных издержек под оппортунизмом понимается преследование личного интереса с помощью коварства, лжи, воровства, мошенничества и других, более тяжких, форм поведения людей.

16. Положительный эффект масштаба производства физически существующей структуры *естественной монополии* на уровне ЕЭС России и на уровне региональных энергокомпаний обуславливает экономию от снижения издержек общества и чистый прирост его благосостояния.

Физические законы природы и особенности электроэнергетического производства обуславливают следующие режимы функционирования оборудования: нормальный эксплуатационный режим, режим переходных процессов, режим перегрузки, аварийный режим, послеаварийный режим восстановления функционирования. Они действуют независимо от непрерывно проводимого изменения схем хозяйствующих структур.

На ФОРЭМ, НОРЭМ и ОРЭМ законы физической природы и особенности электроэнергетической отрасли полностью отброшены.

Несоблюдение физических и экономических законов электроэнергетического производства есть умышленное беззаконие.

3. Научное открытие в экономике электроэнергетики

На основе беспристрастного «анализа изнутри» законов и особенностей физической природы отрасли автором сделано **научное открытие фундаментального** экономического закона единства функции «спрос-предложение» DS в форме равнобочной гиперболы внутри первого квадранта декартовой системы прямоугольных координат (рис. 1):

на электроэнергетических рынках функция предложения SS по всем точкам совпадает с функцией спроса DD .

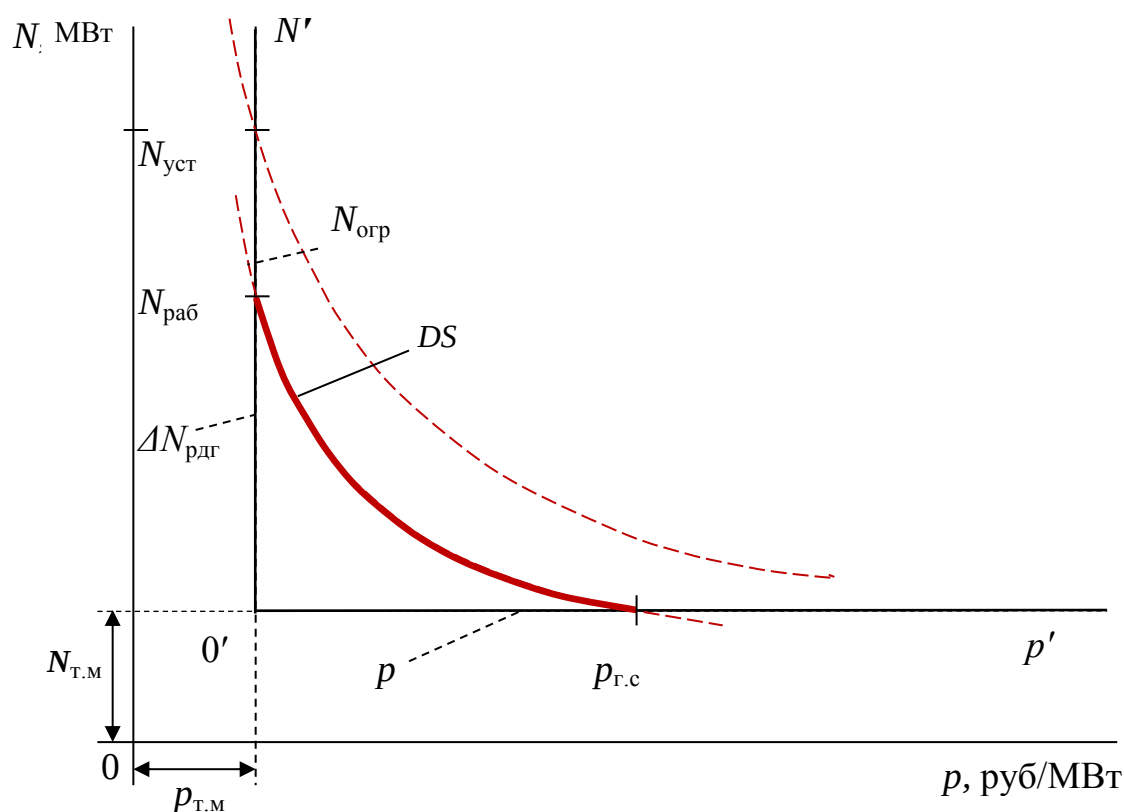


Рис. 1. Формирование реальных связей факторов производства одного товара-электроэнергии по двуединой функции «спроса-предложения» DS («гипербола Шевкоплясова») на рынках электроэнергетики: $N_{Т.М}$ – мощность технического минимума (горячего резерва) работы агрегата; $N_{раб}$ – нагрузка генерации агрегата по РДГ; $N_{уст}$ – установленная мощность агрегата; $N_{огр}$ – мощность ограничений $N_{уст}$; $\Delta N_{рдг}$ – прирост (снижение) мощности генерации по РДГ к $N_{Т.М}$; $p_{Т.М}$ – полные издержки на единицу энергии при пуске агрегата до набора мощности $N_{Т.М}$; p – переменная рыночная надбавка к цене $p_{Т.М}$; $p_{Г.с}$ – цена граничного спроса на $N_{раб}$; DS – линия (гипербола) двуединой функции рыночного спроса-предложения.

Поэтому на рынках электроэнергии нет точки пересечения реальной функции спроса DD с воображаемой функцией предложения SS , как нет «креста Маршалла» и почасовых равновесных цен по зонам графика нагрузок. Следовательно, их применение на ФОРЭМ, ОРЭМ не имеет теоретического обоснования. Они *ложны* и поэтому *недопустимы*.

Динамика базовых параметров формирования реальных связей факторов производства и спроса по двуединой функции «спрос-предложение» DS в течение каждого диспетчерского часа на цивилизованных рынках электрической энергии показана на рис. 1.

Механизм спроса-предложения работает в области $N'0p'$.

На рисунке видно, что в процессе генерации энергии спрос определяется в объеме $N_{\text{раб}} = N_{\text{т.м}} + \Delta N_{\text{рдг}}$, $N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{огр}}$. В целом по станции $N_{\text{огр}} = N_{\text{рез}} + N_{\text{ав}} + N_{\text{рем}} + N_{\text{техн}}$, где $N_{\text{рез}}$ – мощность холодного резерва; $N_{\text{ав}}$ – аварийно отключенная мощность; $N_{\text{рем}}$ – мощность, выведенная в ремонт; $N_{\text{техн}}$ – технические ограничения мощности сверх располагаемой. Оси N' и p' для конкретного агрегата стационарны. Их местоположение определяется численными значениями $p_{\text{т.м}}$ и $N_{\text{т.м}}$ агрегата. Изменяют свое местоположение на осях N' и p' только значения $N_{\text{раб}}$ и p .

В первом квадранте декартовых координат область между осями N и N' – это область издержек на расход ресурсов при пуске агрегата от $N = 0$ до $N = N_{\text{т.м}}$. Область между осями p и p' – это область подъема мощности агрегата вдоль оси N от $N = 0$ до $N' = N_{\text{т.м}}$, соответствующего моменту начала устойчивого несения нагрузки агрегатом.

Область внутри осей $N'0p'$ – это область (*торговая площадка генераторов*) взаимодействия сторон рыночных отношений, где проявляются спрос и предложение. Функция спроса работоспособна внутри этой области. Ниже оси p' спроса нет, так как мощность ниже $N_{\text{т.м}}$ не может устойчиво вырабатываться генератором. Ведением режима работы генераторов почасовая мощность изменяется от мощности

технического минимума $N_{\text{т.м}}$ до мощности технологического минимума $N_{\text{тх.м}}$ и далее до $N_{\text{уст}}$.

В электроэнергетике на цивилизованных рынках одного товара – электроэнергии в полном соответствии с физическими законами природы отрасли линия функции предложения энергии по всем точкам совпадает с линией функции спроса на энергию. Это единая «линия спроса-предложения» $N_{\text{раб}} \div p_{\text{г.с}}$.

На оси N' , отсчитывая от оси p , отложены: $N_{\text{т.м}}$ – мощность технического минимума работы агрегата; $N_{\text{раб}}$ – мощность генерации агрегата по РДГ; $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность агрегата; $N_{\text{огр}}$ – мощность ограничений $N_{\text{уст}}$; $\Delta N_{\text{рдг}}$ – прирост (снижение) мощности генерации к $N_{\text{т.м}}$.

На оси p' , отсчитывая от оси N , отложены: $p_{\text{т.м}}$ – издержки на единицу энергии при пуске агрегата до набора мощности $N_{\text{т.м}}$; p – переменная рыночная надбавка к цене $p_{\text{т.м}}$; $p_{\text{г.с}}$ – цена граничного спроса на $N_{\text{раб}}$.

При пуске агрегата до набора мощности технического минимума происходит расход топлива на каждую единицу энергии, равный $b_{\text{уд}}$ в течение всего времени пуска (от 1 до 8 ч для разных агрегатов).

После набора мощности $N_{\text{т.м}}$ агрегат уже может принять нагрузку и устойчиво длительно вырабатывать энергию для поставок ее потребителям. Прирост (снижение) генерации на величину $\Delta N_{\text{рдг}}$ происходит ежечасно согласно рабочему диспетчерскому графику от $N_{\text{т.м}}$ до $N_{\text{уст}}$ вверх (вниз) вдоль оси N' . Точка $p_{\text{г.с}}$ синхронно смещается вправо (влево) вдоль оси цен p' . При этом функция спроса ($N_{\text{раб}} \div p_{\text{г.с}}$) одновременно смещается вверх вправо при росте спроса или вниз влево при снижении спроса. При $\Delta N_{\text{рдг}} = 0$ точка $N_{\text{раб}}$ совмещается с точкой $N_{\text{т.м}}$, а функция спроса сливается с осью p' , становится абсолютно эластичной и в дальнейшем на рынок поступает электроэнергия, вырабатываемая только мощностью технического минимума $N_{\text{т.м}}$.

Как только было сделано научное открытие закона **единства функции «спрос-предложение»**, появилась реальная возможность разработки инновационной теории экономико-математических методов формирования рыночных отношений между участниками региональных РТС.

Экономика электроэнергетики переведена в число **точных наук**.

Открыты новые направления научных исследований.

4. Математические формулы закона единства функции «спрос-предложение» и закона максимума дохода

Впервые в истории экономической науки выведены математически точные формулы закона рыночного спроса потребителей на электроэнергию [1, с. 36] для оперативного расчета по часам РДГ показателей ведения производственно-коммерческой деятельности станций [3, с. 88–101].

Операциональная математическая формула *закона рыночного спроса-предложения* DS конечных потребителей на электрическую мощность в течение каждого диспетчерского часа имеет вид:

$$DS = \frac{N_{\text{раб}} p_{\text{т.м}}}{p_{\text{т.м}} + p} - N_{\text{т.м}}, \quad (1)$$

где $N_{\text{раб}} = N_{\text{т.м}} + \Delta N_{\text{рдг}}$; $N_{\text{т.м}}$ – мощность технического минимума агрегата, начиная с которого можно давать нагрузку потребителей, МВт; $p_{\text{т.м}}$ – цена производства энергии при работе агрегата в режиме технического минимума, руб/МВт; $\Delta N_{\text{рдг}}$ – прирост (снижение) рабочей мощности к $N_{\text{т.м}}$ по РДГ, МВт; p – переменная рыночная надбавка к цене $p_{\text{т.м}}$, руб/МВт; $N_{\text{т.м}} \leq N_{\text{раб}} \leq N_{\text{уст}}$.

Линия функции DS имеет отрицательный наклон, что следует из формулы (1).

В электроэнергетике совокупный рыночный спрос является первичным, предложение – вторичным, функционально взаимосвязанным со спросом: есть спрос – есть предложение, нет спроса – нет предложения. Мгновенное равновесие рыночного спроса-предложения содержится в почасовой рабочей мощности $N_{\text{раб}}$ генератора фактического РДГ и в цене $p_{\text{м.д}}$.

Генераторы станций покрывают весь совокупный рыночный почасовой спрос потребителей. Полный совокупный спрос состоит из спроса на работу электроустановок конечных потребителей $N^{\text{кп}}$, спроса на собственные нужды станций и сетей $N^{\text{сн}}$, спроса на преодоление полного сопротивления проводов току (технические потери электроэнергии) $N^{\text{пот}}$, спроса на хищение электроэнергии $N^{\text{х}}$, спроса на безучетное потребление электроэнергии $N^{\text{бу}}$.

Линия единой функции «спрос-предложение» DS имеет три положения внутри первого квадранта декартовой системы прямоугольных координат. Два положения показаны на рис. 1. Для каждого положения линии функции «спрос-предложение» впервые в мире выведены операциональные математические формулы (1) – (3):

– для установленной почасовой мощности

$$DS_{y.m} = \frac{N_{\text{уст}} p_{\text{т.м}}}{p_{\text{т.м}} + p}; \quad (2)$$

– для договорной цены и объема покупки энергии на рынке

$$DS_w = \frac{w_{\text{д.о}} p_c}{p} - w_{\text{д.о}}. \quad (3)$$

Эти формулы являются реальной теоретической основой формирования методики расчета показателей свободных экономических отношений субъектов на рынках электроэнергии и тепла по спросу потребителей.

В каждой науке есть своя красота.

В научном открытии **закона** единства функции «спрос-предложение» DS и выводе операциональных формул функций спроса проявляется вся красота экономической науки рыночной электроэнергетики.

Совокупный доход (выручка – реальный продукт компании в денежной форме) в зависимости от влияния рыночного спроса на конкретное благо определяется согласно формуле А.О. Курно:

$$TR = pF(p),$$

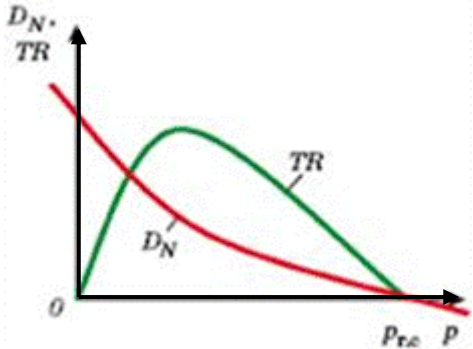
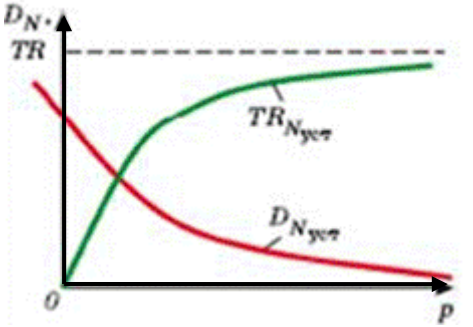
где p – переменная рыночная цена блага; $F(p)$ – функция объема спроса на благо.

Для расчета совокупного дохода (выручки) TR в условиях рыночных отношений необходимо знать точную математическую формулу функции спроса $F(p)$ на реальное благо. Для электроэнергетики в рамках теории спроса разработано семь таких формул [1, (1.5) – (1.11)], определяющих функцию рыночного спроса на электрическую и тепловую почасовую мощность (энергию) на разных энергетических рынках. Номера двух математических формул спроса указаны в первой колонке табл. 1.

Умножив модели (1) и (2) табл. 1. на p -переменную рыночную цену блага, получим математические формулы функций дохода от проданной почасовой мощности (энергии) в рассматриваемом периоде.

Полученные математические формулы закона денежной выручки и их графическое изображение занесены в табл. 1. Каждой кривой закона выручки предшествует своя кривая закона рыночного спроса.

Математические формулы закона дохода и их графическое изображение для благ электроэнергетики

Номер модели закона спроса	Математическая формула закона денежной выручки на почасовую мощность (энергию)	Формы кривой закона спроса D_N и закона денежной выручки TR на мощность (энергию) в перенесенных осях координат
(1)	$TR_N = p \left(\frac{N_{\text{раб}} p_{\text{т.м}}}{p + p_{\text{т.м}}} - N_{\text{т.м}} \right)$ (4)	 Рис. 2
(2)	$TR_{N_{\text{уст}}} = \frac{p N_{\text{уст}} p_{\text{т.м}}}{p + p_{\text{т.м}}}$ (5)	 Рис. 3

В условиях экономически регулируемого энергетического рынка при ценообразовании по спросу-предложению **закон** максимума дохода от продажи энергии имеет следующие формулировки:

– для формулы дохода (4) табл. 1: *денежная выручка от реализованной почасовой мощности (энергии) равна произведению двух величин: переменной рыночной надбавки к цене технического минимума и разности между произведением рабочей мощности и цены при мощности технического минимума, деленной на сумму переменной рыночной надбав-*

ки и цены при техническом минимуме и мощностью технического минимума;

– для формулы дохода (5) табл.1: «денежная выручка от реализованной установленной почасовой мощности (энергии) прямо пропорциональна произведению цены рыночной переменной надбавки на установленную мощность и цены при техническом минимуме и обратно пропорциональна сумме цены рыночной переменной надбавки и цены при техническом минимуме.

Графическое выражение закона максимума дохода (5) табл. 1 при этом имеет вид возрастающей кривой, асимптотически приближающейся к своему пределу.

Чтобы найти предел функции (5) табл. 1, преобразуем ее следующим образом:

$$TR_{N_{уст}} = \frac{pN_{уст}p_{т.м}}{p+p_{т.м}} = \frac{pN_{уст}}{\frac{p}{p_{т.м}}+1} = \frac{pN_{уст}}{kp+1}. \quad (6)$$

Из формулы (6) видно, что при $p = 0$ прирост дохода $\Delta TR = 0$. При увеличении переменной рыночной надбавки части цены p от нуля до бесконечности доход TR от продажи всей установленной почасовой мощности (энергии) монотонно возрастает, приближаясь к какому-то пределу. Чтобы найти, чему равен этот предел, разделим числитель и знаменатель формулы (6) на p . Получим

$$TR_{N_{уст}} = \frac{N_{уст}}{k+\frac{1}{p}}.$$

Отсюда видно, что при $p = \infty$ $\frac{1}{p} \rightarrow 0$.

Максимальное значение, к которому приближается функция $TR_{N_{уст}}$ равно:

$$TR_{N_{уст}} = \frac{N_{уст}}{k} = \frac{N_{уст}}{\frac{1}{p_{т.м}}} = N_{уст}p_{т.м}. \quad (7)$$

Кривая дохода от продажи установленной мощности показана в табл. 1.

Если подставить в формулу (4) значения цены p , равные $p_1, p_2, \dots, p_n$, то можно вычислить соответствующие им численные значения общего дохода и построить эмпирическую кривую дохода (рис. 4).

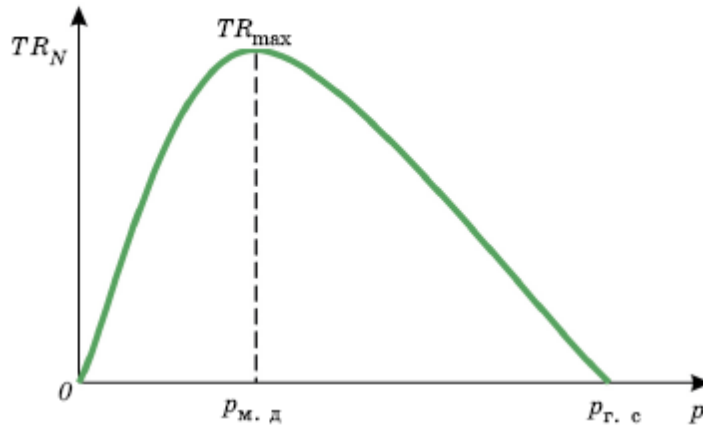


Рис. 4. Эмпирическая кривая зависимости дохода от цены p на почасовую мощность по РДГ генератора

При $p = 0$ функция дохода равна нулю. Это точка горячего (вращающегося) резерва генератора. При росте цены p функция прироста дохода сначала быстро возрастает, а затем, после достижения максимума при определенном значении части цены $p_{м.д}$ максимального значения дохода, снижается с замедлением и при цене граничного спроса $p_{г.с}$ становится равной нулю.

5. Вывод математической формулы цены максимума дохода генераторов станции

По формуле (4) можно определить переменную надбавку к цене $p_{т.м}$ при которой функция общего дохода от продажи почасовой мощности электростанцией достигает наибольшего значения. Для этого найдем первую производную по p от функции (4) и приравняем ее нулю. Выполнив все промежуточные действия, получим формулу (8).

Сделаем пояснения к выводу формулы (8) с учетом рис. 1 и 2.

Для определения рыночной надбавки p к цене $p_{т.м}$, максимизирующую функцию дохода TR , возьмем первую производную от выражения (4).

Получим

$$TR'(p) = \frac{(\Delta N_{раб} p_{т.м} - 2N_{т.м} p)(p_{т.м} + p) - (\Delta N_{раб} p_{т.м} p - N_{т.м} p^2)}{(p_{т.м} + p)^2},$$

где $\Delta N_{раб}$ есть прирост (снижение) мощности генерации по спросу к $N_{т.м}$; $N_{раб} = N_{т.м} + \Delta N_{раб}$.

Приравняем $TR'(p)$ нулю, получим квадратное уравнение

$$N_{т.м} p^2 + 2N_{т.м} p_{т.м} p - \Delta N_{раб} p_{т.м}^2 = 0. \quad (8)$$

Решение уравнения дает следующие значения рыночной надбавки p к цене $p_{т.м}$ энергии при работе агрегата в режиме технического минимума:

$$p_{1,2} = p_{т.м} \left(-1 \pm \sqrt{\frac{N_{раб}}{N_{т.м}}} \right).$$

При $N_{раб} = N_{т.м}$ имеем $p_1 = p_{т.м}(-1 + 1) = 0$,

$$p_2 = p_{т.м}(-1 - 1) = -2p_{т.м}.$$

Рыночный механизм установления конкурентоспособных цен по спросу и предложению при этом условии не работает, поскольку на цивилизованных рынках отрицательных цен не бывает.

Цена производства и продаж при $p_1 = 0$ определяется по действующей методике затратного ценообразования «затраты плюс прибыль» и потребитель не имеет возможности влиять на цену товара-электроэнергии.

Цена максимума дохода $p_{м.д}$ от продажи энергии на рынке получится, если к цене $p_{т.м}$ прибавим переменную рыночную надбавку p , определяющую максимум функции дохода TR :

$$p_{м.д} = p_{т.м} + p_{1,2};$$

$$p_{м.д1} = p_{т.м} + p_{т.м} \left(-1 + \sqrt{\frac{N_{раб}}{N_{т.м}}} \right) = p_{т.м} \left(1 - 1 + \sqrt{\frac{N_{раб}}{N_{т.м}}} \right) = p_{т.м} \sqrt{\frac{N_{раб}}{N_{т.м}}};$$

$$p_{м.д2} = p_{т.м} + p_{т.м} \left(-1 - \sqrt{\frac{N_{раб}}{N_{т.м}}} \right) = p_{т.м} \left(1 - 1 - \sqrt{\frac{N_{раб}}{N_{т.м}}} \right) = -p_{т.м} \sqrt{\frac{N_{раб}}{N_{т.м}}}.$$

Цена $p_{м.д2}$ со знаком минус на рынке не проходит. Она показывает реальные издержки генератора до набора мощности $N_{т.м} = N_{раб}$ и готовности генератора принять нагрузку по спросу. Это цена мощности горячего (вращающегося) резерва, не взятой под нагрузку.

Таким образом, рыночная цена $p_{м.д}$ на почасовую мощность (энергию) от ТЭС по спросу-предложению определяется по формуле

$$p_{м.д} = p_{т.м} \sqrt{\frac{N_{раб}}{N_{т.м}}} = \left(\frac{FC}{N_{раб}} + b_{уд} \frac{Q_{\phi}}{Q_{т.у.т}} p_{т.и} + v p_{в.} \right) \sqrt{\frac{N_{раб}}{N_{т.м}}}. \quad (9)$$

Выведенный автором множитель $k_c = \sqrt{\frac{N_{раб}}{N_{т.м}}}$ есть динамичный индикатор рыночного спроса конечных потребителей (рыночная компонента) определения справедливой (не завышенной и не заниженной) рыночной цены максимума дохода $p_{м.д}$ от генератора производителя в реальном времени производства при ценообразовании по спросу-предложению на реальных региональных рынках энергии текущих суток.

Отправной точкой отсчета для определения рыночной цены электроэнергии в режиме реального времени с использованием рыночного индикатора являются общие (постоянные плюс переменные) издержки на единицу продукции при достижении мощности технического минимума.

Формула (9) раскрывает экономическую природу динамики рыночных отношений в электроэнергетике. Разнонаправленное изменение производственных факторов, формирующих цену производства, функционально учитывается и регулируется множителем k_c по спросу потребите-

лей ростом или снижением $N_{\text{раб}}$ при разных значениях мощности технического минимума $N_{\text{т.м}}$ у разных типов агрегатов. В указанных формулах ни один фактор не исключен из издержек реального процесса выработки энергии и, соответственно, из процесса формирования адекватной цены производства и рыночной цены в полном соответствии с операциональной математической функцией спроса-предложения. Издержки на технологическую воду учитываются как переменная составляющая часть сметы затрат для разных типов электростанций.

Рассмотрим *реальную физическую и экономическую сущность* технологии производства электроэнергии на станции.

По технологии электроэнергетического производства каждый генератор станции ежечасно вырабатывает определенное количество электрической энергии согласно суточному РДГ. На выработку этой электрической энергии расходуется определенное количество производственных ресурсов. Общие (постоянные плюс переменные) издержки определяют *действительную стоимость энергии и ее цены*.

Общие почасовые фактические издержки ресурсов генератора на выработку электроэнергии, деленные на количество выработанной по часам РДГ электроэнергии, есть *действительная стоимость (цена производства, себестоимость) каждой* единицы электроэнергии.

Таким образом генератор **сам** вырабатывает электрическую энергию и одновременно **сам** формирует ее конкурентоспособную цену по каждому часу заданного диспетчером станции РДГ с расходом конкретного топлива. Именно технология автоматически создает всю экономику и цены производства энергии каждым генератором на станциях и в котельных.

Это есть момент истины электроэнергетического производства.

Управляет этим процессом только дежурный диспетчер станции.

Следовательно, выработка электроэнергии и одновременно совместное формирование *абсолютно прозрачной, конкурентной, стандартной цены* ее производства по часам РДГ осуществляется автоматически по стандартной технологии производства энергии разных типов агрегатов *исключительно генератором* (агрегатом «котел – турбина – генератор») станции самостоятельно, без вмешательства со стороны АТС, ФАС (и бывшего ФСТ), РЭК и других юридических и физических лиц.

Учесть этот технико-экономический процесс в условиях ценовой конкуренции генераторов на рынках электроэнергии можно только по «Методике оперативного ценообразования на электроэнергию и тепло». В ней соблюдены технические, технологические, экономические и финансовые законы и особенности электроэнергетического производства.

Цена продаж электроэнергии генератором формируется средне-взвешенной по суточным РДГ генератора за расчетный период (месяц).

Каждый кВт·ч электроэнергии мгновенно поступает от зажимов генератора к электроустановкам потребителя вместе со своей ценой производства, добавляя по пути экономически обоснованные издержки на транспорт, распределение и сбыт в сетях.

По существу, формула (9) решает глобальную проблему точного расчета цены в различные почасовые периоды времени генерации энергии в любой области фактического РДГ, когда рыночный спрос на энергию подвержен значительным колебаниям, а складирование продукции невозможно. При этом цены функционально зависят от спроса, учитываемого индикатором рыночного спроса потребителей и от фактических издержек производства энергии генераторами станций.

При любом значении $N_{\text{раб}}$ по формуле (9) всегда формируется цена максимального почасового дохода генератора при данном объеме

генерации в полном соответствии с почасовым рабочим диспетчерским графиком работы генераторов по спросу потребителей.

Мощность технического минимума $N_{т.м}$ у каждого агрегата устанавливается при его проектировании и зависит от вида первичного энергоносителя (газ, уголь, мазут, торф для ТЭС, вода для ГЭС).

В зависимости от числовых значений и отношения $N_{уст}$ и $N_{раб}$ к $N_{т.м}$, а также от вида используемого топлива индикатор рыночной цены k_c по спросу-предложению принимает конкретное числовое значение по каждому часу для базисных, полупиковых и пиковых областей рабочего диспетчерского графика.

Например, для блока Рязанской ГРЭС с установленной мощностью $N_{уст} = 800$ МВт при работе на газе $N_{т.м} = 400$ МВт, индикатор спроса

$$k_c = \sqrt{\frac{800}{400}} = 1,41. \text{ При работе с мощностью } N_{раб} = N_{т.м} = 400 \text{ МВт}$$

$$k_c = \sqrt{\frac{400}{400}} = 1. \text{ Индикатор } k_c \text{ изменяется в диапазоне от 1 до 1,41.}$$

При работе на угле $N_{т.м} = 320$ МВт, а $k_c = \sqrt{\frac{800}{320}} = 1,58$. Индикатор k_c по МОЦЭТ изменяется автоматически согласно отношению $N_{раб}$ к $N_{т.м}$ в диапазоне от 1 до 1,58. Соответственно изменяется цена по часам РДГ.

При каждом конкретном режиме работы генератора в полном соответствии, синхронно, с почасовой $N_{раб}$ согласно РДГ при использовании конкретного вида топлива индикатор k_c автоматически принимает свое конкретное почасовое числовое значение в диапазоне от 1 до 1,58.

Поэтому не надо пытаться искать, в каком часу суток, в какой области графика нагрузок работает генератор и специально, отдельно рассчитывать базовый, полупиковый или пиковый *абстрактный* равновесный тариф. Цена энергии принимает конкретное средневзвешенное за сутки чис-

ловое значение синхронно вместе с изменением $N_{\text{раб}}$ как при возрастании, так и при снижении нагрузки генераторов согласно каждому часу РДГ по фактическому рыночному спросу конечных потребителей.

Одновременно динамичный рыночный индикатор спроса $k_c = \sqrt{\frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{т.м}}}}$ является динамичным **индикатором фактической рентабельности** $Re_{\text{ф}}$ всей цепочки электроснабжения от производства электроэнергии генератором электростанции до поставок ее потребителям конкретным электросетевым предприятием.

Задача четкого распределения величины фактической рентабельности $Re_{\text{ф}}$, определяемой по k_c , между участниками электроснабжения (станции плюс сети зоны региона) однозначно решается по величине установленной мощности реального капитала в Мвт каждого участника – электростанций и электросетевых предприятий зоны диспетчерского управления режимами работы станций и сетей в границах ОДУ.

При полном учете и использовании физических и экономических законов и особенностей электроэнергетического производства фактическая рентабельность (доходность) $Re_{\text{ф}}$ формируется автоматически по реальному спросу потребителей. Чем больше спрос, тем больше вырабатывается электроэнергии, тем большее значение приобретает индикатор рыночного спроса, тем более рентабельным становится энергопроизводство.

Поэтому нет необходимости кому-либо административно вмешиваться в действие физических и экономических законов и особенностей энергопроизводства. Тем более отбрасывать их.

Физические и экономические законы энергопроизводства необходимо полностью учитывать при формировании технико-экономических показателей деятельности энергокомпаний электроэнергетической отрасли.

6. Технологическая сущность инновационной теории ценообразования на электростанциях РТС

Грамотное использование на практике рыночных отношений параметров технологических и термодинамических процессов превращения энергии топлива в работу, расчет цены производства электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки создают реальный механизм существенного повышения энергоэффективности ТЭС.

Необходимо полно и без искажения использовать выводы и положения, вытекающие из термодинамического анализа циклов ГРЭС, ТЭЦ, ПГУ, ГТУ и тепловых процессов котельных, где нет циклов, в том числе при расчете объективных средневзвешенных цен производства электроэнергии и тепла по РДГ.

В настоящее время цены и тарифы на электрическую и тепловую энергию формируют и назначают внешние по отношению к ТЭС регулирующие органы на базе теории совершенной конкуренции рыночного равновесия спроса и предложения по заявкам (хотелкам «цена-количество энергии») станций и потребителей без учета технологических особенностей и законов физической природы энергопроизводства и законов экономических отношений на региональных рынках электроэнергетики и тепла.

Научное открытие фундаментального экономического **закона единства функции «спрос-предложение»** и разработка на его основе инноваций в экономике энергетики создали реальную возможность и условия совместного использования законов технической термодинамики, научно обоснованной технологии энергопроизводства, законов и особенностей экономики электроэнергетики при оперативном расчете цен производства энергии агрегатами «котел-турбина-генератор».

При этом реализуется четкое разделение цены производства на электрическую энергию и тепло при комбинированном способе производства на ТЭЦ на основе расчетов фактического расхода топлива с применением «КПД ТЭЦ брутто» по характеристикам основного оборудования ТЭЦ: КПД турбины брутто, КПД котла брутто, коэффициента K_{CH} – нетто ТЭЦ.

Возможности компьютеризации технологических процессов в реальном времени производства позволяют выполнять громоздкие технологические расчеты и предоставлять необходимую информацию оперативному персоналу, службам режимов и экономики.

Автоматизированные системы контроля и учета параметров выработки тепловой и электрической энергии обеспечивают получение данных о средних 30-минутных значениях электрической мощности (энергии). А это есть реальная основа улучшения ведения режима по заданному РДГ.

Необходимая информация выводится в цифровом (табличном) виде на экраны персональных компьютеров оперативного и административно-управленческого персонала. Своевременный контроль и анализ всех технико-экономических показателей позволяет оптимизировать загрузку оборудования по РДГ, уменьшить общие (постоянные плюс переменные) издержки на выработку электрической энергии и тепла.

По МОЦЭТ рассчитывается в реальном времени производства действительная почасовая стоимость (цена производства) каждой единицы комбинированной энергии ТЭС.

Одновременно по часам РДГ производится расчет и распределение почасовых значений удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии, определяется их почасовая цена производства.

Рассчитывается по МОЦЭТ на основе нормативных энергетических характеристик каждого типа агрегатов в реальном времени производства средневзвешенная цена каждой единицы электроэнергии, фактически отпущенная с шин ТЭС за месяц.

Рассчитывается по МОЦЭТ на основе нормативных энергетических характеристик каждого типа агрегатов в реальном времени производства средневзвешенная цена каждой единицы теплоэнергии, отпущенная за месяц с коллекторов ТЭС.

Отпускная цена формируется за отчетный период (месяц), а фактические значения КПД брутто цикла и другие термодинамические показатели рассчитываются в темпе реального времени производства и их учет по РДГ по компьютерной программе не представляет труда.

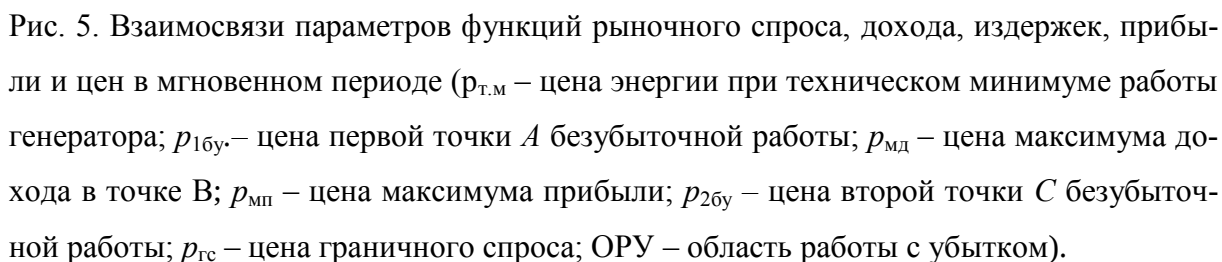
Рассмотрим технологическую сущность инновационной теории расчета средневзвешенных за месяц цен производства и других технико-экономических показателей работы агрегатов ТЭС по РДГ.

Каждый час в соответствии со спросом по РДГ функция спроса, показанная на рис. 1, занимает определенное положение, как при росте спроса, так и при его снижении. Каждому положению функции спроса соответствуют линии функций почасовых издержек, выручки и их совместное взаимодействие.

На рис. 5 представлена сущность взаимосвязи параметров функций спроса на почасовую мощность N_D , общего дохода TR и общих издержек $ТС$ в каждом часу РДГ при выпуске единицы продукции конденсационной электростанцией в зависимости от рыночной цены, складывающейся под воздействием спроса потребителей. Спрос на мощность N_D , доход TR и издержки $ТС$ отложены по оси y , а цена, как независимая переменная, отложена по оси x в перенесенной системе $N'O'p'$ координат внутри первого

Функция спроса N_D строится по формуле (1), функция дохода TR – по формуле (4). Функция общих издержек в каждом часовом периоде строится по формуле

где FC – постоянные издержки на ресурсы; Ti – объем i -го вида топлива; p'_{Ti} – цена i -го вида топлива; Bj – объем j -го вида воды технологической; p'_{Bj} – цена j -го вида воды.



Зависимости, приведенные на рис. 5, являются геометрической интерпретацией реального процесса производственно-коммерческой деятельности одного генератора станции. Все экономические взаимосвязи механизма хозяйствования имеют четкое, наглядное изображение, дающее однозначное толкование реальным процессам производства энергетической продукции, реальным процессам рыночных отношений производителя-продавца и покупателя-потребителя.

Площадь первого квадранта системы прямоугольных координат между начальными $N0p$ и перенесенными $N'0'p'$ осями – это площадь отображения процесса от момента начала работы оборудования по производству товара-энергии до начала ее поставок потребителям.

Площадь внутри перенесенных $N'0'p'$ координат – это область завершения формирования ценности товара-энергии и одновременно торговая площадка, где происходит окончательное формирование всех экономических характеристик товара и показателей рыночных отношений. При изменениях величины спроса и генерации энергии вся перенесенная система $N'0'p'$ вместе с кривыми и соотношением их параметров перемещается в то или иное местоположение внутри первого квадранта в точном соответствии с фактами реального мира изменения показателей производственно-коммерческой деятельности электростанции.

При изменении переменной надбавки к условно-постоянной части цены продукции от $0'$ до $p_{г.с}$ функция общего дохода TR сначала резко, а затем с замедлением возрастает до точки B . Максимум дохода TR_{max} энергокомпании образуется при использовании цены максимума дохода $p_{мд}$, что соответствует точке B на кривой TR , достигшей экстремума. Далее функция TR плавно снижается до цены граничного спроса $p_{г.с}$, образуя «хвост». В точке $p_{г.с}$ из-за высокой цены все потребители отказались от

мощности (энергии) электростанции. Спрос отсутствует. Он равен нулю. Нет спроса – нет продаж энергии и соответственно при этом нет дохода. Кривые спроса и дохода пересекают ось цен в одной точке $p_{г.с}$. Доход от точки $0'$ до точки B растет за счет увеличения цены при фактическом спросе. Доход от точки B до точки $p_{г.с}$ медленно снижается за счет того, что при возрастающей цене потребители один за другим, как бы нехотя, будут все меньше покупать важную для их жизни продукцию – энергию или внедрять энергосберегающие технологии и технику, снижающие потребление энергии. При очень высокой цене потребитель может совсем отказаться от услуг энергокомпании и приобрести собственную передвижную электростанцию. Дешевле обойдется.

Кривая совокупных издержек $ТС$ на каждую единицу продукции в краткосрочном периоде (диспетчерский час) имеет падающий наклон за счет снижения доли постоянных издержек на единицу продукции при росте объемов выпуска и пересекает кривую совокупного дохода от продаж энергии и мощности в точках A и C . Кривая $ТС$ в мгновенном периоде параллельна оси цен p' .

В точке A доход TR равен издержкам $ТС$. Это первая точка безубыточности. Все издержки на выпуск единицы продукции покрыты доходом от продажи этой продукции. Левее точки A издержки $ТС$ превышают доход TR на всем интервале цен от $0'$ до p_{16y} . Это область убыточной работы генератора электростанции.

В точке C доход TR равен издержкам $ТС$. Кривые TR и $ТС$ пересекаются. Это вторая точка безубыточности. Правее точки C издержки $ТС$ превышают доход TR . В интервале цен от p_{26y} , до $p_{г.с}$ кривая $ТС$ лежит выше кривой TR . Энергокомпания будет работать с убытком.

Интервалы между ценами от $0'$ до p_{16y} и от p_{26y} до $p_{гс}$ – это области убыточной работы компании. Интервал между ценами первой точки безубыточности p_{16y} и максимума прибыли $p_{м.п}$ – это часть ценности, «отхватываемая» производителем-продавцом товара у покупателя этого товара по каждой его единице. При цене $p_{м.д}$ – энергокомпания будет иметь максимальный доход, при цене $p_{мп}$ – максимальную прибыль, а при цене $p_{гс}$ – спрос и доход будут равны нулю.

В интервале цен от p_{16y} до p_{26y} кривая общих почасовых издержек $ТС$ между точками A и C расположена ниже кривой общего дохода TR . Это область работы энергокомпании с прибылью.

Область, заключенная между кривыми TR и $ТС$ по точкам A, B, C есть область прибыльной работы энергокомпании с ценами в интервале от p_{16y} до p_{26y} . При ценах, соответствующих обеим точкам безубыточности, прибыль продавца будет равна нулю. Издержки в точности соответствуют доходу. Доход от продаж энергии покрывает все издержки продавца на использованные ресурсы.

Цена p_{16y} есть ценовой пол, ниже которого цена убыточна. Цена p_{26y} есть ценовой потолок, выше которого цена убыточна. Цена $p_{м.д}$ есть цена максимума экономического результата (выручки) производителя товара. Она же является реальной ценой максимума чистого дохода, как разность между максимумом выручки и минимумом издержек.

Наибольшее расстояние между кривыми TR и $ТС$, как разность между доходом и издержками, является максимальной величиной прибыли производителя при цене $p_{м.д}$.

Графики, приведенные на рис. 5, отображают элементарную комбинацию сущности технико-экономических показателей производственно-коммерческого процесса с однозначной связью между технической харак-

теристикой – почасовой рабочей мощностью энергоблока, его экономическим результатом – ценой, доходом и издержками в течение каждого диспетчерского часа по РДГ.

Под «элементарной комбинацией» понимаются такие производственные операции, которые в силу их особенностей нецелесообразно разбивать на более узкие процессы (например, работа генератора по РДГ в течение одного диспетчерского часа – 30 или 60 минут).

Если при элементарной комбинации можно произвести лишь определенный объем выпуска, это называется *комбинацией с фиксированным выходом*; если факторы производства лимитированы, то лимитированной *комбинацией с фиксированным входом*.

Факторы производства при этом подразделяются на расходуемые переменные (топливо для электростанций, вода на технологические нужды) и постоянные факторы (реальный капитал, труд человека и все остальные материальные ресурсы, кроме топлива и воды).

Техническая функция потребления ресурса отображает потребление *i*-го *расходуемого фактора* на единицу времени в зависимости от технической производительности агрегата (например, расход топлива на единицу времени в зависимости от его удельного расхода на единицу энергии). Поскольку в реальности уровень производительности агрегатов колеблется (например, он различается в фазах пуска и останова, работы на холостом ходу, при работе с изменяемой нагрузкой и при перегрузках), целесообразно описывать предельный объем расхода (потребления) каждого фактора производства в зависимости от предельной производительности энергоблока.

Рассмотрим ситуацию, когда на электростанции работает один блок «турбина – генератор» (например, в 2002 г. Северо-Западная ТЭЦ г.

Санкт-Петербурга работала только с одним введенным в эксплуатацию энергоблоком ПГУ-450Т) и он один полностью обеспечивал суточную электрическую нагрузку микрорайона в базисной, полупиковой и пиковой зонах графика. В такой ситуации временной график суточной нагрузки будет иметь вид, показанный на рис. 6. Точками 1–8 обозначены точки изменения суточного графика нагрузок.

Этот график показывает, как с течением времени в пределах суточного производственного периода по каждому диспетчерскому часу изменяется предельная производительность (а вслед за ней изменяются объем выпуска, цена производства энергии и функция дохода по рис. 5) для элементарной комбинации в течение каждого из 24 часов суток.

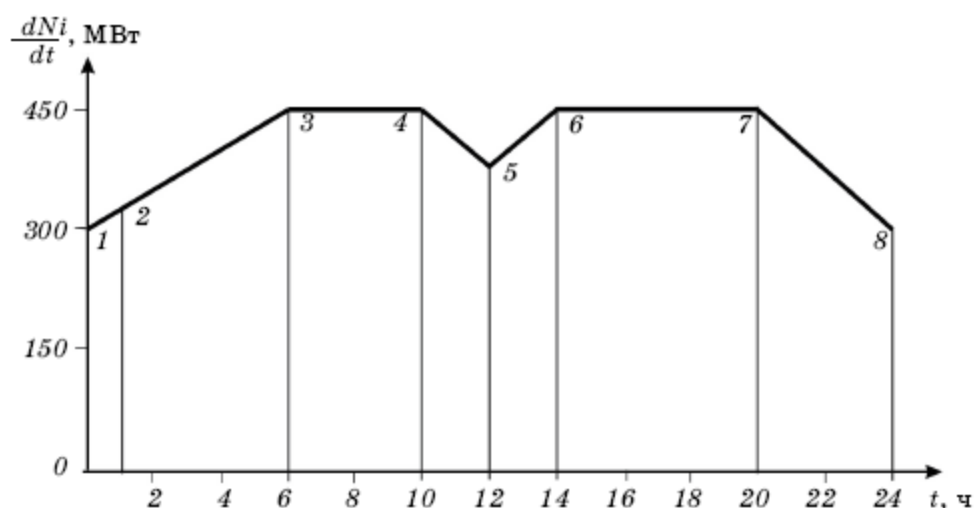


Рис. 6. Техническая функция потребления факторов (график суточной нагрузки РДГ)

В условиях рыночных отношений цена единицы переменного фактора для выпуска мощности (энергии), формируемого по спросу потребителей, аккумулирует в себе покрытие и постоянных, и переменных издержек до определенного момента (точка A на рис. 5) выпуска, покрывающего спрос потребителей. После покрытия издержек пуска начинается процесс наращивания дохода. Элементарная комбинация функции совокупного дохода

TR есть элементарная производственная функция, формируемая одним переменным фактором – изменяемой ценой p' кривой спроса N_D в течение 1 часа при неизменности всех остальных факторов производства.

Таким образом, за элементарную производственную функцию электроэнергетического производства за 1 час работы генератора можно принять элементарную комбинацию функции совокупного дохода.

Суточный совокупный доход есть сумма всех 24-часовых элементарных объемов дохода, определяемых по элементарным производственным функциям за каждый час выпуска по диспетчерскому графику.

Для производства заданного графиком суточной нагрузки объема производства почасовой мощности (энергии) требуется определенное количество повторений элементарных комбинаций. Частота таких повторений комбинаций может быть определена по часовому графику нагрузок: суточному – 24 часа, недельному – 168 часов, за месяц – 720 (744) часов.

Рассмотрим непрерывные кривые одного переменного фактора $N_{раб}$ и соотношения «затраты-выпуск» конденсационной электростанции с использованием совмещенных на одном рис. 7 элементарной комбинации функции экономического результата (дохода) (см. рис. 5) и графика почасовой суточной нагрузки потребителей (см. рис. 6), формирующих объем производства почасовой мощности (энергии).

С учетом основных свойств электрической часовой мощности (энергии) объем производства полностью соответствует объему потребления. Какой объем энергии в зависимости от цены потребители купили, ровно столько же продукции электростанция и выработала (за минусом расхода на собственные технологические нужды производства и передачи). Формирование сферы реального объема дохода за сутки (24 часа) представлено на рис. 7.

На приведенных графиках по оси абсцисс в масштабе чертежа отложена цена p' на почасовую электрическую мощность $N_{\text{раб}}$. По оси ординат – рабочая мощность $N_{\text{раб}}$ электростанции и общий доход TR от продажи этой мощности. Часть гиперболы от точки $N_{\text{раб}}$ до точки $p_{\text{гс}}$ есть функция спроса на $N_{\text{раб}}$ на данном рынке. В рассматриваемой ситуации $p_{\text{гс}}$ цена граничного спроса на рабочую мощность $N_{\text{раб}}$ (правее этой точки нет спроса); $p_{\text{м.д}}$ – цена максимума функции дохода TR в 0 часов ночи. Цифрами $1 \div 8$ обозначены точки изменения суточного графика нагрузок (см. рис. 6). Точками $1' \div 8'$ обозначены проекции точек суточного графика нагрузок по функциям TR на плоскость $t0'p'$.

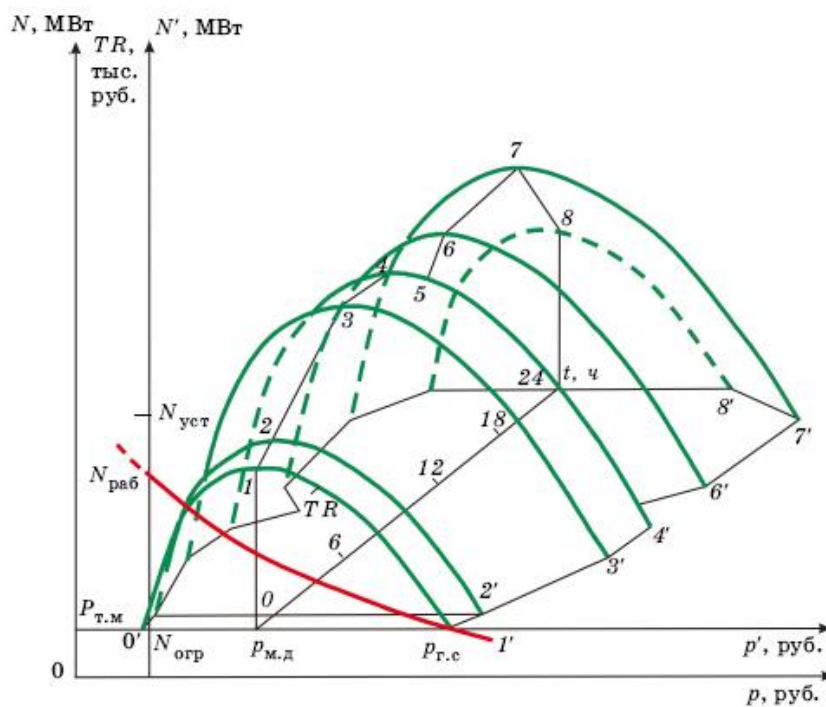


Рис. 7. Формирование полной области реального объема совокупной выучки по спросу при суточном графике нагрузок блока

Произведение $N_{\text{раб}} t_{\text{сут}} = N_{\text{раб}} \cdot 24$ в соответствии с изменяющимся по часам суток графиком нагрузок (рис. 6) определяет реальное количество отпущенной потребителям электроэнергии за сутки.

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 %.

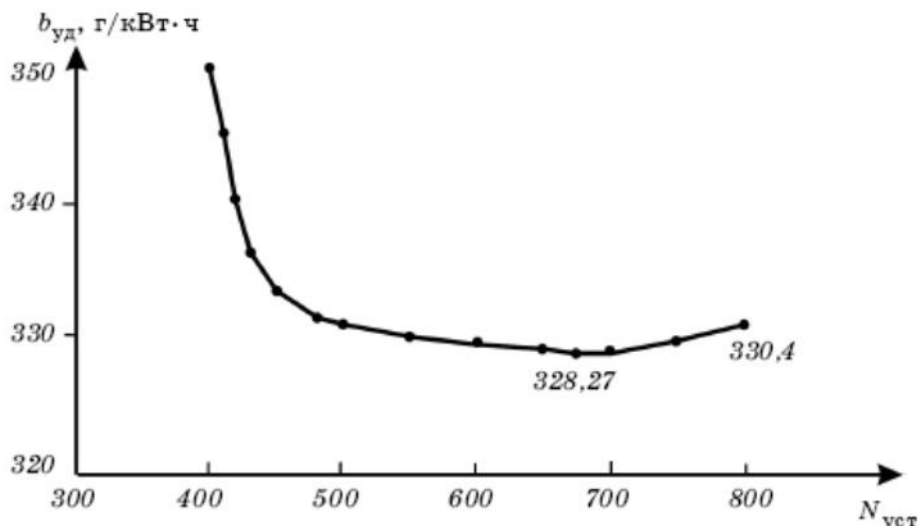


Рис. 8. Изменение значения $b_{уд}$ в зависимости от нагрузки блока 800 МВт

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.

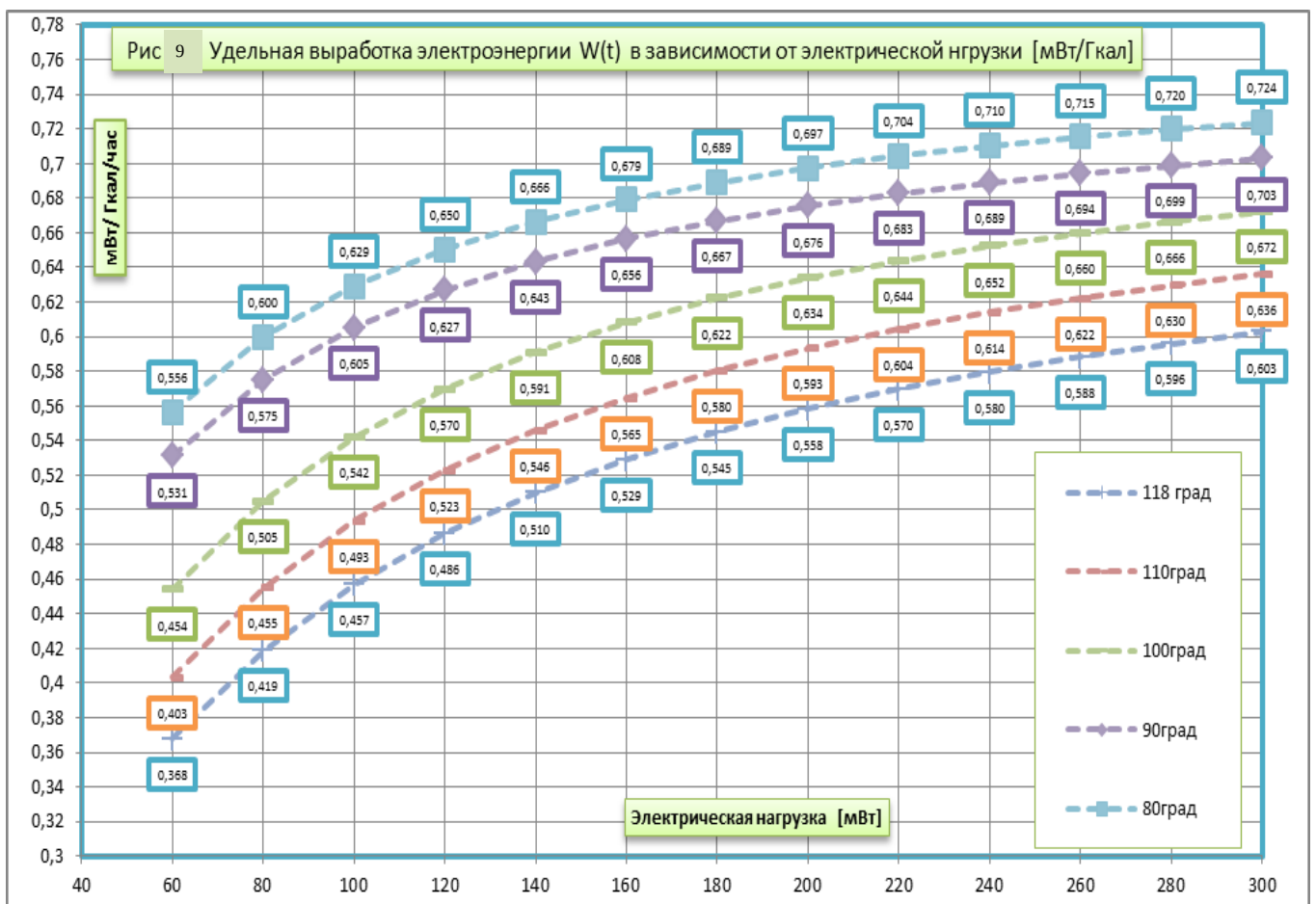
С) работа «по конденсационному режиму» от 40 до 300 МВт с шагом в 20 МВт.

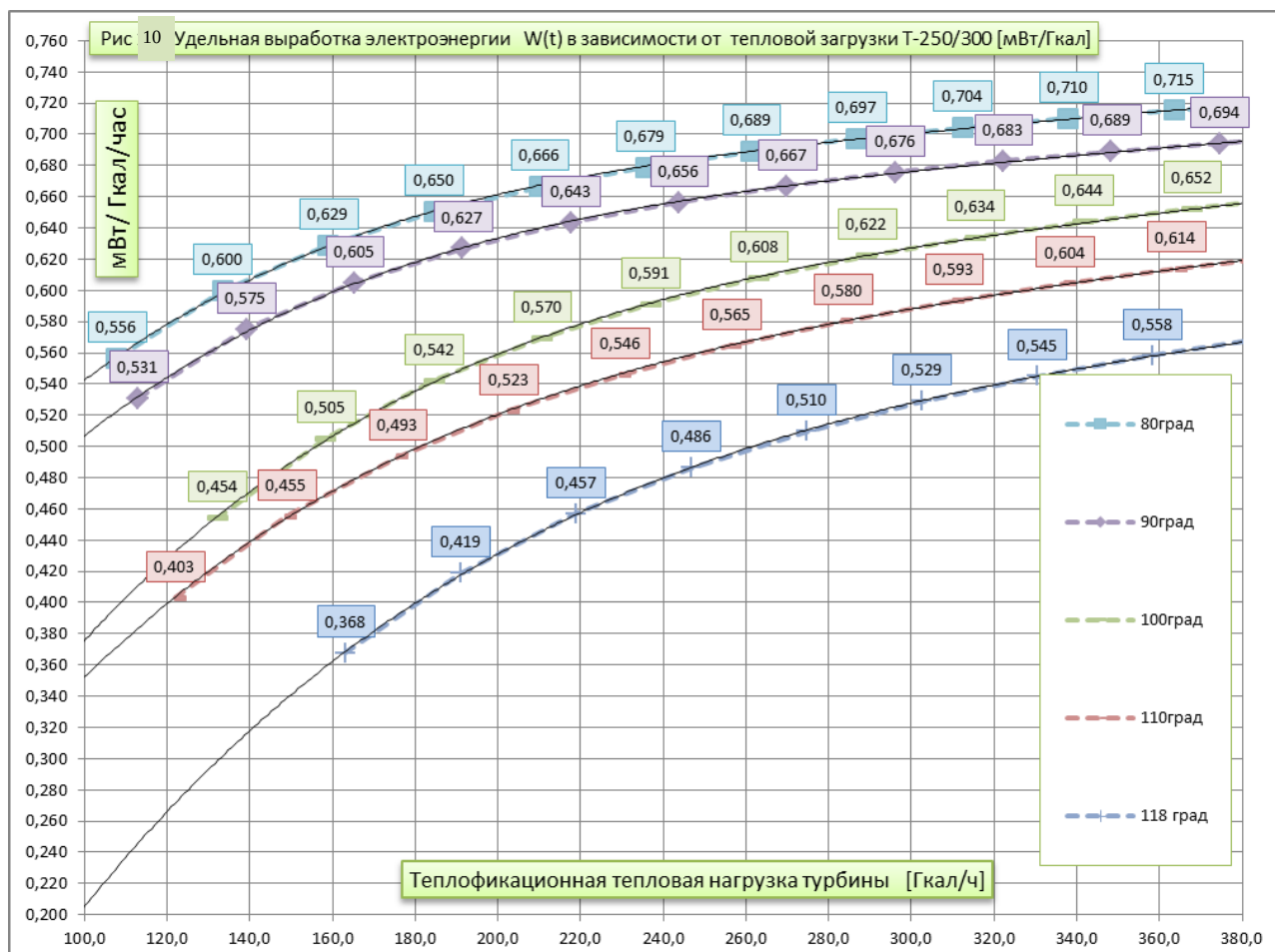
4. Перерасчет расхода тепла на турбины с (тонн пара/час) на (Гкал/час) произведен на основании результатов испытания ОРГРЭС и «Зависимости паро- и теплопроизводительности ТГМН-344-А».

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 (МВт·ч/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 раздельного 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 отдельного 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 обрат 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 раздельной 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

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

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).

4. На выработку энергии в **котельной** при раздельной системе теплоснабжения расход топлива вычисляется по формуле

$$B_{т.р} = b_k^T \cdot Q_{раб}^{КТ},$$

где b_k^T – удельный расход топлива на выработку теплоты в котельной;

$$b_k^T = \frac{143}{\eta_k}, \text{ кг/Гкал};$$

η_k – КПД котельной;

$Q_{раб}^{КТ}$ – теплота, отданная котельной потребителям без учета потерь в теплосетях, Гкал;

143 – количество условного топлива, при сжигании которого выделяется 1 Гкал теплоты, кг.

Тогда в соответствии с графиком тепловой нагрузки котельной почасовые значения цены максимума дохода производителя по спросу потребителей рассчитываются по формуле

$$p_{м.д.i}^{КТ} = \left(\frac{FC_i}{Q_{раб}^{КТ}} + b_k^T p_{т.i} + v p_{в.j} \right) \sqrt{\frac{Q_{раб}^{КТ}}{Q_{т.м.}^{КТ}}} Re_{min}, \quad (13)$$

где $Q_{т.м.}^{КТ}$ – теплота при техническом минимуме работы агрегатов котельной, Гкал;

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

$p_{в.j}$ – плата за воду, руб/м³;

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

5. Для **гидроэлектростанций** почасовые значения цены максимума дохода по каждому гидроагрегату по спросу потребителей рассчитываются по формуле

$$p_{м.д.i}^Г = \left(\frac{FC_i^Г}{N_{раб}} + b_{уд}^Г 2Q_{ср} p_{в.i} \right) \sqrt{\frac{N_{раб}}{N_{т.м.}}} Re_{min}, \quad (14)$$

где FC_i^r – почасовые постоянные издержки станции, тыс. руб;

$N_{\text{раб}}$ – почасовая рабочая мощность генерации, МВт;

$b_{\text{уд}}^r$ – удельный расход воды по расходным характеристикам гидроагрегата при рабочем напоре, м³/с на кВт;

$Q_{\text{ср}}$ – средний получасовой расход воды гидроагрегата, м³/ч;

$p_{\text{в.и}}$ – цена воды (плата за воду), руб/м³;

$N_{\text{т.м}}$ – мощность гидроагрегата при техническом минимуме, МВт.

Для каждой конкретной гидроэлектростанции рабочая мощность определяется по базовой формуле

$$N_{\text{раб}} = Q_{\text{in}}(H_{\text{max}} - H_{\text{нб}})\eta g \rho, \text{ МВт},$$

где Q_{in} – приток воды, м³/с;

H_{max} – уровень верхнего бьефа, м;

$H_{\text{нб}}$ – уровень нижнего бьефа, м;

η – КПД = 0,9;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

$\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$.

При ведении фактического режима работы станции уточняются конкретные значения приведенных показателей во взаимодействии со множеством взаимно влияющих факторов.

Спрос потребителей для каждого агрегата станции обеспечивается задаваемой диспетчером $N_{\text{раб}}$ по РДГ.

Расходно-мощностные характеристики рассчитываются по комбинаторным зависимостям гидротурбин, определяемым в функциональной взаимосвязи угла разворота лопастей рабочего колеса и открытия направляющего аппарата при рабочих напорах от минимального до максимального значения и до *линии ограничения мощности агрегата*.

Расходные характеристики используются в эксплуатационной практике ГЭС как с поворотнолопастными, так и с другими типами турбин. При этом разные типы турбин различаются по расходно-мощностным характеристикам и по разным величинам напоров (низко-, средне-, высоконапорные).

Одновременно, в темпе процесса производства энергии, с расчетом почасовых цен максимума дохода по каждому работающему агрегату оперативно рассчитываются почасовые объемы максимума выручки при **конденсационном** режиме работы генераторов в соответствии с суточным РДГ. Суммируя их нарастающим итогом, рассчитывают суточный доход от продажи энергии ТЭС в точках поставки потребителям по формуле

$$TR_i^k = \sum_{t=0}^{24} \left(\frac{FC_i}{N_{\text{раб}}^k} + b_{\text{уд}}^k \frac{Q_{\text{ф}}}{Q_{\text{т.у.т}}} p_{\text{т.}i} + v p_{\text{в.}j} \right) N_{\text{раб}}^k \sqrt{\frac{N_{\text{раб}}^k}{N_{\text{т.м}}}} Re_{\text{min}}. \quad (15)$$

Суммируя почасовые суточные доходы в течение недели, декады, месяца, квартала и так далее, получают совокупный доход за расчетный период по генераторам и в целом по станции в реальном времени генерации энергии.

Почасовые значения максимума выручки при **теплофикационном** режиме работы агрегата станции в соответствии с суточным тепловым РДГ рассчитываются по формуле

$$TR_i^{\text{тф}} = \left(\frac{FC_i^{\text{тф}}}{Q_{\text{раб}}^{\text{тф}}} + b_{\text{уд}}^{\text{тф}} \mu p_{\text{т.}i} + v p_{\text{в.}j} \right) Q_{\text{раб}}^{\text{тф}} \sqrt{\frac{Q_{\text{раб}}^{\text{тф}}}{Q_{\text{т.м}}^{\text{тф}}}} Re_{\text{min}}. \quad (16)$$

Суммируя почасовые значения максимума дохода, получают совокупный суточный доход от конкретного агрегата станции.

При прямой продаже потребителю **комбинированной энергии** с **частичным** сбросом тепла почасовая выручка агрегата ТЭЦ определяется по формуле

$$TR_{\Sigma} = \left(\frac{FC_i}{N_{\text{раб}}} + b_{\text{уд}}^{\Sigma} \frac{Q_{\phi}}{Q_{\text{т.т.}}} p_{\text{т.т.}} + v p_{\text{в.т.}} \right) N_{\text{раб}} \sqrt{\frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{т.т.}}}} Re_{\text{min}}. \quad (17)$$

При раздельном теплоснабжении от **котельных** почасовая выручка агрегата производителя тепловой энергии рассчитывается по формуле

$$TR_{\text{кт},i} = \left(\frac{FC_i}{Q_{\text{раб}}^{\text{кт}}} + b_{\text{к}}^{\text{т}} \frac{Q_{\phi}}{Q_{\text{т.т.}}} p_{\text{т.т.}} + v p_{\text{в.т.}} \right) Q_{\text{раб}}^{\text{кт}} \sqrt{\frac{Q_{\text{раб}}^{\text{кт}}}{Q_{\text{т.т.}}^{\text{кт}}}} Re_{\text{min}}. \quad (18)$$

Для **гидроэлектростанций** почасовые значения максимума выручки в соответствии с суточным РДГ рассчитываются по формуле:

$$TR_i^{\Gamma} = \left(\frac{FC_i^{\Gamma}}{N_{\text{раб}}} + b_{\text{уд}}^{\Gamma} 2Q_{\text{ср}} \cdot p_{\text{в.т.}} \right) N_{\text{раб}} \sqrt{\frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{т.т.}}}} Re_{\text{min}}. \quad (19)$$

Все параметры и показатели станций в базовых формулах приведены без учета расходов вырабатываемой энергии на собственные нужды, на потери и затраты на ее передачу по тепловым и электрическим сетям.

Вычитая из выражений дохода по формулам (15) – (19) величину полных издержек производства (выражение в скобках, умноженное на рабочую мощность), получим формулы для оперативного расчета фактической почасовой прибыли за рассматриваемый период времени:

для конденсационного режима работы оборудования

$$Pr_i^{\text{к}} = TC_i \left(\sqrt{\frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{т.т.}}}} Re_{\text{min}} - 1 \right); \quad (20)$$

для теплофикационного режима работы оборудования

$$Pr_{\text{ТЭЦ}}^{\text{т.ф}} = TC_{\text{ТЭЦ}} \left(\sqrt{\frac{Q_{\text{раб}}^{\text{т.ф}}}{Q_{\text{т.м}}^{\text{т.ф}}}} Re_{\min} - 1 \right); \quad (21)$$

для отпущенной комбиэнергии с частичным сбросом тепла ТЭЦ

$$Pr_{\text{ТЭЦ}}^{\Sigma} = TC_{\text{ТЭЦ}}^{\Sigma} \left(\sqrt{\frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{т.м}}}} Re_{\min} - 1 \right); \quad (22)$$

для раздельного теплоснабжения от котельной

$$Pr = TC_i^{\text{КТ}} \left(\sqrt{\frac{Q_{\text{раб}}^{\text{КТ}}}{Q_{\text{т.м}}^{\text{КТ}}}} Re_{\min} - 1 \right); \quad (23)$$

для отпущенной электроэнергии ГЭС

$$Pr_{\text{ГЭС}} = TC_{\text{ГЭС}} \left(\sqrt{\frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{т.м}}}} Re_{\min} - 1 \right). \quad (24)$$

Далее рассчитываются все необходимые технико-экономические и финансовые показатели для ведения оперативного и итогового финансово-экономического анализа и управления производственно-коммерческой деятельностью станции в составе генерирующей компании.

Расчеты по приведенным формулам применимы как для физического «метода ОРГРЭС» с разнесением затрат между электрической и тепловой энергией на ТЭЦ, *так и при переходе к четкому соблюдению и учету физических законов природы отрасли и реальной технологии производства энергии при теплоснабжении и электроснабжении от ТЭЦ* с использованием как **первичных** показателей: а) удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, б) КПД топливоиспользования ТЭЦ (КПД ТЭЦ брутто), так и **вторичных** показателей: в) удельный расход топлива на электроэнергию и г) на теплоэнергию в зависимости от степени загрузки паровой турбины и температуры нагреваемой ПСГ сетевой воды,

определенных по режимным энергетическим характеристикам относительных приростов топлива на прирост тепловой нагрузки.

При этом необходимо делать пересчет часового расхода пара из отборов турбин в эквивалент тепла в остром паре, определение фактического расхода тепла на выработку электроэнергии, расчет удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии и построение сетки кривых по удельным расходам.

Тогда исчезнет перекрестное субсидирование электроэнергии теплом через искусственное занижение часового расхода *высокопотенциального* тепла на электроэнергию путем завышения расхода *низкопотенциального* тепла из отборов, которое пошло потребителям с паром и горячей водой. Тепло от ТЭЦ для потребителей будет стоить многократно дешевле тепла от *альтернативной котельной*.

Введением РТС с МОЦЭТ и использованием первичных и вторичных показателей разрешается проблема скрытого перекрестного субсидирования между электроэнергией и теплом. При этом решается ключевой вопрос: оптимизация местных, региональных тарифов в разных регионах с разной структурой мощностей ТЭЦ, ГРЭС, ГЭС.

По своей экономической сущности каждая из формул (10) – (14) цены максимума дохода (маржинального дохода) генераторов станций является **стандартом ценообразования** электрической и тепловой энергии, который необходимо применять в качестве ГОСТ.

Пример расчета фактических цен по рабочему диспетчерскому графику

В качестве примера функционирования инновационного механизма маржинального ценообразования (по максимальному доходу) рассмотрим формирование почасовых цен на РСВ ОРЭМ от продажи электроэнергии, выработанной теплофикационным блоком типа Т-250/300-240 за 15 мая 2008 года Южной ТЭЦ Невского филиала ТГК-1 [1, с. 184] и [2, с. 40–45].

На рис. 11 представлены фактические почасовые графики цены продаж электроэнергии, в которых воплощены: методология результатного (по максимальному доходу генератора – график 2) ценообразования на рынках одного товара – электроэнергии – на РТС в сравнении с методологией затратного (затраты плюс прибыль – графики 3 и 4) ценообразования на рынке множества товаров на РСВ.

Методология экономической науки – это основополагающая область экономической науки, где рассматриваются способы обоснования экономических теорий, причины предпочтения одной теории другой и в сравнении с фактами реального мира.

Выполним по рис. 11 анализ рассчитанных почасовых цен максимума дохода по МОЦЭТ от продажи электроэнергии, выработанной теплофикационным блоком типа Т-250/300-240 в сравнении с ценами продаж электроэнергии по первой ступени на РСВ, рассчитанными по ныне действующей на ОРЭМ методике.

Как видно из графика 2 на рис. 11, оптимальная цена максимума дохода генератора всегда немного выше цены при техническом минимуме (график 1). В часы максимальной нагрузки оптимальная цена значительно превышает соответствующую цену при техническом минимуме. Это объясняется двумя факторами. Во-первых, в часы пиковых нагрузок объем спроса возрастает и на основе модели реального спроса-предложения цена продаж также растет. Во-вторых, при увеличении рабочей мощности удельный расход топлива уменьшается и, соответственно, уменьшается переменная часть себестоимости единицы произведенной электроэнергии. Конфигурация графика 2 на рис. 11 соответствует конфигурации графика РДГ данного примера.

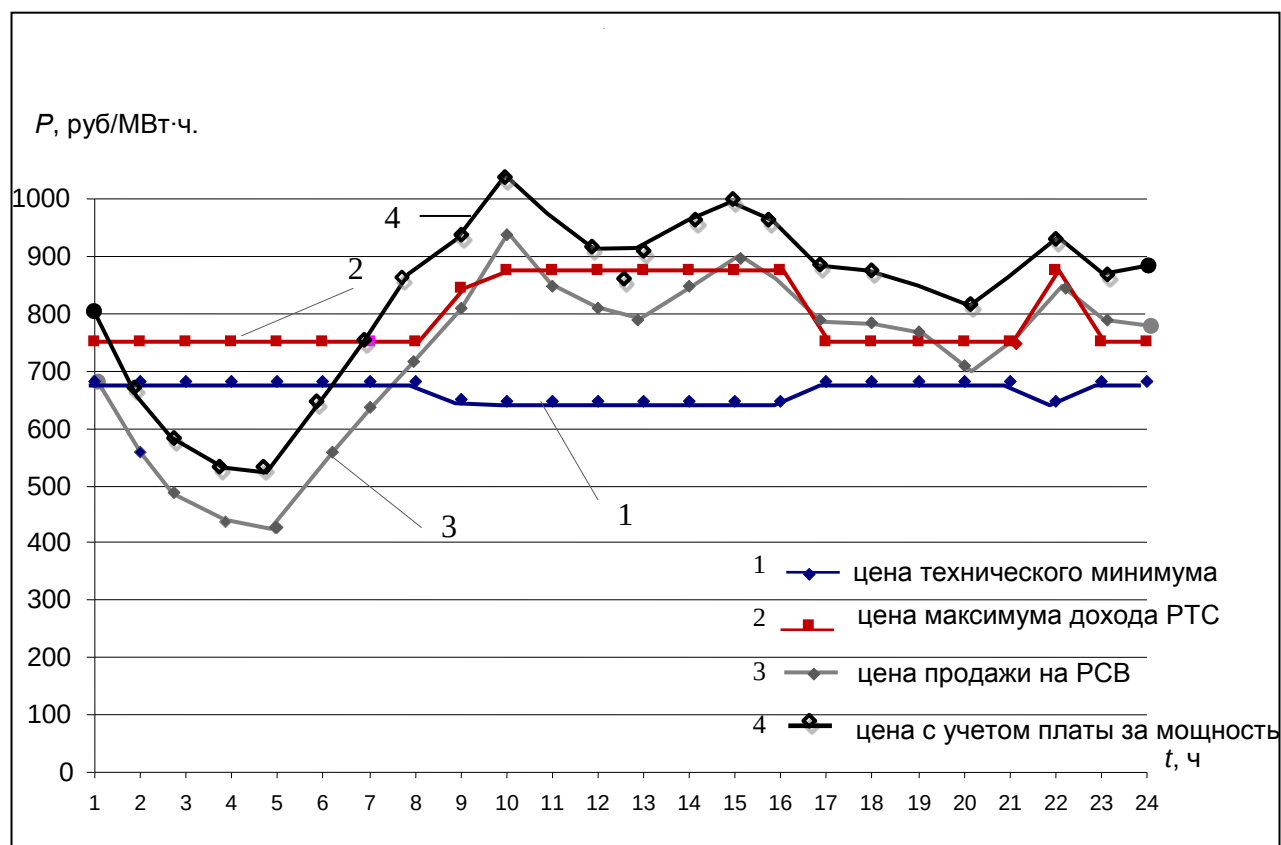


Рис. 11. Фактические почасовые цены продаж энергии

Из этого графика и формулы цены $p_{м.д}$ также видно, что при увеличении генерации по реальному спросу, учитываемому рыночным индикатором, станция объективно переходит на более рентабельный режим работы, то есть чем больше рабочая нагрузка, тем меньшая часть постоянных издержек приходится на каждую единицу рабочей мощности, тем более эффективно расходуется топливо, тем более высокую фактическую цену мы можем предлагать на рынке. Все это ведет к увеличению доходов, прибыли и рентабельности генератора.

На этом же рисунке приведен график 3 фактических почасовых цен первой ступени при состоявшейся 15 мая 2008 г. продаже электроэнергии на РСВ, рассчитанных «органом, осуществляющим ценообразование на электроэнергию» по действующей сегодня методике формирования равновесных цен по зонам графика нагрузок генераторов на ОРЭМ.

При сопоставлении графика 2 почасовых цен на электроэнергию от одного и того же блока, сформированных в соответствии с РДГ и рыночным индикатором, с графиком 3 цены состоявшихся продаж на РСВ ОРЭМ четко видно, что график 2 полностью соответствует технологии производства энергии по фактическому РДГ блока и спросу конечных потребителей по рыночному индикатору, а график 3 почти на 100% противоречит фактическому РДГ блока по *спросу конечных потребителей*.

Если к цене по графику 3 прибавить плату за мощность 117 руб. за МВт за месяц (постоянные издержки, оплачиваемые в рамках рынка мощности), то полная цена по графику 4 за энергию в эти сутки только от этого генератора превысит оптимальную цену по графику 2 на 9,4%.

Участки несовпадения графиков 3 и 4 с графиком 2 есть участки манипулирования ценами на ОРЭМ, объем которого легко рассчитать по МОЦЭТ в реальном времени производства электроэнергии для каждого генератора, станции и генерирующей компании в целом.

В европейской части работает более 3000 генераторов. Можно рассчитать ежедневный и годовой ущерб потребителей от завышения цен только лишь генераторами согласно ложной системе «конкурентного ценообразования» на ОРЭМ.

На ОРЭМ Системный оператор при управлении режимами ЕЭС разрабатывает ПДГ для генераторов каждой станции по их заявкам «цена – количество». Для конкретных генераторов и диспетчеров станции на основе ПДГ разрабатывается конкретный РДГ.

Заявки «цена – количество» подаются на РСВ для уже работающих агрегатов, сжигающих конкретное топливо, с конкретными ценами и термодинамическими характеристиками. Поэтому в заявку должно

включаться это, сжигаемое, топливо, а не самое дорогое, лежащее на складе в качестве резервного или аварийного запаса.

Это относится также и к генераторам, заявленным для включения в работу на следующие сутки (РСВ или БР). При этом работникам станций при защите завышенных заявок не надо будет лукавить, ссылаться на лимиты газа и прочее. Именно здесь происходит манипулирование ценами в заявках и подзаявках.

При аварийных и прочих режимных ситуациях диспетчер руководствуется не соблюдением почасовых заявок по РДГ генератора по «конкурентному» отбору «цена – количество», а обеспечением надежности работы системы. Механизм формирования «конкурентных цен» ОРЭМ «по торговому графику» при этом не работает.

В отличие от абстрактного «конкурентного ценообразования» на ОРЭМ при ценообразовании по МОЦЭТ на РТС всегда точно рассчитываются почасовые цены по РДГ для любого, в том числе и для вновь включаемого в любой момент времени в работу, генератора. При этом формируются средневзвешенные за сутки, декаду, месяц по каждому генератору и в целом по электростанции объективно оптимальные (не завышенные или заниженные) цены на электрическую энергию.

Следует заметить, истинная, *созидательная* конкуренция по совокупному спросу потребителей в электроэнергетике имеет название: *оптимизация режимов работы генераторов станций и сетей ЕЭС России.*

9. Мониторинг ценовой ситуации на ОРЭМ

Порядок проведения мониторинга

1. Мониторинг проводится за любые сутки текущего (любого прошедшего) месяца производства электроэнергии начиная с первых суток после исполнения генератором заданного РДГ.

2. Выбирается конкретный генератор (генераторы) электростанции.
3. По МОЦЭТ рассчитываются почасовые цены электроэнергии по фактическим издержкам выбранного генератора.
4. Производится сравнение полученных средневзвешенных почасовых цен электроэнергии по МОЦЭТ данного генератора с почасовыми ценами РСВ, сложенными с числовыми значениями цен почасовой мощности рынка мощности суток проводимого мониторинга.
5. Почасовые цены мощности рынка мощности определяются делением месячной платы за мощность на число часов (720 – 744) конкретного месяца.
6. Возможные случаи несовпадения почасовых цен по МОЦЭТ с почасовыми ценами РСВ плюс почасовые цены рынка мощности **есть факт манипулирования** мощностями и ценами генераторов.
7. Эти случаи манипулирования ценами и мощностями генераторов в заявках по генераторам станций приходится устранять АТС введением абстрактного балансирующего рынка (БР) с абстрактными ценами торгового графика.
8. В итоге получается абстрактная почасовая цена электроэнергии, в которой не учитываются фактические издержки конкретного генератора на ОРЭМ.
9. Следствием является убыточность одних генераторов и сверхприбыль других.
10. Устранить саму возможность манипулирования целесообразно только введением долгосрочных государственных стандартов ценообразования на электрическую и тепловую энергию на основе МОЦЭТ.

Методика расчета цен по процедуре мониторинга ценовой ситуации на оптовом рынке электрической энергии и мощности

Мониторинг ценовой ситуации свободной конкурентной рыночной деятельности генерирующих компаний в режиме реального времени выработки электроэнергии может осуществляться на основе МОЦЭТ двумя основными способами:

1. В [1, 2] и других работах авторов для экономического регулирования рынка текущих суток (РТС) использована МОЦЭТ с установлением государством долгосрочного уровня минимальной рентабельности $Re_{\min}$ для генераторов разного типа электростанций при адекватном приведении к сопоставимости индикатора рыночного почасового спроса потребителей по формуле $\sqrt{\frac{N_{\text{раб}}^k}{N_{\text{т.м}}}} Re_{\min}$.
2. Государственное экономическое регулирование свободной конкурентной рыночной деятельности генерирующих компаний на РТС реально осуществимо разработкой на базе МОЦЭТ с индикатором рыночного спроса потребителей объективной системы государственных стандартов ценообразования для стандартизированной электрической энергии в условиях действия стандартов раскрытия информации и других.

Ниже приводятся основные положения методики расчета почасовых цен на электроэнергию при втором способе мониторинга с использованием индикатора рыночного спроса потребителей в виде $\sqrt{\frac{N_{\text{раб}i}}{N_{\text{т.м}}}} Re_{\min}$.

Согласно заданному диспетчером станции РДГ и виду топлива каждый генератор ТЭС в заданном режиме (конденсационном, теплофикационном, комбинированной выработки электроэнергии и тепла) вырабатывает почасовую рабочую мощность $N_{\text{раб}i}$.

Полные почасовые издержки TC_i за сутки на выработку электроэнергии (например, в конденсационном режиме) рассчитываются автоматически по компьютерной программе МОЦЭТ по формуле

$$TC_i^k = \sum_{t=0}^{24} \left(\frac{FC_i}{N_{раб\,i}^k} + b_{уд\,i}^k \frac{Q_\phi}{Q_{т\,у.т}} p_{т.и} + v_{в\,j} p_{в\,j} \right) N_{раб\,i}^k,$$

где $N_{раб\,i}^k$ – почасовая рабочая мощность генератора согласно заданному РДГ; $b_{уд\,i}^k$ – почасовой удельный расход условного топлива; $Q_\phi(Q_{т\,у.т})$ – калорийность фактического (условного) топлива; $p_{т.и}$ – цена фактического топлива, $v_{в\,j}$ – удельный расход воды, $p_{в\,j}$ – плата за воду.

Рассчитывается почасовая цена максимума дохода генератора по формуле

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

где выражение в скобках – это фактические полные издержки генератора станции, корень квадратный – это индикатор рыночного спроса.

Цена $p_{м.д\,i}^k$ – это есть реальная равновесная почасовая цена максимума дохода от продажи почасовой мощности $N_{раб\,i}$ (энергии) в каждой точке функции «спрос-предложение» DS , так как по закону единства функции «спрос-предложение» линия функции предложения по всем часовым точкам совпадает с линией функции спроса, а объем совокупного почасового спроса $N_{раб\,i}$ во времени и в пространстве полностью совпадает с объемом предложения.

Формула цены $p_{м.д\,i}^k$ есть математическая формула точного расчета почасовой цены (стоимости единицы электроэнергии), средневзвешенной за сутки стоимостью производства единицы энергии по РДГ генератора в конденсационном режиме.

Рассчитываются почасовые значения максимума дохода $TR_{м.д.i}^k$ генератора за сутки по формуле

$$TR_{м.д.i}^k = \sum_{t=0}^{24} \left(\frac{FC_i}{N_{рабi}^k} + b_{удi} \frac{Q_{\phi}}{Q_{т.у.т}} p_{т.i} + v_{вj} p_{вj} \right) N_{рабi}^k \sqrt{\frac{N_{рабi}^k}{N_{т.м}}} Re_{\min}.$$

где $N_{т.м}$ – мощность технического минимума (горячего резерва, вращающегося резерва) конкретного генератора.

Почасовая прибыль рассчитывается по формуле

$$P_{ri}^k = TC_i^k \left(\sqrt{\frac{N_{рабi}^k}{N_{т.м}}} Re_{\min} - 1 \right).$$

Факты несовпадения средневзвешенной за любые сутки цены $p_{м.д}$ генератора, рассчитанной по МОЦЭТ, со средневзвешенной ценой, рассчитанной по действующей методике ценообразования на РСВ с БР и рынком мощности, **есть реальные факты манипулирования ценами на ОРЭМ.**

10. Методика расчета объема реального капитала ПЭС в кВА (не в у.е.) и показателя надежности функционирования распределительных электрических сетей

В настоящее время в нормативных документах объемы реального капитала электросетей определяют показателем «условная единица» (у.е.), который ни технически, ни экономически не обоснован, объективно не характеризует то, для чего он предназначен и используется. Требуется другой, объективный показатель. Вопрос состоит в том, как его однозначно определить, т.е. установить, измерить и учесть объем реального капитала на стадии эксплуатационного обслуживания сетей.

Поскольку главным, основным элементом реального капитала на стадии эксплуатации является токоведущая часть ЛЭП (провод, кабель, обмотки трансформатора, коммутационная аппаратура), то именно по ней и следует определять *объем активов* (основных производственных фондов – реального капитала) в натуральной форме в кВА.

Все остальные части ЛЭП предназначены лишь для обеспечения надежного функционирования ее токоведущих элементов в нормальном или аварийном режимах. В токоведущей части и находится та элементарная ячейка, которая наиболее полно и объективно характеризует как натуральный, физический объем основных производственных фондов сети, так и ее пропускную способность, и одновременно является единственным объективным показателем для измерения количества активов сетевого предприятия.

Количество активов в натуральной форме в распределительных электрических сетях должно выражаться и определяться электроэнергетическим показателем – электрической мощностью в кВА (МВА).

Установленная и рабочая мощность электросетевого предприятия состоят из электрической мощности трансформаторов и электрической мощности ЛЭП.

Установленная и рабочая мощность трансформаторов измеряются прямым счетом в кВА.

Установленная и рабочая мощность электрических линий распределителей должны измеряться новым показателем в кВА (МВА) через механизм использования единичного нормирующего множителя, учитывающего экономическое распределение напряжения, кВ/км (статическая устойчивость) и экономическую плотность тока, А/мм² (термическая устойчивость) по классам напряжения.

Физический объем линий электропередачи распределителей (натуральный объем активов) определяется не по «условным единицам», а произведением длины линий L (км) на сечение проводов S (мм²):

$$V_{эл} = LS.$$

Умножив это выражение на единичный нормирующий множитель $v = u_{эк} \times j_{эк}$, выражающий электрические параметры линии – экономическое распределение (падение) напряжения по ЛЭП $u_{эк} = \frac{\text{кВ}}{\text{км}}$ и экономическую плотность тока $j_{эк} = \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$, получим выражение физического объема нормированной линии электропередачи $V_{эл} = LS(u_{эк} \times j_{эк})$.

В именованных единицах это выражение приобретает вид:

$$V_{эл} = L(\text{км}) \cdot S(\text{мм}^2) \cdot \left(\frac{\text{кВ}}{\text{км}} \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}\right) = L \cdot S \text{ кВА}. \quad (25)$$

Таким образом, физический объем количества активов (установленная мощность) линий электропередачи распределителей приобретает четкое выражение в электрическом показателе мощности – кВА, по классам напряжения.

Установленная (паспортная) мощность нормированной линии электропередачи есть электроэнергетический показатель, формируемый произведением длины линии на сечение проводов.

Рабочая мощность электрических сетей характеризует гарантированную способность сети передавать электрическую энергию от источника к потребителям независимо от режима электропотребления.

Показатель рабочей мощности распределительных электрических сетей производственной единицы (предприятие, филиал, сетевой район, участок) определяется рабочей мощностью основных ее токоведущих элементов с коммутационной аппаратурой:

- линии электропередачи напряжением 0,4; 6; 10; 35, 110 кВ;
- трансформаторы на ПС и ТП напряжением 6, 10, 35, 110 кВ.

$$N_p^c = N_p^l + N_p^{т.п}, \text{ МВА} . \quad (26)$$

Рабочая мощность электрических сетей есть сумма рабочих мощностей линий электропередачи и трансформаторов на подстанциях.

Рабочая мощность линии электропередачи есть часть установленной мощности за минусом отключенной (аварийно, внепланово) мощности, вызвавшей прекращение электроснабжения потребителей.

Рабочая мощность воздушных и кабельных линий электропередачи определяется по формуле

$$N_p^l = \sum_{i=1}^k N_{yi}^l - \sum_{j=0}^l N_{oi}^l \frac{t_j}{T_i}, \text{ МВА}, \quad (27)$$

где $N_{yi}^l = L_{yi} s_{yi} 10^{-3}$, МВА – установленная мощность линии электропередачи; L_{yi} – длина проводов (ВЛ 3 фазы), кабеля, км; s_{yi} – сечение провода или жилы кабеля, мм²; N_{oi}^l – мощность j -го отключения i -й линии, МВА;

t_j – время j -го отключения i -й линии, ч; $T_i^л$ – время плановой работы i -й линии, ч; 10^{-3} – коэффициент перевода кВА в МВА.

Рабочая мощность трансформаторной подстанции есть часть установленной мощности трансформаторов на подстанции за минусом отключенной (аварийно, внепланово) мощности, вызвавшей прекращение электроснабжения потребителей.

Рабочая мощность трансформаторов, установленных на ПС и в ТП, определяется по формуле

$$N_p^{т.п} = \sum_{i=1}^n N_{yi}^{т.п} - \sum_{j=1}^m N_{oi}^{т.п} \frac{t_j}{T_i}, \text{ МВА}, \quad (28)$$

где $N_{yi}^{т.п}$ – мощность (по паспортным данным) i -го трансформатора, установленного в ТП, МВА; $i = 1, \dots, n$ – число трансформаторов в ТП сети, шт.; T_i – время плановой работы i -го трансформатора, ч; $N_{oi}^{т.п}$ – мощность отключенного j -го трансформатора (по плану, вне плана, аварийно), МВА; $j = 1, \dots, m$, шт.; t_j – время j -го отключения i -го трансформатора, ч.

Расчет установленной и рабочей мощности и коэффициента фактической надежности выполним по отчетным данным филиала Пензаэнерго «Нижнеломовские электрические сети».

Филиал «Нижнеломовские электрические сети» является подразделением Пензаэнерго и обслуживает четыре административных района Пензенской области: Нижнеломовский, Вадинский, Беднодемьяновский, Земетчинский.

Объем установленной мощности электрических сетей составляет:

- ПС 35–220 кВ – 35 шт. общей установленной мощностью 629 тыс. кВА, из них 30 ПС с двумя трансформаторами, 29 ПС имеют двухстороннее питание;
- ТП 6–10/0,4 кВ – 1220 шт. общей мощностью 153 тыс. кВА. Установленная мощность трансформаторов равна 782 МВА;

- ВЛ 35–220 кВ – 890 км;
- ВЛ 6–10 кВ – 2665 км;
- ВЛ 0,4 кВ – 2608 км.

Таблица 2

Расчет установленной мощности по сетям 0,4 – 220 кВ

Напряжение ЛЭП	Марка и сечение провода, мм ²	Длина ЛЭП, км	Установленная мощность, МВА (кВА)
220 кВ	АСО-300	108,8	97,92
110 кВ	АС-120	396,2	184,0
35 кВ	АС-70	434,9	91,33
Итого ЛЭП-35-220 кВ			373,26
6 – 10 кВ	АС-35÷АС-50	2791,6	369,091
Итого ЛЭП 6–10 кВ			369,091
0,4 кВ	АС-50÷АС-70	2608,0	292,1
Итого ЛЭП 0,4 кВ			292,1
Всего ЛЭП 0,4–220 кВ			1034,45

Установленная мощность линий электропередачи (табличный метод расчета N_{yi}^L приведен в табл. 2) составляет:

ЛЭП 35–220 кВ	373,26 МВА
ЛЭП 10 кВ	369,091 МВА
ЛЭП 0,4 кВ	292,1 МВА
Итого	1034,45 МВА

Всего установленная мощность реального капитала (ЛЭП и трансформаторов) филиала Пензаэнерго «Нижнеломовские электрические сети» на 1 января 2002 г. составляла 1816,45 МВА.

Расчет рабочей мощности линий электропередачи по формуле (27) сведен в табл. 3. Среднегодовая рабочая мощность ЛЭП составила 903,98 МВА. Расчет рабочей мощности трансформаторов по формуле (28) сведен в табл. 4.

Среднегодовая рабочая мощность трансформаторов составила 750, 39 МВА.

С использованием фактических исходных данных по месяцам года по табл. 3 и 4 рассчитан фактический показатель надежности Нижнеломов-

ских электрических сетей для всех основных структурных элементов сетей. Расчетные данные сведены в табл. 5. Открывается широкая возможность проведения объективного анализа и синтеза реальных числовых значений показателя надежности с выходом на разработку конкретных мероприятий по повышению надежности.

Из табл. 5 видно, что фактический показатель надежности линий электропередачи имеет самое низкое числовое значение у сетей 0,4 кВ. В августе его величина составила всего 0,513, а среднегодовое значение равно 0,747.

У сетей 6–10 кВ самое низкое числовое значение показателя фактической надежности было в мае – 0,656, а среднегодовая величина составила 0,892.

У сетей 35–220 кВ наименьшее значение показателя фактической надежности равно 0,813 (в июне), а среднее годовое значение равно 0,955.

Исходя из этих числовых значений, можно сделать вывод, что с ростом напряжения сети уровень фактических значений показателя надежности также возрастает. Более разветвленные сети требуют большего внимания ремонтно-эксплуатационного персонала по обеспечению надежности.

Эта тенденция изменения значений показателя надежности присуща также и трансформаторам.

У трансформаторов 6–10 кВ самое низкое значение показателя надежности равно 0,742 (август), а у трансформаторов 35–220 кВ – 0,936 в апреле. С ростом первичного напряжения трансформаторов возрастает также числовое значение показателя надежности от 0,875 для трансформаторов напряжением 6–10 кВ до 0,983 для трансформаторов напряжением 35–220 кВ за счет резервирования мощностей.

Показатель надежности зависит от времени года, планов ремонтной компании, уровня резервирования мощностей и ряда других факторов.

На основе изложенных материалов могут быть разработаны «Методические указания по оценке и обеспечению надежности функционирования распределительных электрических сетей».

Таблица 3

Сводная таблица по расчету рабочей мощности ЛЭП

	N_y , МВА			$N_o * t_o / T$, МВА			$N_{\text{раб}}$, МВА			Итого $N_{\text{раб}}$, МВА
	0,4 кВ	6–10 кВ	35–220 кВ	0,4 кВ	6–10 кВ	35–220 кВ	0,4 кВ	6–10 кВ	35–220 кВ	
Январь	292,1	369,09	373,26	98,44	28,06	0,67	193,66	341,03	372,59	907,28
Февраль	292,1	369,09	373,26	41,65	4,92	23,66	250,45	364,17	349,60	964,22
Март	292,1	369,09	373,26	129,19	19,95	0,26	162,91	349,14	373,00	885,05
Апрель	292,1	369,09	373,26	46,26	11,09	3,43	245,84	358,00'	369,83	973,67
Май	292,1	369,09	373,26	109,15	126,88	24,05	182,95	242,21	349,21	774,37
Июнь	292,1	369,09	373,26	96,41	64,21	69,84	195,68	304,88	303,42	803,98
Июль	292,1	369,09	373,26	60,02	21,92	5,63	232,08	347,17	367,63	946,88
Август	292,1	369,09	373,26	142,13	53,69	51,63	149,97	315,40	321,63	787,00
Сентябрь	292,1	369,09	373,26	65,1	59,87	2,48	227	309,22,	370,78	907,00
Октябрь	292,1	369,09	373,26	41,81	85,84	12,89	250,29	283,251	360,37'	893,91
Ноябрь	292,1	369,09	373,26	30,08	0,57	6,5	262,02	368,52	366,76	997,30
Декабрь	292,1	369,09	373,26	26,3	0,63	0,46	265,8	368,46	372,80	1007,06
Среднегодо- вая рабочая мощность	292,1	369,09	373,26	73,88	39,8	16,79	218,22	329,29	356,47	903,98

Таблица 4

Сводная таблица по расчету рабочей мощности трансформаторов

	N_v , МВА		$N_o * t_o / T$, МВА		$N_{\text{раб}}$, МВА		Всего $N_{\text{раб}}$, МВА
	6–10 кВ	35–220 кВ	6–10 кВ	35–220 кВ	6–10 кВ	35–220 кВ	
Январь	153,2	628,8	23,05	0,08	130,15	628,72	758,87
Февраль	153,2	628,8	7,47	2,87	145,73	625,93	771,66
Март	153,2	628,8	17,01	12,3	136,19	616,50	752,69
Апрель	153,2	628,8	13,08	5,29	140,12	623,51	763,63
Май	153,2	628,8	30,28	40,41	122,92	588,39	711,31
Июнь	153,2	628,8	31,4	2,56	121,80	626,24	748,04
Июль	153,2	628,8	16,58	7,32	136,62	621,48	758,10
Август	153,2	628,8	39,6	27,53	113,60	601,27	714,87
Сентябрь	153,2	628,8	23,14	3,47	130,06	625,33	755,39
Октябрь	153,2	628,8	16,85	33,42	136,35	595,38	731,73
Ноябрь	153,2	628,8	3,97	10,27	149,23	618,53	767,76
Декабрь	153,2	628,8	7,13	4,27	146,07	624,53	770,60
Среднегодовая рабочая мощность	153,20	628,80	19,13	12,48	134,07	616,32	750,39

Таблица 5

Расчет фактического показателя надежности $K_{\text{фн}} = \frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{уст}}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{Л}}}{N_{\text{уст}}} + \frac{N_{\text{раб}}^{\text{Т.П}}}{N_{\text{уст}}}$

	Линии электропередачи				Трансформаторы			Общий $K_{\text{фн}}$ - по сети
	0,4 кВ	6–10 кВ	35–220 кВ	Всего по ЛЭП	6–10 кВ	35–220 кВ	Всего по транс- форматорам	
Январь	0,663	0,924	0,998	0,862	0,849	0,999	0,924	0,893
Февраль	0,857	0,987	0,937	0,927	0,951	0,995	0,973	0,950
Март	0,558	0,946	0,999	0,834	0,889	0,980	0,935	0,885
I квартал	0,692	0,952	0,978	0,867	0,896	0,992	0,989	0,909
Апрель	0,842	0,970	0,991	0,934	0,915	0,992	0,954	0,944
Май	0,626	0,656	0,936	0,739	0,802	0,936	0,869	0,804
Июнь	0,670	0,826	0,813	0,770	0,795	0,996	0,896	0,833
II квартал	0,712	0,817	0,913	0,814	0,837	0,985	0,906	0,86
Июль	0,795	0,941	0,985	0,907	0,892	0,988	0,940	0,924
Август	0,513	0,855	0,862	0,743	0,742	0,956	0,849	0,796
Сентябрь	0,777	0,834	0,993	0,868	0,849	0,995	0,922	0,895
III квартал	0,696	0,877	0,947	0,840	0,828	0,979	0,904	0,872
Октябрь	0,857	0,767	0,965	0,863	0,890	0,947	0,920	0,892
Ноябрь	0,897	0,998	0,983	0,959	0,974	0,984	0,979	0,969
Декабрь	0,907	0,998	0,999	0,968	0,953	0,993	0,973	0,971
IV квартал	0,887	0,921	0,982	0,93	0,939	0,975	0,957	0,944
Среднегодовой показатель надежности	0,747	0,892	0,955	0,864	0,875	0,983	0,929	0,897

Имея точные числовые значения фактических показателей надежности, необходимо разработать ресурсосберегающую программу повышения надежности функционирования распределительных электрических сетей на каждом производственном подразделении и в целом по предприятию.

Стартовое числовое значение показателя надежности следует устанавливать по отчетному значению соответствующего периода предыдущего года. Требуется разработать организационно-технические мероприятия, подкрепленные финансовыми и трудовыми ресурсами.

Необходимо разработать местные (региональные) целевые нормативы надежности по всем подразделениям, исходя из местных климатических условий и состояния сети, с выходом в целом по предприятию на показатель фактической надежности, равный 0,9 с перспективой достижения значения 0,99.

К числу мероприятий по повышению надежности можно отнести:

- АПВ, АВР;
- резервирование по схеме $n-1$ и $n-2$;
- ремонт под напряжением;
- внедрение СИП;
- кольцевание питающих линий;
- сетку сети 0,4 кВ Айзенберга с селективной защитой участков;
- использование изолированных проводов и т.д.

Низкое значение показателя надежности работы реального капитала энергокомпаний дорого обходится обществу. Поэтому необходимы упреждающие инвестиции в повышение надежности, а также создание условий для мотивации всего персонала электросетевых предприятий, в том числе и ремонтно-эксплуатационного, на обеспечение надежности.

11. Методика расчета розничных цен на электроэнергию предприятий распределителей ПАО «Россети»

1. Предприятиями распределительных электрических сетей (ПЭС) «Россети» определяется установленная мощность $N_{уст}$ расчетного периода согласно главе 8.
2. В расчетах розничных цен используются фактические полные эксплуатационные издержки $ТС_{ПЭС}$ за расчетный период.
3. Рассчитывается рабочая мощность N_p^c в МВА предприятия распределительных электрических сетей за расчетный период согласно главе 8.

$$N_p^c = N_p^l + N_p^{т.п}, \text{ МВА},$$

где $N_p^l = \sum_{i=1}^k N_{yi}^l - \sum_{j=0}^l N_{oi}^l \frac{t_j}{T_i}, \text{ МВА},$

$$N_p^{т.п} = \sum_{i=1}^n N_{yi}^{т.п} - \sum_{j=1}^m N_{oi}^{т.п} \frac{t_j}{T_i}, \text{ МВА}.$$

4. Производится расчет показателя фактической надежности ПЭС расчетного периода по формуле

$$K_{фн}^c = \frac{N_p^c}{N_{уст}}.$$

5. Выполняется расчет технологически и экономически обоснованной надбавки $p_{н.б.}$ ПЭС к средневзвешенной цене станций генерирующей компании ТГК (ОГК), поставляющую электроэнергию данному ПЭС,

$$p_{н.б.} = \frac{ТС_{ПЭС}}{N_{уст}} K_{фн}^c \cdot Re_{min}, \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}.$$

6. Предприятие электрических сетей самостоятельно рассчитывает фактическую розничную цену на электроэнергию потребителей от ПЭС:

$$p_{пэс} = p_{м.д}^{г.к} + p_{н.б.}, \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}.$$

где $p_{м.д}^{г.к}$ – цена покупки электроэнергии ПЭС у ТГК (ОГК).

7. Далее рассчитываются фактические технико-экономические показатели ПЭС за расчетный период: доход $TR = p_{\text{пэс}} W_{\text{опт}}$, прибыль $P_r = TR - TC$, рентабельность производства $Re = \frac{P_r}{TC}$, рентабельность основного капитала (производственных активов) $Re_{\text{кап}} = \frac{P_r}{N_{\text{уст}}}$ и т.д.

Наименование показателей Методики приведено в главе 8.

8. Федеральная антимонопольная служба и Федеральная налоговая Служба проводят проверки соответствия деятельности действующему законодательству, в том числе настоящей методике.

Таким образом, в режиме реального времени выработки и поставок потребителям электроэнергии и средневзвешенные цены от ТГК (ОГК), а также розничные цены от ПЭС на РТС технологически неразрывны и экономически согласованы, обоснованы законами и особенностями электроэнергетической отрасли, являются объективно оптимальными.

Методика представлена как базовая для региональных ПЭС. В нее следует внести необходимые уточнения, связанные с местными условиями функционирования сетей, а также учесть действующие цены на услуги по межсистемным перетокам электроэнергии, транспорт которых по системообразующим ЛЭП осуществляет ПАО «ФСК ЕЭС».

Методику необходимо преобразовать в стандартный нормативный документ производственно-коммерческой деятельности «Россетей».

12. Экономическое регулирование рыночных отношений на основе стандартов ценообразования

МОЦЭТ на РТС в границах ответственности ОДУ – это реально существующий инструмент фактической реализации положения проекта Энергетической стратегии РФ до 2035 года о «переходе к рынку исключительно электрической энергии».

В методике представлены операциональные математические формулы оперативного расчета технико-экономических показателей производственно-коммерческой деятельности электростанций всех типов (ГРЭС, ТЭЦ, ГЭС, АЭС), котельных на региональных РТС в электроэнергетике России.

Научное открытие закона двуединства функции «спрос-предложение» и разработка инновационной теории экономико-математических методов формирования рыночных отношений ввели прикладную экономическую науку электроэнергетики в число **точных наук**.

Государственное экономическое регулирование свободной конкурентной рыночной деятельности генерирующих компаний на РТС может осуществляться на основе МОЦЭТ двумя основными способами:

1. Использование МОЦЭТ с установлением государством долгосрочного уровня минимальной нормативной рентабельности $Re_{\min}$ для генераторов разного типа электростанций при адекватном приведении к сопоставимости индикатора рыночного почасового спроса

потребителей по формуле $\sqrt{\frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{т.м}}}} Re_{\min}$.

Например, при установленном уровне минимальной нормативной $Re_{\min} = 1,12$ для каждого генератора при значениях фактической

$Re_{\phi} = \sqrt{\frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{т.м}}}}$ в интервале от 1 до 1,12 нормативная рентабельность

$Re_{\min}$ автоматически устанавливается всегда равной 1,12. При значениях фактической Re_{ϕ} , превышающих 1,12, она принимается по

фактическому часовому значению $\sqrt{\frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{т.м}}}}$ по фактической часовой нагрузке генератора согласно РДГ (см. главу 5, с. 25).

Каждый генератор всегда будет работать с доходностью не ниже, чем установленная государством нормативная $Re_{\min}$. Нормативная рентабельность дает возможность генераторам не только покрывать свои издержки, но и работать с прибылью не ниже нормативной при любой нагрузке. Станции будут стремиться нести максимальную нагрузку.

2. Разработка на базе формул МОЦЭТ с индикатором рыночного

спроса потребителей $\sqrt{\frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{т.м}}}}$ $Re_{\min}$ объективной **системы государственных стандартов ценообразования** для стандартной электрической энергии согласно ГОСТ Р 54149-2010 при выработке электроэнергии на электростанциях и при формировании розничных цен для конечных потребителей при поставках электроэнергии предприятиями распределительных электрических сетей.

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации – ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения».

В государственном стандарте ценообразования на электроэнергию и тепло приводятся сведения о стандартах; область применения; нормативные ссылки; термины, определения и обозначения; стандартные формулы расчета цен и других показателей на электрическую энергию и тепло для

всех типов агрегатов (генераторов) станций и режимов их работы; показатели и нормы формирования удельных расходов топлива и воды для агрегатов; учет калорийности топлива; объемы реального капитала и технического минимума генераторов; объемы реального капитала в кВА и нормативные показатели надежности функционирования распределительных сетей; нормативные значения потерь электроэнергии в ЛЭП и трансформаторах; применения стандартов; справочные таблицы; приложения.

Для разработки национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 541...-2015 «Ценообразование на электрическую энергию и тепло» необходимо создать рабочую группу из профессионалов-энергетиков и специалистов Технического комитета по стандартизации ТК 30 и других заинтересованных организаций.

Заключение

Методологической основой совершенствования структуры рынков энергии в электроэнергетике России являются *научно обоснованные* законы физической природы отрасли и экономические законы рыночных отношений между производителями (станциями), фактическими поставщиками (сетями) и потребителями электрической и тепловой энергии.

С четким исполнением этих законов разработана российская Концепция системного подхода к организации и функционированию региональных рынков энергии текущих суток (РТС) в границах ответственности регионального ОДУ Единой электроэнергетической системы.

На основе инновационных разработок российской Концепции рыночной электроэнергетики в режиме реального времени энергопроизводства на станциях автоматически рассчитываются по МОЦЭТ фактические (не завышенные для *потребителей* и не заниженные для *производителей*) рыночные цены производства электрической и тепловой энергии.

За расчетный период (месяц) каждым агрегатом формируется средневзвешенная по часам РДГ станций ТГК, ОГК, ПАО «РусГидро» цена $p_{м.д}$ производства энергии максимума дохода генерирующей компании.

Электроэнергия со средневзвешенной ценой максимума дохода от генерирующей компании поступает в сеть. К цене этой электроэнергии добавляется экономически обоснованная надбавка конкретного сетевого предприятия. Формируется в границах ОДУ на РТС розничная цена электроэнергии для конечных потребителей от каждого **фактического гарантирующего поставщика** – предприятия распределительных электрических сетей – с учетом цены электроэнергии по межсистемным перетокам.

При системном подходе к **естественной монополии** ЕЭС России *обеспечиваются прозрачность ценообразования и ценовая конкуренция* генераторов станций на региональных рынках электрической и тепловой энергии (РТС), полностью учитываются законы и особенности физической природы отрасли, научное открытие и экономические законы рыночных отношений производителей и потребителей энергии.

В этих условиях *не стоит надеяться на экономическую теорию «невидимой руки рынка»*.

В **России** сделано **научное открытие фундаментального экономического закона единства функции «спрос-предложение»** в экономике электроэнергетики, которое **совершило переворот** в теории и на практике рыночных отношений субъектов с переходом от *разрушительной* абстракции управляемого хаоса «невидимой руки рынка» к *созидательной* реальности инновационной теории и практике экономико-математических методов рыночных отношений на основе четкого соблюдения действия законов и особенностей физической природы и инновационных разработок в отрасли.

Научное открытие и инновации в экономике электроэнергетики демонстрируют высочайший уровень и престиж российской Науки.

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.

Научное издание

Шевкоплясов Павел Михайлович

Инновации на региональных рынках энергии

Научно-практическое пособие

Редактор Е.Б. Никанорова

Технический редактор С.С. Битухеева

Лицензия ИД № 062205 от 05.11.2001 г. Подписано в печать 07.03.2017 г.
Объем 4,8 печ. л. Тираж 100 экз. Заказ №.... Цена договорная.
ПЭИПК, 196135, Санкт-Петербург, Авиационная ул., д. 23.