



УДК 658.261

ЧВЭ И ЧНЭР РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. Часть 2

А. Б. Богданов, главный специалист отдела энергоресурсосбережения и энергоэффективности ОАО «МРСК Сибири», Красноярск

Данная статья является продолжением публикаций автора о высокой энергоемкости российского ВВП, принципах ее эффективного регулирования (Теплоэнергоэффективные технологии. № 1–2. 2011). На примере ТЭЦ Новосибирска показаны реальные итоги работы закона о повышении энергоэффективности. Сделаны выводы, как последовательно снизить энергоемкость в крупных городах.

С принятием Указа Президента № 889 от 4 июня 2008 г. о снижении к 2020 году энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации не менее чем на 40 процентов по сравнению с 2007 годом в стране началась широко-масштабная и планомерная работа по снижению энергоемкости ВВП. Принят Федеральный закон № 261-ФЗ от 26 ноября 2009 г. «Об энергосбережении...», развернута огромная работа по повышению энергетической эффективности производства и потребления. Спустя год от принятия первой программы в 2009 г. была переработана и утверждена вторая редакция Государственной программы РФ от 27 декабря 2010 года № 2446-р «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года».

На первый взгляд, кажется, что все пошло хорошо, все правильно. Энергоэффективности посвящены десятки форумов, симпозиумов. Все говорят правильные слова, эффектные лозунги об энергосбережении. Но... что-то не то! Все мелко! Как говорится, «переводим кровь на воду». Все завалено потоком восторженной, второстепенной, шумовой информации. Нет конкретных, конечных численных показателей по энергоемкости в целом по стране, по регионам, по министерствам. А раз нет конкретики в показателях, то нет и конкретной ответственности!

На учебных занятиях с заказчиками по организации и проведению энергетического аудита возникает чувство, что все мы вовлечены в модную игру, не играть в которую нынче нельзя! Одни участники игры делают вид, что организуют, другие участники игры делают вид, что выполняют. Главное сегодня — быть в игре, что-то сказать, отчитаться! А там видно будет!

Россия, как и страны бывшего Советского Союза, отстает от передовых стран по энергоемкости более чем в 3–3,5 раза (0,42/0,12 тонн нефтяного эквивалента /1000\$ ВВП). Даже поставив и выполнив в общем-то скромную задачу снижения энергоемкости ВВП на 40 % к 2020 году, энерго-

емкость ВВП России будет в 2–2,5 раза выше, чем среднемировая величина. Вопрос: чем же тут гордиться? Сто пятым местом в рейтинге стран?

Технические и технологические проблемы снижения энергоемкости ВВП известны давным-давно. Но, как ни странно, дело не в технических проблемах. Необходимо понять методологию проблемы снижения энергоемкости России. Например, если КПД котельных составляет 75–80 % вместо реально достижимого значения 85–90 %, то это, скорее всего, действительная техническая задача конкретной технологической схемы. Но если же КПД котельных составляет 25–30 %, то это уже не техническая, а политическая задача общества. Значит, «собственнику» таких котельных проще решить вопрос по скрытому перекрестному субсидированию топливом неэффективных котельных за счет потребителей тепла эффективных котельных. Сделать единые тарифы по городу, району, поселению — это самая сокровенная мечта, палочка-выручалочка для таких монополистов, собственников, регуляторов, мэров. Исчезают конкретика и ответственность! Знания не нужны, можно обойтись общими словами!

В условиях, когда общество не может перейти к полностью рыночным отношениям, скрытое субсидирование топливом должно быть переведено в явное, управляемое, целевое субсидирование, либо в вачеры. Перекрестное субсидирование — это социальная и политическая задача общества, и решать эту задачу надо открытыми политическими решениями, а не традиционно скрытым технологическим и политическим «котловым» субсидированием «всем за счет всех». Не одно десятилетие говорится об одних и тех же технических и технологических проблемах и успехах. А вот о самом главном, как в условиях перекрестного технологического субсидирования топливом на так называемом псевдорынке прекратить непрерывный рост энергоемкости, нет ни слова. Это уже не столько техническая за-

дача общества, а, скорее, политическая и социальная задача общества¹.

Федеральному и региональным регуляторам энергетики надо быть открытыми и честными перед обществом!

Еще в 1897 году итальянский экономист и социолог Вильфредо Парето сформулировал гениально простой и фундаментально правильный принцип анализа проблем, так называемый «принцип Парето», или принцип 20/80 — эмпирическое правило, который в наиболее общем виде формулируется как: **«20 % усилий дают 80 % результата, а остальные 80 % усилий — лишь 20 % результата»**. Да, более 90 % мощностей действующих электростанций, 83 % жилых зданий, 70 % котельных, 70 % технологического оборудования электрических сетей и 66 % тепловых электростанций было построено еще до 1990 года. Да, около четверти используемых в настоящее время бытовых холодильников было приобретено более 20 лет назад. Да, заменой и реконструкцией оборудования, безусловно, заниматься надо. Но это как раз и есть те 80 % усилий, которые дадут только 20 % успеха. Решать же проблему снижения энергоемкости необходимо экономическими методами, методами формирования энергоресурсосберегающей рыночной тарифной политики, адекватно отражающей затраты первичного топлива, методами, исключаящими политизированное, скрытое, перекрестное субсидирование электроэнергетики за счет теплоэнергетики. Это и есть 20 % усилий, которые дают 80 % результата.

Разговор пойдет о бездействии многочисленных регуляторов энергетики, о том, что политизированный регулятор не хочет видеть и ограничивает свою ответственность формальным участием, универсальным ответом: *«...вопросы реализации инновационной системы ценообразования на рынках энергии... к компетенции ФСТ России не относятся...»* (см. вставку — ответ ФСТ Шевкоплясову П. М.). Не имея конкретных технологических показателей, определяющих эффективность и ответственность регулирующих органов, можно десятилетиями преданно заверять о высоких идеалах энергоресурсосбережения в России, не принимая никаких ответственных решений. Вот уже более десяти лет мной публикуется цикл статей о необходимости перехода на тарифообразование на основе маржинальных издержек. Приводятся выдержки из

многочисленных классических зарубежных учебников, авторов статей, имеющих 30–50-летний опыт (см. вставку «Тарифный и нагрузочный менеджмент. Французский опыт»). Но регулирующие органы своим практическим бездействием доказывают, что «вопросы, поставленные... к компетенции ФСТ России не относятся» до того момента, когда Президент РФ или Председатель Правительства РФ не усомнится в компетенции ЧНЭР энергетики.

Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР»
Шевкоплясову П. М. От 15 марта 2010 года НБ-2048/14

Федеральная служба по тарифам в соответствии с письмом Аппарата Правительства Российской Федерации от 1 марта 2010 года №П9-6198 рассмотрела обращение Шевкоплясова Павла Михайловича от 19 января 2010 года по вопросу реализации инновационной системы ценообразования на рынках энергии.

В соответствии с Положением о Федеральной службе по тарифам, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 года № 332 (с изменениями на 20 февраля 2010 года), **вопрос, поставленный в обращении, к компетенции ФСТ России не относится.**

Поскольку в соответствии с Положением о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 года № 400, Министерство энергетики Российской Федерации является федеральным органом, осуществляющим, в частности, функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию по вопросам электроэнергетики, на основании пункта 3 статьи 8 Федерального закона от 2 мая 2006 года № 59-ФЗ «О порядке рассмотрения обращений граждан Российской Федерации» по согласованию с Аппаратом Правительства Российской Федерации направляю указанное обращение в Минэнерго России для рассмотрения по существу.

Приложение: копия письма Аппарата Правительства Российской Федерации от 1 марта 2010 года № П9-6198 и приложение к нему обращение Шевкоплясова П. М., всего на 7 листах + + книга + пособие + конверт в 1 экз.

Н. Г. Бакаев



¹ Богданов А. Б. Перекрестное субсидирование в энергетике России // Журнал «Энергоринок». 2009. № 3. С. 55–60. <http://energy.su/er2009-03.pdf>

Цель настоящей статьи заключается в осмыслении того, что главной причиной высокой энергоемкости энергетики России является: а) противоречивость политических решений и тарифного регулирования экономики электроэнергетики; б) оторванность политического регулирования от технологической сути производства, транспорта и распределения электрической и тепловой энергии. Проводниками неэффективной, энергоемкой энергетической политики являются **Чрезвычайно неэффективные энергетические регуляторы² (ЧНЭР): на федеральном уровне — ФСТ России; на региональном уровнях — РЭК, а также организаторы оптового раздельного рынка электроэнергии, игнорирующие технологию производства и реализацию комбинированной тепловой энергии.**

Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР» Лескёр В., Каллан Ж. Б. Тарифный и нагрузочный менеджмент. Французский опыт. EDF. Париж. Франция. IEEE Transactions of Power Systems. Vol. PWRS-2, N 2. May 1987.

Нагрузочный менеджмент можно рассматривать, используя побудительные мотивы комбинированных тарифов, физического контроля и программ сбыта. Общеизвестно, что маргинальное ценообразование уже почти 30 лет (с ~1957÷1965 годов примечание А. Б. Богданов) управляет тарифной и коммерческой политикой EDF. И все же для повышения КПД тарифных сигналов EDF ввела в действие тарифы, основанные на маржинальной стоимости, посредством различных способов крупномасштабного контроля нагрузки, особенно для потребителей низкого напряжения.

Как и многие другие коммунальные предприятия, EDF всегда придерживалось того мнения, что суть проблемы состояла в контроле всей системы с целью достижения всеобъемлющего оптимума для общества в целом и в определении наиболее подходящих тарифов и графиков нагрузочного менеджмента путем сравнения стоимости (включая издержки на осуществление) и прибылей как для поставщика, что отражается в маржинальных затратах на производство и распределение, так и для потребителей.

Согласно экономической теории, для того, чтобы способствовать коллективному оптимуму, коммунальное предприятие-монополист должно придерживаться 3 правил ценообразо-

вания: удовлетворение спроса, сведения к минимуму производственных затрат и продажа по маржинальной цене. Последний принцип состоит в оповещении потребителя о стоимости, вызванной в системе предложения изменениями в его потреблении электроэнергии, через тариф. Таким образом, выбирая ту альтернативу, **которая сводит к минимуму его затраты**, потребитель сделает выбор наименьших затрат и для общества в целом.

На основании **общей стоимости** для общества, когда энергообеспечение предоставляет собой конкурирующий вариант и имеет большой потенциал развития, представляется оправданным установление тарифа, который наиболее точно отражает его стоимость.

Главным следствием тарифных модификаций является очень существенная разница в маржинальных ценах между периодами с низкой нагрузкой, когда маржинальная цена равна стоимости топлива, и периодами, когда пиковые устройства с очень высокой эксплуатационной стоимостью должны вводиться в действие, а также когда удовлетворение дополнительного спроса требует разработки нового оборудования. **Маржинальная стоимость таким образом может изменяться в отношении 20 : 1 между двумя экстремальными положениями.**

Основы субсидирования топлива при производстве электрической энергии.

С точки зрения энергоемкости производства на рынок энергетической продукции представляется **не два вида энергии**: электрическая и тепловая, а **три вида энергии³**: электрическая раздельная с КПД до 34–39 %, тепловая раздельная с КПД до 88–90 %, комбинированная (комплиментарная) с КПД до 84–88 %.

- Комбинированная энергия — это тепловая и электрическая энергия, полученная при неразрывном производстве в единой технологической установке без сброса отработанного тепла в окружающую среду на источнике энергии.

- Комплиментарная энергия — это такая же комбинированная энергия, но уже распределенная и доставленная конечному потребителю энергии.

- Сумма комбинированной энергии у производителя энергии всегда равна сумме комплиментарной энергии у потребителя.

² Богданов А. Б. Как снизить энергоемкость экономики страны. Коммунальный комплекс России. № 3–5. 2011 г. <http://exergy.su/kkr2011-03.pdf> ; <http://exergy.su/kkr2011-04.pdf>

³ Богданов А. Б. О принципах анализа маржинальных издержек // Энергорынок. № 10. 2009. С. 52–55. Продолжение статьи <http://exergy.su/er2009-10.pdf>

Вся остальная энергия, которая не входит в баланс комплиментарной энергии, является: а) раздельной электрической энергией и б) раздельной тепловой энергией.

Для анализа энергоёмкости производства электрической энергии рассмотрим показатели эффективности на основе традиционных оценок электроэнергетики для лучших ГРЭС России: коэффициента полезного использования топлива — КПИТ, % (рис. 1); удельного расхода топлива, г. у. т./кВт · ч] (рис. 2).

Что можно сказать о перспективе повышения энергетической эффективности работы российской электроэнергетики, анализируя рис. 1 и 2?

Первое. Невыполнимость поставленной политической цели **технологическим** путем снизить энергоёмкость производства электрической энергии на ГРЭС с 333 г. у. т./кВт · ч (КПИД с 36,9 %) в 2007 году до 300 г. у. т./кВт · ч (КПИТ = 40,95 %) в 2020 году.

По данным статистической отчетности ОРГРЭС за 2007 год, ни одна из самых лучших ГРЭС, даже работающих на газе, не имеет КПД работы за год более 39,9 % (рис. 3 — 800 мВт, 240 ата), а на угле тем более выше 36% тем более нет никого!

Основной диапазон значений КПД ГРЭС России изменяется от 33 до 37 %! Мало того, некоторые энергоблоки ГРЭС, как, например, Назаровская ГРЭС 500 мВт 240 ата, которые должны бы иметь

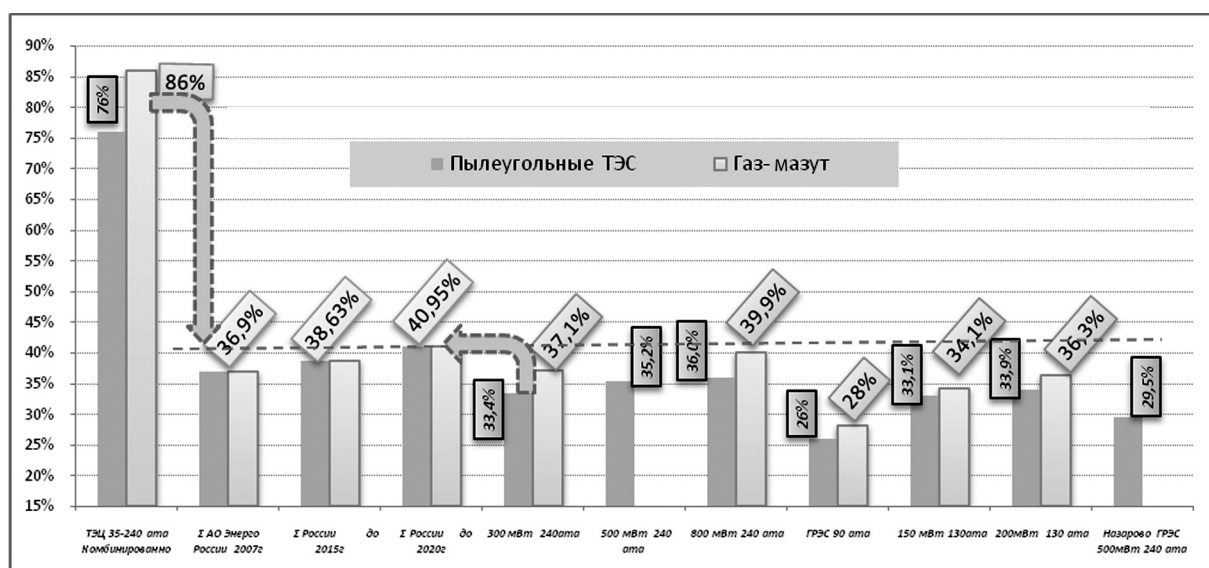


Рис. 1. Коэффициент полезного использования топлива КПИТ при производстве конденсационной электрической энергии на лучших ГРЭС и комбинированной электрической энергии на ТЭЦ, %, 2007 г.

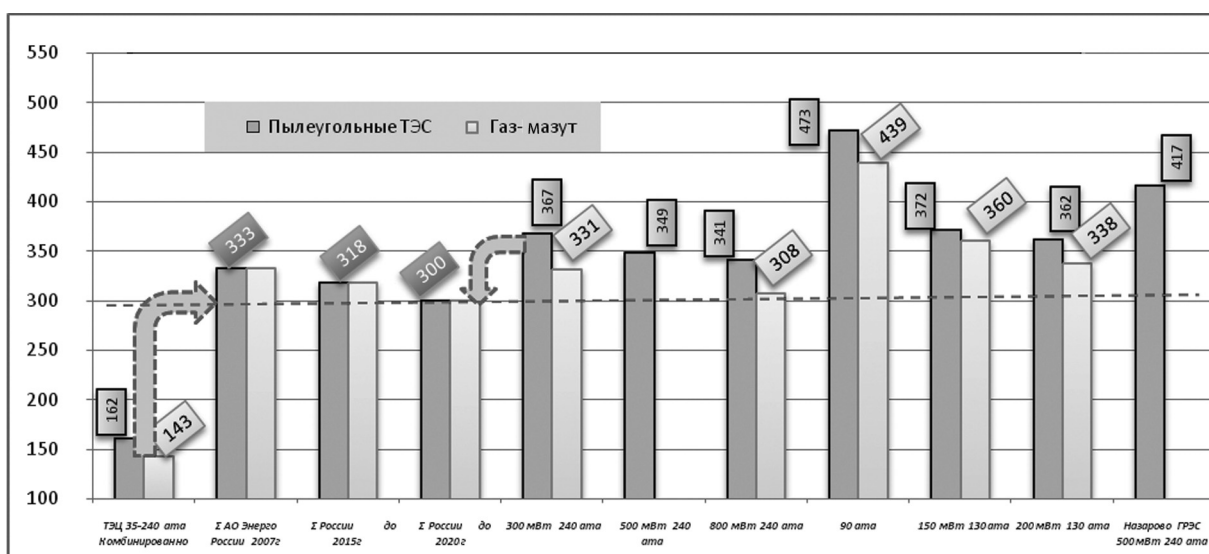


Рис. 2. Субсидирование топливом электроэнергетики лучших ГРЭС за счет комбинированной (комплиментарной) электроэнергии ТЭЦ, г. у. т./кВт · ч (отчет ОРГРЭС за 2007 г.)

КПИТ не менее 37 %, а работали в 2007 году с КПИТ на уровне 29,5 %.

Вывод. Рост среднегодового КПД по ГРЭС России с 36,9 до 40,95 %, заложенный во второй редакции государственной программы РФ от 27 декабря 2010 года № 2446-р «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», технологически невыполним и нереален.

Задание — некорректное! Да, по отдельным пилотным проектам значение парадного КПД 40,95 % в течение 72 часов испытаний, может быть, и можно достичь, но не более!

Второе. О сложившейся системе **скрытого, политического, перекрестного технологического** субсидирования топливом отрасли «Электроэнергетика» за счет потребителей сброшенного тепла ТЭЦ отрасли «Теплоэнергетика».

Комбинированное производство электрической энергии на ТЭЦ с параметрами пара 35–240 ата даже на самых рядовых и стареньких ТЭЦ производится с удельным расходом условного топлива 142–163 г. у. т./кВт · ч (КПИТ = 76–86 %), что в 2–3 раза лучше передовых ГРЭС России с удельным расходом 338–360 г. у. т./кВт · ч (КПИТ = 34–36 %).

Именно отраслевые методические указания Минэнерго России⁴ по определению удельного расхода топлива на ТЭЦ вот уже более 60 лет искусственно «улучшают» технико-экономические показатели работы российской федеральной электроэнергетики за счет коммунальной теплоэнергетики⁵ города, региона. И если в условиях плановой экономики снижение стоимости электроэнергии за счет субсидирования топливом от коммунальной теплоэнергетики ТЭЦ в какой-то степени было объяснимо признанием «народнохозяйственного эффекта», то с переходом к рыночным отношениям именно субсидирование топливом электроэнергетики влечет к размыванию конкретной ответственности регуляторов энергетики (ФСТ, РЭК) и непрерывному росту энергоемкости российской энергетики.

Третье. Недопустимо оценивать энергоемкость энергии ТЭЦ по удельному расходу только на два вида продукции: на электрическую и на тепловую энергии.

Самая распространенная ошибка менеджеров и регуляторов энергетики, не владеющих метода-

ми анализа топливных издержек, заключается в том, что ими делается вывод об эффективности строительства котельных только на основании высокого КПИТ работы котельной. **Любая котельная**, даже с КПИТ достигающая высокого значения — до 90–95 % по сравнению с теплоснабжением отработанным паром от турбин, **приносит перерасход топлива не менее 75–80 % годового расхода топлива!** Необходимо оценивать КПИТ в целом по городу (региону, предприятию) при равенстве потребления тепловой и электрической энергии конечными потребителями.

ТЭЦ, производящие комбинированную (комплиментарную) тепловую и электрическую энергию, могут иметь равное значение КПИТ что для ТЭЦ с низкими параметрами пара (газа), что для ТЭЦ с высокими параметрами пара (газа). Конечный же итог по снижению энергоемкости должен быть оценен с учетом удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления — W , мВт/Гкал.

Так, несмотря на кажущееся равенство эффективности при сжигании газа с КПИТ = 85 % как для мини-ТЭЦ давлением газа до 6 ата и удельной выработкой $W = 0,2$ мВт/Гкал, так и для ПГУ с давлением газа 50 ата и удельной выработкой 1,6 мВт/Гкал, реальная разница в энергоемкости составляет в 1,48 раза (1,64/1,11 — рис. 3)

Однако, регулирующие органы: ФСТ, РЭК — до настоящего времени не осмыслили степень своей компетенции и ответственности за разработку качественных и количественных показателей, определяющих энергоемкость производства и потребления тепловой и электрической энергии на ТЭЦ.

Выводы

1. Только производство комбинированной (комплиментарной) энергии может обеспечить адекватное снижение энергоемкости производства тепловой и электрической энергии в России.

2. Необходимо отменить Приказ Минэнерго России № 323 от 30.12.2008 г. об утверждении «Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию от тепловых электростанций и котельных».

3. В инструкцию и другие нормативные материалы внести раздел о предоставлении на рынке от **ТЭЦ трех видов энергии**: а) отдельной электрической, б) отдельной тепловой, в) комбинированной (комплиментарной) энергии.

4. Для снижения энергоемкости производства тепловой и электрической энергии необходимо прекратить искусственное политическое субси-

⁴ Приказ Минэнерго России № 323 от 30.12.2008 г. об утверждении «Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию от тепловых электростанций и котельных».

⁵ Богданов А. Б. История взлетов и падений теплофикации России // Энергосбережение. № 3. 2009. С. 42–47. <http://exergy.su/es2009-04.pdf>

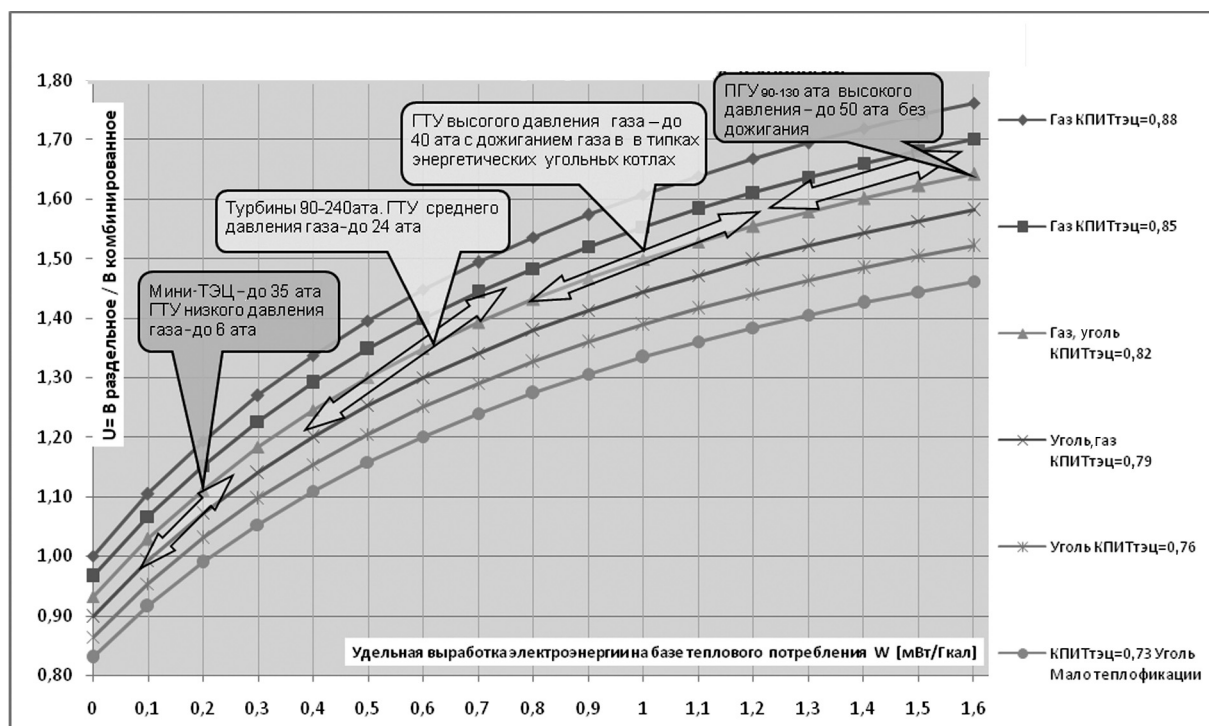


Рис. 3. Относительная энергоёмкость раздельного производства энергии над комбинированным производством энергии U [о. е.] для различных технологий

дирование топливом безымянных потребителей электрической энергии, не имеющих никакого отношения к технологии энергосбережения. Весь технологический эффект от использования отработанного тепла ТЭЦ передать конкретным потребителям отработанного тепла от паровых турбин ТЭЦ. Для этого:

- удельные затраты топлива **на комбинированную (комплиментарную) электроэнергию** от ТЭЦ 143–162 гут необходимо поднять до уровня лучших ГРЭС России (газ — 308–331 гут/кВт · ч, уголь — 349–367 гут/кВт · ч);
- удельные затраты топлива **на комбинированную (комплиментарную) тепловую энергию** от ТЭЦ снизить в 2–5 раз против уровня котельных (до уровня 30–70 кгут/Гкал), тем самым обеспечив постоянный спрос на отработанное тепло от паровых турбин.

Пример практического анализа энергоёмкости комплиментарной энергии ТЭЦ.

В качестве практических примеров анализа энергоёмкости ТЭЦ без скрытого субсидирования рассмотрим динамику ухудшения показателей энергоёмкости Новосибирских ТЭЦ за 2010 год по сравнению с 2006 годом и задачи по улучшению к 2016 году.

Из табл. 1 и 2 наглядно видно, что, несмотря на принятие закона 261-ФЗ направленного на повышение энергетической эффективности ТЭЦ Новосибирска и Барабинска, произошло **ухудше-**

ние показателей энергоёмкости буквально по всем электростанциям Новосибирска!

Так, коэффициент полезного использования топлива КПИТ ТЭЦ-2 снизился с 69,3 до 64,88 %; ТЭЦ-3 снизился с 70,5 до 64,93 %; ТЭЦ-4 снизился с 73,0 до 70,5 %; ТЭЦ-5 снизился с 60,1 до 56,6 %; ТЭЦ Барабинска снизился с 69,3 до 67,6 %!

В чем дело? Парадокс! Самая новая современная Новосибирская ТЭЦ-5 с КПИТ = 56,6 % работает менее эффективно, чем Барабинская ТЭЦ с низкими параметрами пара: КПИТ = 67,6 %! Ответ, конечно же, есть, но он не такой очевидный, как видят организаторы рыночной энергетики России и современные регуляторы энергетики.

Главная и видимая причина роста энергоёмкости заключается в росте выработки раздельной электроэнергии! Доля конденсационной выработки электроэнергии составляет: для Барабинской ТЭЦ — 31 %, а для ТЭЦ-5 — 57,6 %. Чем больше конденсационной электроэнергии и чем меньше доля комбинированной (комплиментарной) энергии, тем хуже показатели энергоёмкости энергии. Но только одного этого очень важного показателя явно недостаточно, чтобы понимать суть издержек и формировать политику снижения энергоёмкости. Это только следствие, а не причина!

В отличие от существующей недостоверной системы анализа работы ТЭЦ по удельному рас-

ходу топлива на тепло и по удельному расходу топлива на электроэнергию, имеется два других более наглядных и более конкретных показателя, которые определяют все организационные и технические мероприятия и направления работы по снижению энергоёмкости.

1. $W_{\text{тэц-рез}}$ [мВт/Гкал] — удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления с учетом неиспользуемого резерва тепловых мощностей (табл. 1).

2. U [о. е.] — относительная энергоёмкость раздельного производства энергии над комбинированным производством энергии (табл. 2).

Именно эти два показателя как лакмусовая бумага, в сочетании с принципом Паретто, могут выявить и обосновать применение именно тех 20 % затрат, которые обеспечат 80 %

успеха в снижении энергоёмкости российской энергетики.

Анализ экономической эффективности, энергоёмкости энергии необходимо осуществлять путем анализа потребностей потребителя. Для ТЭЦ, именно потребитель тепла определяет все его благополучие и благосостояние. Производство комбинированной электроэнергии — это побочный, второстепенный продукт, который абсолютно всегда будет востребован на рынке. Но этот второстепенный продукт **не должен быть дешевле 95–98 %** самой эффективной конденсационной энергии ГРЭС с одинаковыми параметрами пара и на том же виде топлива. Игнорированием де-юре ЧНЭР энергетики де-факто субсидирует производство дешевой электрической энергии за счет удорожания тепловой энергии. Именно по-

Таблица 1

Сводная таблица технологических показателей, определяющих энергоёмкость производства энергии Новосибирских ТЭЦ

	Коэффициент полезного использования топлива $K_{\text{ПИТ-тэц}}$, %		Цель, норма $K_{\text{ПИТ-тэц}} = K_{\text{ПИТ-комб.}}$, %	Доля конденсационной выработки, %		Резерв неиспользуемой тепловой мощности, %		ЧЧИМ число часов использования максимума тепловой нагрузки, ч/год		Удельная выработка на тепловом потреблении $W_{\text{тэц}}$, мВт/Гкал		
										$W_{\text{тэц}} — \text{факт}$	$W_{\text{тэц-рез}} — \text{с учетом резерва}$	$W_{\text{норма}} — \text{цель, норматив}$
год	2006	2010	Норматив	2006	2010	2010	Норматив	2010	Норматив	2010 — факт	2010 — расчет	Норматив
ТЭЦ-2	69,3	64,88	79 (7 % газ)	23,0	30,1	34,8	5	2430	3726	0,42	0,274	0,45
ТЭЦ-3	70,5	64,93	79 (100 % уголь)	24,7	38,8	35,4	5	2409	3726	0,52	0,336	0,53
ТЭЦ-4	73,0	70,5	81 (54 % газ)	17,1	17,4	52,3	5	1672	3726	0,45	0,202	0,6
ТЭЦ-5	60,1	56,6	79 (100 % уголь)	51,9	57,6	49,0	5	1901	3726	0,65	0,332	0,62
Сумма ТЭЦ	65,45	61,21										
Барабинская ТЭЦ	69,3	67,6	79 (10 % газ)	17,3	31,0	48,0	5	1733	3726	0,22	0,102	0,36

Таблица 2

Субсидирование энергоёмкости производства раздельной тепловой и электрической энергии за счет комбинированной (комплиментарной) энергии на ТЭЦ г. Новосибирска в 2010 году

	Электрическая энергия			Тепловая энергия		
	Комбинированная электроэнергия	Раздельная электроэнергия	Субсидирование энергоёмкости	Комбинированное тепло	Раздельное тепло	Субсидирование энергоёмкости
	тут/мВт · ч	тут/мВт · ч	о. е.	тут/Гкал	тут/Гкал	о. е.
2010 ТЭЦ-2	0,1600	0,483	3,021	0,186	0,181	0,9731
ТЭЦ-3	0,1582	0,362	2,288	0,184	0,179	0,9728
ТЭЦ-4	0,1617	0,423	2,616	0,189	0,181	0,9577
ТЭЦ-5	0,1625	0,337	2,076	0,184	0,179	0,9728
Σ ТЭЦ	0,1582	0,353	2,233	0,184	0,179	
Барабинская ТЭЦ	0,1720	0,5872	3,414	0,200	0,190	0,9500

требителям тепла должны быть отданы все выгоды от комбинированного производства электрической и тепловой энергии.

В понятиях рыночной экономики производство шнурков является взаимно дополняемым — комплиментарным товаром к ботинкам. Чем больше будет спрос на ботинки, тем больше будет спрос на шнурки. Все неразрывно и взаимно увязано!

Точно так же и в энергетике крупного города. Электроэнергия, производимая на ТЭЦ, — это 100%-ный комплиментарный товар, дополняющий производство тепла. Чем больше на рынке тепловой энергии требуется тепла от турбин ТЭЦ с температурой до 115 °С, тем больше будет произведено комплиментарной электроэнергии с коэффициентом полезного использования топлива КПИТ = 80–86 % и автоматически тем меньше будет производиться раздельной конденсационной электроэнергии с КПИТ = 32–36 %.

Но стимулировать выгодным тарифом надо не всех потребителей электроэнергии. С них толку нет, они ничего не поймут и даже спасибо не скажут, а стимулировать 3–4-кратным снижением тарифа на тепло надо только тех потребителей, которые потребляют отработанное, сбросное тепло от отборов турбин.

Конкурентная способность и благосостояние ТЭЦ определяются тем, насколько качественно и полно будут удовлетворены потребители тепловой энергии, именно потребители тепловой энергии, а не электроэнергии. Из приведенной табл. 1 четко видно:

1. Главной причиной, снижающей энергоёмкость работы ТЭЦ, является **значительная недозагруженность ТЭЦ по тепловой нагрузке**. Так, при нормативном числе часов использования максимума отопительной нагрузки для города Новосибирска 3726 часов фактическое число часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ составляет всего 1670–2400 часов/год (46–65 %).

Именно нехватка теплового потребителя (до 3826 Гкал/ч) автоматически приводит к снижению удельной выработки электроэнергии. При достижимом нормативе на паровых турбинах 0,4–0,65 мВт/Гкал реальная величина удельной выработки с учетом резерва составляет всего 0,1–0,33 мВт/Гкал. Это и **есть самый главный и самый сильный** показатель эффективности комбинированного производства и комплиментарного потребления энергии от ТЭЦ. Вот главный показатель регулирования энергетики (табл. 2)!

На первый взгляд, кажется, что показатель КПИТ ТЭЦ-4 является самым высоким — 70,52 % — и самым эффективным. Однако для анализа эффективности комбинированного производства одного этого показателя недостаточно. Хотя КПИТ топлива является одним из необходимых показателей, характеризующих экономичность производства энергии, но недостаточным условием. Требуется оценивать как по необходимому условию КПИТ, %, так и по достаточному условию: W [мВт/Гкал·ч] — удельной выработке электроэнергии на базе теплового потребления.

Относительное снижение энергоёмкости U [о. е.] раздельной энергии над комбинированной (комплиментарной) энергией.

Только комплексный показатель: относительное снижение энергоёмкости раздельной энергии над комбинированной энергией: $U = \frac{W_{\text{раздельное}}}{W_{\text{комбинированное}}}$ в зависимости по W и КПИТ позволяет четко и однозначно оценивать энергоёмкость комбинированного производства энергии на ТЭЦ различными технологиями.

На рис. 4 в более крупном масштабе, чем на рис. 3, приведены реально достижимые цели по снижению энергоёмкости конкретно для каждой из ТЭЦ города Новосибирска. А именно: для ТЭЦ-2 на 8 % — с 1,23 до 1,31; для ТЭЦ-3 на 7 % — с 1,31 до 1,38; для ТЭЦ-4 на 16 % — с 1,23 до 1,39; для ТЭЦ-5 на 6 % — с 1,34 до 1,40 и для Барабинской ТЭЦ на 20 % — с 1,02 до 1,22.

В целом за счет дальнейшего развития теплофикации по городу Новосибирску вместо ухудшения показателя энергоёмкости на 4,23 % (с 65,45 до 61,21 %) реально возможно улучшение показателя энергоёмкости на 10 % (с 1,30 до 1,40).

Рост выработки на тепловом потреблении W однозначно приводит к снижению энергоёмкости производства и потребления энергетической продукции. Так, при неизменном КПИТ ТЭЦ, равном 76 %, рост удельной выработки комбинированной электроэнергии $\Delta W = 0,2$ мВт/Гкал (с 0,4 до 0,6 мВт/Гкал) однозначно приведет к снижению энергоёмкости потребляемой энергии ΔU на 11 % (с 1,21 до 1,32). Это очень сильный показатель, и именно его надо использовать для разработки технически обоснованных, инновационных проектов реконструкций ТЭЦ и тепловых сетей.

Выводы экономического анализа энергоёмкости производимой тепловой и электрической энергии в Новосибирской области.

- Существующая система отчетности и анализа энергоёмкости 6-тип не объективна, не отражает технологию комбинированного производства энергии.

- Система основана на обеспечении технологического перекрестного субсидирования топли-

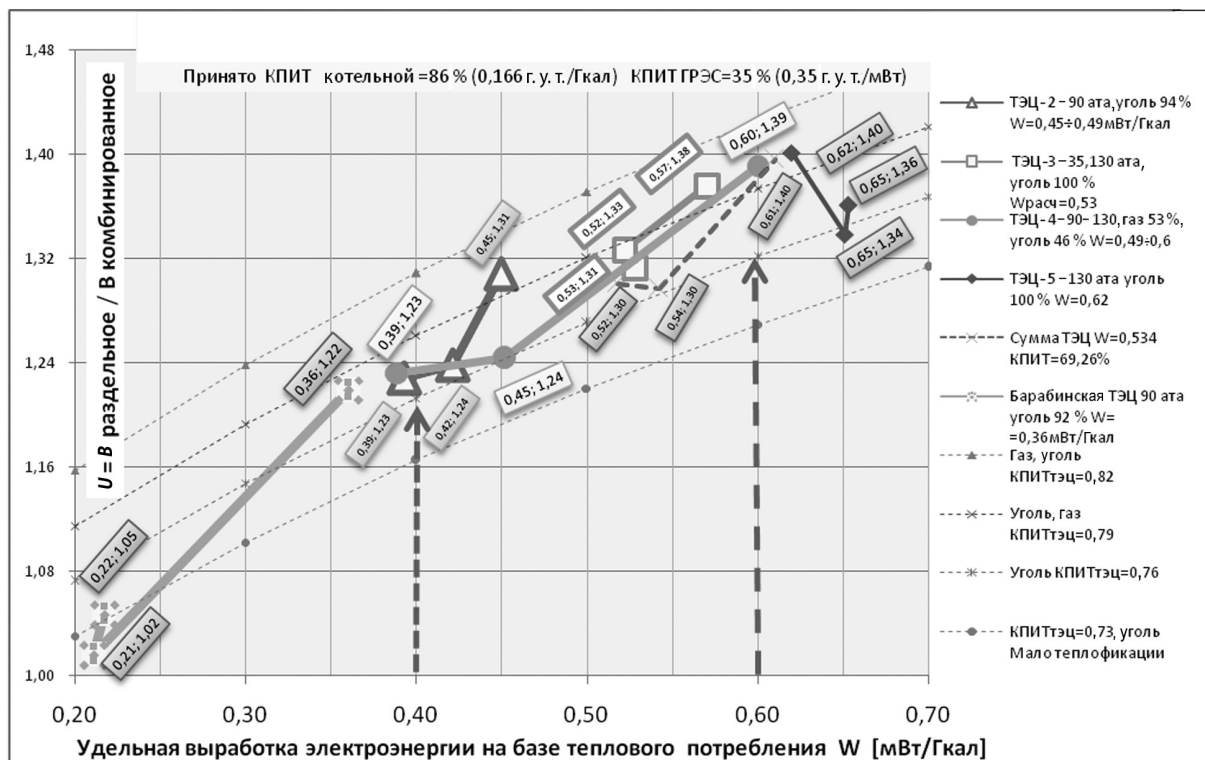


Рис. 4. Относительная энергоёмкость раздельного производства над комбинированным производством для Новосибирских ТЭЦ (2006–2010 прогноз 2016)

вом производства электрической энергии за счет потребителей сбросного тепла от турбин ТЭЦ.

- Энергоёмкость электрической энергии (соответственно и тариф), производимой на ТЭЦ, не должна быть ниже энергоёмкости электрической энергии, производимой на ГРЭС с такими же параметрами пара.

- Для снижения энергоёмкости энергии ТЭЦ путем исключения скрытого перекрестного технологического субсидирования:

- тарифы на теплофикационную электроэнергию от ТЭЦ должны быть не ниже тарифов ГРЭС (рост в 1,5–2 раза);

- стоимость теплофикационной тепловой энергии от ТЭЦ должна быть снижена в 2–3 раза.

- Чтобы использовать существующие резервы тепловых мощностей, (до 3200 Гкал/ч), необходимо не просто инвестировать строительство новых ТЭЦ и котельных, а с пониманием «реперных точек теплофикации»⁶ прежде всего:

- производить полномасштабную реконструкцию и развитие магистральных и квартальных тепловых сетей;

- производить полномасштабную реконструкцию и развитие тепловых схем станций;

- обосновывать и осуществлять строительство сезонных аккумуляторов тепловой энергии;

- обосновывать применение абсорбционных и компрессионных тепловых насосов;

- обеспечивать последовательно-параллельную работу базовых ТЭЦ и пиковых котельных и т. д. и т. п.

Все эти мероприятия должны обеспечить инвестиционную привлекательность для производства базовой и полубазовой тепловой энергии с максимально полной загрузкой теплофикационных отборов турбин с температурой до 110 °С, с числом часов использования максимума теплофикационных отборов турбин более 4800 ч/год и работу с локальными котельными работающими в пиковом режиме с температурой до 150 °С с числом часов использования максимума не более 600–800 ч/год.

Дерегулирование энергетики.

Очень хорошо о сути перекрестного субсидирования и о путях дерегулирования энергетики приведено в исследовании Питера Ван Дорена «Дерегулирование электроэнергетики»⁷ еще в 1998 году.

⁶ А. Б. Богданов Реперные точки теплофикации // Энергорынок. № 5; № 7; № 8. 2009. <http://exergy.narod.ru/kotelniz11.pdf> <http://exergy.narod.ru/er2009-07-08.pdf>

⁷ Питер Ван Дорен. Деререгулирование электроэнергетики. Начальные сведения. www.libertarium.ru/libertarium/der_energy05. Оригинал: *The Deregulation of the Electricity Industry. A Primer*. Cato Policy Analysis. 320, 6 октября 1998 г.

Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР». Питер Ван Дорен. «Дерегулирование электроэнергетики. Начальные сведения»

...очень немногие клиенты электроэнергетических компаний в жилищном секторе имеют дело с ценами реального времени **на уровне предельных издержек** (здесь и далее выделено шрифтом, цветом и подчеркнуто автором статьи). Вместо этого они платят цены на уровне средних издержек, которые меняются самое большее дважды в год — весной и осенью. Возможно, что на полностью дерегулированном рынке потребители имели бы дело с более низкими непиковыми ценами и более высокими пиковыми ценами. Это, в свою очередь, могло бы вызвать политическое давление, чтобы защитить жителей от «слишком высоких» пиковых цен. **Штаты, которые поддадутся этому давлению**, могут принять законы о предоставлении потребителям в жилищном секторе тарифного плана с ценами **на уровне средних издержек** (Россия именно этим и страдает).

Издержки государственных предприятий не слишком отличаются от издержек частных энергокомпаний, но принципы ценообразования различны. Как и следовало ожидать от фирмы, которая управляет с оглядкой на поведение избирателей, у государственных предприятий более низкие цены для жилищного сектора и более высокие цены для промышленных потребителей, чем у компаний, которыми владеют частные инвесторы.

Возможность изменения политики всегда вызывает оппозицию со стороны тех, кто опасается потерять свои нынешние рыночные привилегии, а также тех, кто считает, что их доля в ожидаемых выгодах будет недостаточной. Электроэнергетика не является исключением из этого правила. **Те, кого существующий режим субсидирует, беспокоятся о потере этих субсидий в результате дерегулирования.** (В первую очередь пострадают покупатели дешевой электрической энергии, дотируемые регионы, алюминиевые заводы, электросетевой комплекс МРСК, ФСК.)

Перекрестное субсидирование имеет место, когда для некоторых потребителей (потребителей сбросного тепла ТЭЦ) устанавливаются цены **выше уровня предельных издержек** с той целью, чтобы для других потребителей можно было установить **цены ниже предельных издержек**. Перекрестное субсидирование не может быть продолжительным явлением на конкурентных рынках, потому что здесь «обложенный данью» потребитель может найти

другого поставщика, который не будет брать с него излишней платы. К счастью, перекрестное субсидирование не может существовать на дерегулированном рынке. Оно искажает ценовые пропорции и плохо работает в качестве уравнительного механизма.

Ваучеры (талоны), распределяемые среди нуждающихся целевым образом, гораздо лучше служат для решения уравнительных задач при меньшем искажении цен. Субсидирование в форме ваучеров (талонов) более совместимо с рыночной инновационной деятельностью. Например, если услуги традиционной энергетики в сельской местности по эффективным ценам окажутся дороги и политическая система отреагирует на это выдачей нуждающимся соответствующих талонов, **то они могли бы купить микротурбины** за счет предоставленных субсидий и таким образом сберечь некоторую сумму денег, которую они потратили бы на электроэнергию при использовании традиционного источника.

Ваучерная система более прозрачна для общественного контроля. Наоборот, перекрестные субсидии уже скрытым образом включены в существующие тарифы, поэтому избиратели ничего о них не знают. **Если бы общественность имела более точные сведения, многие перекрестные субсидии были бы отменены.** Ежегодные прямые ваучерные субсидии со скользящей шкалой более совместимы с рыночной экономикой, чем перекрестные субсидии. Кстати, эти субсидии (за исключением, возможно, программ поддержки людей с низкими доходами) после серьезной проверки не получили бы общественного одобрения, но даже если бы получили, то в любом случае явно выделенные Конгрессом или штатами ассигнования более эффективны, чем скрытое перекрестное субсидирование, искажающее ценовые пропорции. Вместо того чтобы **с помощью грубой силы отделять генерацию от передачи и распределения** и регулировать сеть как транспорт общего пользования, **почему бы просто не устранить федеральные и региональные органы и нормы регулирования** существующих вертикально интегрированных предприятий и не позволить рыночным силам найти «наилучшие» экономические решения?

К сожалению, это исследование Питера Ван Дорена так и не стало настольной книгой как для бывшего РАО «ЕЭС России», так и для сегодняшних Минэкономразвития, Минэнерго, — отечественных регуляторов энергетики.

Уважаемые ЧНЭР рыночной энергетики! Свойства 39 видов рыночного товара⁸ энергетики надо изучать и уметь регулировать! А не самоограничиваться компетенцией «котлового метода» перекрестного субсидирования плановой экономики типа «всех за счет всех» и неопределенным, вороватым «методом RAB-регулирования» перекрестного субсидирования типа «будущего за счет настоящего».

Выводы

- Существующие правила формирования рыночных отношений на федеральном рынке электроэнергетики не отражают технологию производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ и создают условия для непрерывного роста энергоёмкости энергетики России (133-е место из 150 стран).
- Регулирующие органы своим практическим бездействием показывают, что вопросы снижения энергоёмкости путем модификаций тарифов, когда маржинальная стоимость может изменяться в отношении 20 : 1 между двумя экстремальными положениями, «к компетенции ФСТ России не относятся...».
- Поставленная цель снизить энергоёмкость производства электрической энергии на ГРЭС с 333 гут/кВт · ч (КПИД с 36,9 %) в 2007 году до 300 гут/кВт · ч (КПИТ = 40,95 %) в 2020 году технологическим путем невыполнима.
- Только производство комбинированной (комплиментарной) энергии может обеспечить адекватное снижение энергоёмкости производства тепловой и электрической энергии в России.
- Регулирующие органы: ФСТ, РЭК — до настоящего времени не осмыслили степень своей

компетенции и ответственности за разработку качественных и количественных показателей определяющих энергоёмкость производства и потребления тепловой и электрической энергии на ТЭЦ.

- На практическом примере ТЭЦ Новосибирска наглядно видно, что, несмотря на принятие закона, направленного на повышение энергетической эффективности, буквально на всех ТЭЦ г. Новосибирска за период 2006–2010 годов произошло ухудшение показателей энергоёмкости по всем электростанциям Новосибирска с 65,45 до 61,21 %.

- Только комплексный показатель — относительное снижение энергоёмкости раздельной энергии над комбинированной энергией $U = \frac{V_{\text{раздельное}}}{V_{\text{комбинированное}}}$ в зависимости по W и КПИТ — позволяет четко и однозначно оценивать энергоёмкость комбинированного производства энергии на ТЭЦ различными технологиями.

- Для последовательного снижения энергоёмкости крупных городов необходимо не просто инвестировать строительство новых ТЭЦ и котельных, а прежде всего производить полномасштабную реконструкцию и развитие магистральных и квартальных тепловых сетей города, реконструкцию и развитие тепловых схем станций, внедрять сезонные аккумуляторы тепловой энергии, основывать применение абсорбционных и компрессионных тепловых насосов, обеспечивать последовательно-параллельную работу базовых ТЭЦ и пиковых котельных.

- Питер Ван Дорен: «...вместо того чтобы с помощью грубой силы отделять генерацию от передачи и распределения и регулировать сеть как транспорт общего пользования, почему бы просто не устранить федеральные и региональные органы и нормы регулирования существующих вертикально интегрированных предприятий и не позволить рыночным силам найти „наилучшие“ экономические решения...»

⁸ А. Б. Богданов Котельнизация России — беда национального масштаба. Виды энергии // Энергорынок. № 6. 2006. С. 32–35; (Виды мощности) // Энергорынок. № 11. 2007. С. 41–46. <http://exergy.su/kotelniz10m.pdf>; <http://exergy.su/kotelniz10.pdf>

УДК 621.311.1

ЧВЭ И ЧНЭР В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ. Часть 3

А. Б. Богданов, главный специалист отдела энергоресурсосбережения и энергоэффективности, ОАО «МРСК Сибири», Красноярск

В продолжение темы развития энергосберегающих технологий в энергетике России предлагается к рассмотрению влияние перекрестного субсидирования на энергоемкость для «чисто» электроэнергетической отрасли, а именно, для магистральных распределительных сетевых комплексов МРСК, МЭС, ФСК. Особенность проблемы энергоресурсосбережения в электроэнергетическом комплексе заключается в том, что, игнорируя не гласный, но главнейший закон энергетики — **«закон неразрывности производства и потребления»** электрической, тепловой энергии — государственный регулятор на рынке энергии сформировал принципиально противоречивые и недостижимые условия по снижению энергоемкости энергетического товара: мощности, энергии и резерва мощности.

Что такое энергоемкость транспорта энергии?

В практической работе сетевой комплекс пользуется понятием энергоэффективности, но это совершенно не отвечает понятию энергоемкости. Чем отличается энергоемкость от энергоэффективности, объяснено во вставке № 1. МРСК по своей сути являются крупнейшим потребителем самой затратной, **самой энергоемкой конденсационной** электрической энергии класса «F» (рис. 1) на свои нужды, уступая по объемам потребления таким гигантам, как например, алюминиевой промышленности. Объем потребления энергии сетевого комплекса, составляющий порядка 13–15% (и даже 3–30 % — см. табл. 1) от объема пропускаемой энергии и по своему значению **настолько велик**, что он равен потреблению электрической энергии целых областей. Так, в ОАО «МРСК Сибири» уровень потребления электрической энергии для своих нужд составляет порядка 8,1 млрд кВт·ч/год, что эквивалентно заявленной электрической мощности более 1200–1400 мВт. В существующих экономических условиях, вся система экономического управления в основном строится только на оценке и анализе пропуска энергии. Однако, как ни удивительно, экономического механизма анализа и управления заявленной и потребляемой мощности на собственные и хозяйственные нужды именно в электросетевом комплексе до настоящего времени нет! Именно отсутствие расчетов заявленной мощности на технические потери и собственные нужды породило систему неэффективного управления и снижения энергоемкости электросетевого комплекса.

¹ Богданов А. Б. О принципах анализа маржинальных издержек // Энергорынок. № 6. 2009. С. 47–52, начало статьи <http://exergy.narod.ru/er2009-06.pdf>

Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР. Вопрос всезнайке Яндекс: «Чем отличается энергоемкость от энергоэффективности?»

Энергоемкость продукции (валового внутреннего продукта ВВП) — показатель, характеризующий расход энергии на единицу продукции или валового внутреннего продукта. В целом рассчитывается как отношение затрат (обычно за год) **первичных** топливно-энергетических ресурсов к объему валового общественного продукта, а по предприятиям — по отношению к объему товарной продукции. В расчет включаются **все виды топлива и энергии**, потребленных на производственно-эксплуатационные нужды, — электрической, тепловой энергии, израсходованной на технологические нужды, **в виде потребности первичной энергии в виде тонн условного топлива (т. у. т.)**. При определении энергоемкости учитывается потребление всех видов топлива и энергии по всем направлениям расхода, включая отопление, вентиляцию, водоснабжение, потери в сетях, **независимо от источников энергоснабжения**.

Энергоэффективность, как правило, отражает степень снижения (повышения) использования **вторичных ресурсов** в виде снижения (повышения) электрической или тепловой энергии (кВт·ч, Гкал). «**энергоэффективность**» и «**энергоемкость**» — это совершенно разные понятия! Главное, что надо понять: «**энергоемкость**» — это топливо (т. у. т.) первичного источника энергии, а «**энергоэффективность**» — это показатель уже преобразованной энергии в виде электрической энергии (кВт·ч) или же тепловой энергии (Гкал). Простыми переводными коэффициентами здесь не обойдешься! Диплома топ-менеджера заморской престиж-

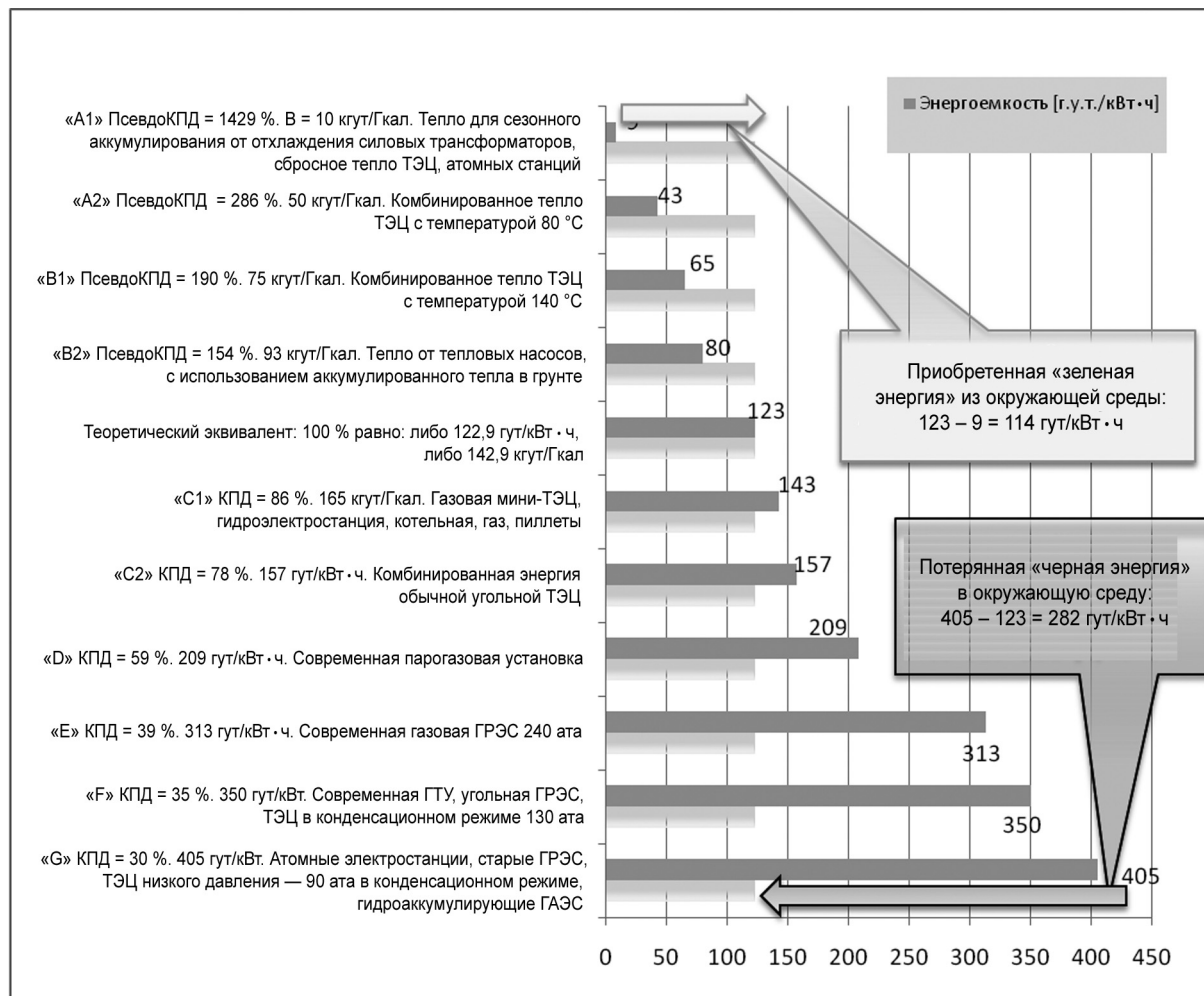


Рис. 1. Классификация энергоёмкости производства электрической и тепловой энергии [г. у. т./кВтч]

ной школы тут недостаточно! Надо «ножками потопать» — «котел-турбину просчитать», чтобы понимать технологию превращения энергии топлива в энергию электричества и тепла. Топливо считать намного сложнее. Ошибка в расчетах энергоэффективности и энергоёмкости может различаться более чем в 3–4 раза, а в некоторых случаях в электроэнергетике вплоть до 38 раз! (Об этом читайте статьи в серии «Качества энергии» на сайте Богданова www.exergy.narod.ru)

Основными потребителями электрической энергии и мощности на нужды электросетевого комплекса, определяющих энергоёмкость валового продукта МРСК, являются: энергия и мощность для компенсации технических потерь; энергия и мощность на собственные нужды; энергия и мощность на производственные нужды; энергия и мощность на хозяйственные нужды сетевого комплекса.

До 90–92 % потребляемой энергии (суммарной мощностью более 1100–1300 мВт) — это

энергетические нужды для компенсации технических потерь, которые неразрывно участвуют в технологии преобразования и транспорта электрической энергии. Это — нагрузочные потери в линиях электропередач, на холостой ход и нагрузочные потери силовых трансформаторов и реакторов и т. д. Уровень технических потерь определяется техническими решениями, которые были приняты при проекте учитывают: проектную и фактическую мощность транспортных сетей, уровень напряжений, степень надежности и резервирования, протяженность электрических сетей, топологию электрической схемы, суточный, сезонный график потребления активной и реактивной энергии, наличие компенсирующих устройств в сети и т.д.

Оставшиеся 8–10% потребляемой энергии (суммарной мощностью более 110–160 мВт) — это потери электрической энергии на производственные, собственные и хозяйственные нужды. Основную долю этих потерь — до ~ 65 % — составляют тепловые потребности: обогрев поме-

щений распределительных устройств, обогрев баков масляных выключателей, обогрев приводов выключателей и т. д.; до ~20 % этих потерь — потребность для освещения помещений, территории и относительно небольшую величину — до 15 % — составляет расход электроэнергии на лаборатории, механические мастерские, гаражи и т. д. В отличие от технических потерь, эти нужды не являются неразрывной частью процесса преобразования и транспорта электроэнергии, проявляют себя как сопровождающие затраты и зависят только от вторичных технических показателей, таких как: температура наружного воздуха, объем зданий и помещений, сезонное суточное потребление; от третичных показателей таких как: наличие автомобильного гаража, складских помещений, сервисных служб, объемов постоянного или периодического обслуживания и т. д. и т. п.

С точки зрения снижения энергоемкости внутреннего валового продукта МРСК главной отличительной чертой этих потерь является то, что часть потерь может быть заменена товаром-заменителем с энергоемкостью в 38 раз ниже! Так, например, самый затратный энергетический товар класса «F» — конденсационная электрическая энергия ГРЭС, используемая для электрического обогрева с затратами первичного топлива более чем 270 %, можно заменить на товар класса «B1» с большей энергетической эффективностью: тепло от котельной с затратами первичного топлива 120 %, либо на товар от тепловых насосов «B1» с затратами первичного топлива 65 %, либо на сбросное тепло от отборов турбин «A2» с затратами первичного топлива не более чем 35 %, либо, наконец, на сбросное тепло собственных силовых трансформаторов «A1» с затратами первичного топлива не более 7 % (рис.1) Однако возможность замены энергоемкой конденсационной электроэнергии на товар с энергоемкостью в 38 раз ниже ($270/7 = 38$ раз) **регулирующими органами не рассматривается и не приветствуется!** Как было отмечено в предыдущей части этой статьи, органы регулирования остались **«вне компетенции...»** (смотри начало статью «ЧВЭ и ЧНЭР российской энергетики. Часть 2»).

В цикле статей «Шесть новейших технологий энергоресурсосбережения в электросетевом комплексе»² освещались проблемы снижения энергоемкости в сетевом комплексе. Существующая тарифная политика на энергию и отсутствие та-

рифной политики на мощность де-факто привели к тому, что сетевому комплексу нет экономической целесообразности заниматься вопросами снижения энергоемкости. Вопросы экономии первичного топлива у производителя энергии, а также вопросы снижения энергоемкости за счет высвобождения заявленной мощности сетевого комплекса являются неизученными из-за отсутствия нормативных документов, регламентирующих вопросы использования сетевым комплексом высвободившихся мощностей энергетических активов.

Нет показателя энергоемкости — значит, нет проблем с отчетностью!

Действительно, как видно из текста Федерального Закона № 261-ФЗ и Указа Президента № 889, законодатель не привел прямого описания показателя, что такое энергоемкость ВВП, энергоемкость валового продукта сетевого распределительного комплекса. Однако исходя из показателей «Государственной программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности на период до 2020 года» видно, что **энергоемкость ВВП России определяется затратами первичного источника энергии — суммарного расхода условного топлива, необходимого для производства валового внутреннего продукта.** Именно «первичной» энергии в виде топлива, а не вторичной энергии в виде электрической энергии, как это видят большинство менеджеров и регуляторов электроэнергетики. Именно такой подход позволяет выявить и разработать энергоэффективные мероприятия в электроэнергетике (рис. 1).

В качестве примера неэффективности существующего метода анализа и нормирования энергоемкости рассмотрим показатели потерь электроэнергии в сетях 110–0,4 кВ сибирских регионов по итогам 9 месяцев 2010 года³. Как видно из табл. 1, процент потерь изменяется более чем в 10 раз — от 2,38 % для Тюменской области до 29,67 % для Республики Тыва! Какой же вывод можно сделать по показателю потери электроэнергии в сетях. Отметим, что сетевому комплексу Республике Хакасии повезло: алюминиевые заводы находятся рядом с источниками энергии, и им с показателями 3,51 % уже сейчас можно отчитаться о выполнении показателей Программы Правительства России по снижению энергоемкости до 8,7 %, по распоряжению от 27.12.2010 года № 2446-р, в 2020 году и не заниматься вопросами снижения энергоемкости транспорта электроэнергии. А вот Республике Тыва круто не повезло! На территории Тывы нет мало-мальского серьез-

² Богданов А. Б. Обзор новейших технологий энергосбережения с электросетевым комплексом // Энергосбережение. № 4. 2010. С. 60–66. <http://www.exergy.narod.ru/es2010-04.pdf>; Шесть технологий энергосбережения // Энергорынок. № 11. 2010. С. 15–23. Электронный журнал «Энергосовет». № 7. 2010. С. 48–53; № 8. С. 60–64.

³ Показатели потерь электроэнергии в сибирских регионах в сетях 110–0,4 кВ по итогам 9 месяцев 2010 года // Энергосбережение в Сибири. № 2. 2010. С. 1–2.

Таблица 1

Потери ЭЭ в сетях 110–04 кВ за 9 месяцев 2010 года

Регион	млн кВт · ч	%
Тюменская область *	1273,4*	2,38
Томская область	388,7	7,91
Красноярский край	1729,5	12,65
Иркутская область	869,4	6,94
Забайкальский край	544,3	21,38
Республика Бурятия	500,4	19
Республика Тыва	136,3	29,67
Республика Хакассия	327,2	3,51
Республика Алтай	76,1	19,88
Алтайский край	601,7	9,77
Кемеровская область	825,9	4,69
Новосибирская область	1215	12,66
Омская область	516,9	7,86
* Данные с учетом ВЛ-220 кВ.		

ного источника электрической энергии, но есть очень длинные линии. Поэтому говорить о снижении потерь до 8,7 % не приходится! Остается «испытанный» и надежный способ улучшения показателей в целом сетевому комплексу за счет **технологического перекрестного субсидирования** электрических сетей Республики Тыва, Республики Бурятия, Республики Алтай, Красноярского края, Забайкальского края за счет электрических сетей Республики Хакассия. Пока **чрезвычайно неэффективного энергетического регулятора (ЧНЭР)** это устраивает, и он дает прекрасные комментарии.

Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР»
Брать пример с Хакассэнерго или же учиться?

21 июня 2011 года десять изданий средств массовой информации обрадовали читателей сообщением регулятора энергетики примером высочайшей энергетической эффективности электрических сетей.

«Хакассия — регион с низким уровнем потерь электроэнергии»

Хакассия остается одним из регионов России с самым низким уровнем потерь электроэнергии в сетях. Если средний уровень потерь электроэнергии в России в 2009–2010 годах составил 10%, то в Хакассии средний процент электропотерь, по данным Госкоматриффэнерго Хакассии, составляет 4 %.

«Одним из основных показателей энергетической эффективности электрических сетей являются потери электроэнергии при ее передаче и распределении. В каждой сетевой организации данный уровень потерь, в том числе и нормативных, различен. К примеру, по филиалу ОАО „МРСК Сибири“ — „Хакассэнерго“ фактические потери в 2010 году составили 3,8 %. Плановые потери в 2011 году у этой сетевой компании — 3,92 %, и каждый год этот процент снижается», — отмечает первый заместитель председателя Государственного комитета по тарифам и энергетике Республики Хакассия Владимир Шафорост.

В муниципальном предприятии «Абаканские электрические сети» данный показатель несколько выше — потери составляют порядка 15 %. Еще большие потери — 25 % — у МП «Абазинские электрические сети». На разных предприятиях этот процент потерь электроэнергии варьируется в зависимости с тем, что различен состав сетей. Так, к примеру, филиал ОАО «МРСК Сибири» — «Хакассэнерго» обслуживает сети высокого напряжения: 220; 110; 35 10/6–0,4 кВ, где процент потерь электроэнергии намного ниже, чем в сетях низкого напряжения, соответственно, и уровень потерь ниже, чем в сетях низкого напряжения.

Как отмечает Владимир Шафорост, стоимость потерь — это часть затрат на переда-

чу и распределение электроэнергии по электрическим сетям. Чем больше потери, тем выше эти затраты и соответственно тарифы на электроэнергию для конечных потребителей. Потери, обусловленные неоптимальными режимами работы электрической сети, погрешностями системы учета электроэнергии, недостатками в энергосбытовой деятельности, являются прямыми убытками энергоснабжающих организаций и, безусловно, должны снижаться.

Перечень изданий, опубликовавших этот материал: <http://www.19rus.ru/more.php?UID=35044>; RusCable.Ru, Москва, 21 июля 2011; ИА ЭнергоНьюс (energo-news.ru), Екатеринбург, 21 июля 2011; Сибирское агентство новостей «Хакасия» (abakan.sibnovosti.ru), Абакан, 21 июля 2011; Энергетика и промышленность России.ru (erussia.ru), Санкт-Петербург, 21 июля 2011; Energyland.info, Екатеринбург, 21 июля 2011; Взгляд # Абакан, Абакан, 21 июля 2011; Электроэнергетика (electroenergetika.ru), Москва, 21 июля 2011; InterEnergoPortal.ru, Москва, 21 июля 2011; Энергосовет. Портал по энергосбережению.

Комментарий А. Б. Богданова

Данный пример с потерями в «Хакассэнерго» является ярчайшим примером поверхностного и формального регулирования энергетикой без понимания физических основ энергетики и экономики регулируемой энергетики в целом. Набор «правильных» слов, и только. Игра под

названием «энергоэффективность»! Разница в анализе главного регулируемого показателя составляет более чем в 4,7 раза! Или 4 % с перекрестным субсидированием, регулированием, **на базе «последней мили»**, или 18,9 % без «последней мили» (рис. 2). Так какой же вывод из сенсационного заявления? Всем брать пример с «Хакассэнерго» и приписывать «последнюю милю», не имеющую абсолютно никакого влияния на величину снижения технических потерь, но зато красиво предоставляющую статистическую отчетность? Или же наконец заставить регулятора жить и работать по совести, учить суть предмета регулирования — учить экономике энергетики?

Семь предложений по снижению чрезвычайно высокой энергоемкости транспорта электрической энергии!

Первое, самое главное предложение — отказаться от «последней мили».

Существующая отчетность по потерям имеет две скрытые ошибки, значительно искажающие фактические показатели потерь в 1,83 раза — с 13,9 до 7,6 %. Согласно п. 16 «Инструкции от 30 декабря 2008 г. № 326», норматив технологических потерь при ее передаче по электрическим сетям определяется в процентах: а) для территориальной сетевой организации ТСО «для отпуска в сеть»; б) для ФСК и МСК «к отпуску из сети своей компании». Для ОАО «МРСК-Сибири» эти показатели значительно отличаются и составля-

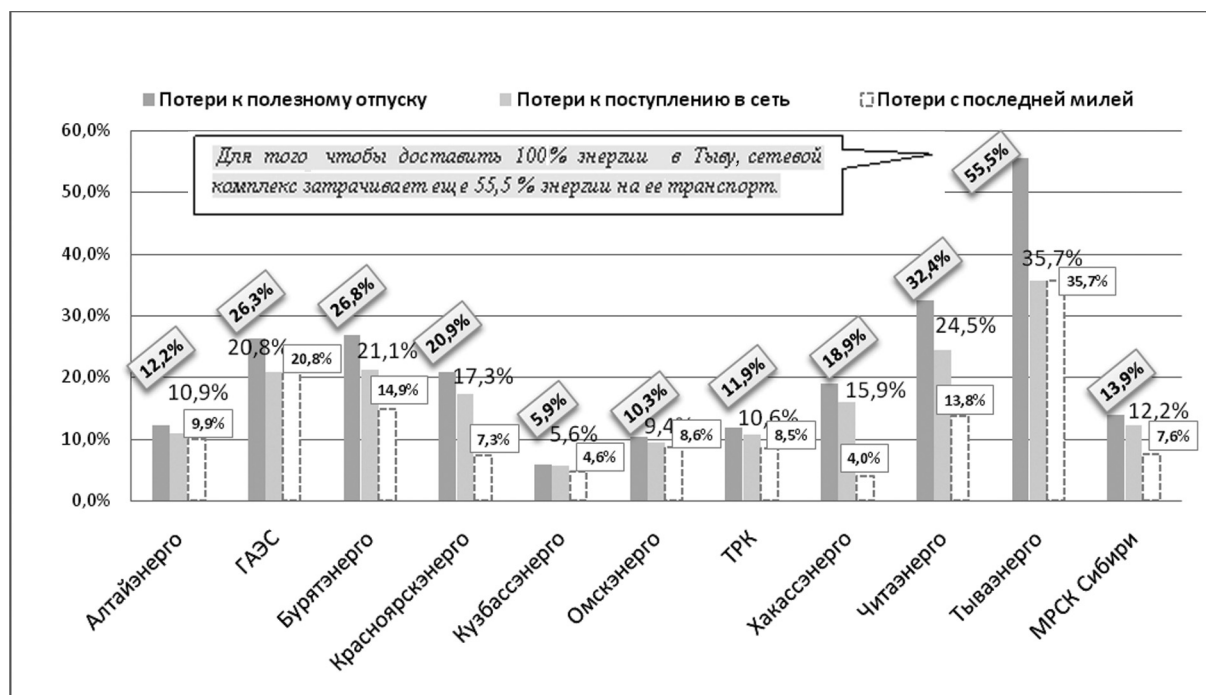


Рис. 2. Процент потерь электроэнергии в сети в 2009 г., %

ют 12,2 % от энергии, поступающей в сеть, или 13,9 % от энергии, отпускаемой из сети! Однако этого мало! Существует легальный способ, позволяющий значительно «улучшить» общую картину по потерям с учетом «последней мили» до значения 7,6% (см. рис. 1).

- Метод расчета к ТСО «с **последней милей**» — 7,6 %. Завуалированный, абсолютно неправильный, но красивый отчет!

- Метод расчета к ТСО «к **отпуску в сеть**» — 12,2 %. Недостовверный отчет!

- Метод расчета для ФСК и МСК «к **отпуску из сети**» — 13,9 %. Правильный, официальный отчет, но с некрасивыми показателями.

Именно отчетность потерь «к **отпуску из сети**» является достоверной и раскрывает суть энергетических затрат при транспорте электрической энергии. Именно показатель «процент к отпуску из сети» потерь наглядно оценивает, сколько процентов дополнительной электроэнергии надо затратить, чтобы потребителю доставить 100 % энергии. Из рис. 2 видно, что для того, чтобы доставить 100 % в Кузбассэнерго требуется дополнительно 5,9 % энергии, а для того, чтобы доставить тоже 100 % в Тываэнерго требуется уже 55,5 %, в десять раз больше!

Для сравнения потери электроэнергии в электрических сетях промышленно развитых стран: Германия — 5,0 %, США — 5,4 %, Италия — 6,4 %, Канада — 8,4 %, Англия — 8,8 %, Япония снизила с 11,3 до 5,5 %. В России с 1994 по 2003 год потери поднялись с 10,5 до 13,2 % «от отпуска в сеть» или с 11,7 до 15,2 % «к отпуску из сети».

Выводы.

Существующий на сегодня, годами сложившийся метод отчетности «к полезному отпуску в сеть» и, особенно, «с последней милей» скрыл глубинные проблемы развития энергетики в России, дезорганизовал работу электросетевого комплекса, завуалировал крайне негативные показатели работы электрических сетей. Имея недостоверные показатели услужливой PR-статистики, руководители электросетевого комплекса и филиалов, руководители чрезвычайно неэффективных органов регулирования энергетики, искренне полагают, что являются образцами эффективного управления и регулирования в стране.

- 15–55 % потерь на транспорт в сетях — это источник **чрезвычайно высокой энергоемкости (ЧВЭ)** валового внутреннего продукта, коллективная технологическая и политическая безответственность перед обществом!

Для организации адекватного управления издержками, определения показателей энергоемкости валового внутреннего продукта в электросетевом комплексе следует произвести перерасчет

отчетных показателей за последние 4 года (2007–2010), расчет отчетных показателей только по методу «к отпуску из сети» с полным отказом от метода «к поступлению в сеть» и, тем более, от политизированного метода «последней мили».

- Вместо строительства линий электропередач в центре электрических и тепловых нагрузок необходимо **строить тепловые электрические станции ТЭЦ!**

Второе предложение — внедрить в практику анализ Нэл (нормативная электрическая линия).

Существующая система анализа и нормирования энергоемкости работы активов электросетевого комплекса, основанная на нормировании процента потерь, абсолютно неэффективна и с точки зрения выявления «центров прибыли» и «центров убытка». В качестве наглядного примера отметим, насколько несовершенно и недопустимо оценивать работу системы здравоохранения по «**средней температуре по больнице**», также в электросетевом комплексе нельзя оценивать энергоемкость только по «процентам потерь» в сетях. Работу и нормирование энергоемкости активов электросетевого комплекса необходимо оценивать и нормировать по 4 факторам, определяющим эффективность потерь в сетях, а именно, по трем «собственным» физическим объемам ВЛ: а) длина; б) сечение; в) число часов использования рабочей мощности линии, и по двум «внешним» показателям: г) $\cos(\varphi)$ потребителя; и е) $\cos(\varphi)$ собственно линий электропередач и трансформаторов электросетевого комплекса.

Так, применение анализа показателей потерь с учетом **длины и сечения сетей** мгновенно восстанавливает логический смысл и картину по эффективности транспорта электрической энергии в сетях. В сравнительном анализе по степени неэффективности Тываэнерго с первого места по неэффективности снижается на 4-е место, а Хакассэнерго и Красноярскэнерго с 3-го и 6-го места поднимаются на 1-е и 2-е место (см. рис. 2, 3).

В отличие от существующего в электросетевом комплексе метода анализа по условным единицам профессора П. М. Шевколясова, не отвечающего условиям рыночной энергетики предлагается применять в практике анализа и управления деятельностью электросетевых предприятий в условиях рыночной экономики так называемый метод «Нормативной электрической линии» (Нэл)⁴.

⁴ Шевкоплясов П. М. Ценообразование на рынках энергии. Глобальные проблемы. Реальные решения: Учебное пособие. 2-е издание. СПб.: ПЭИПК, 2008. 396 с.

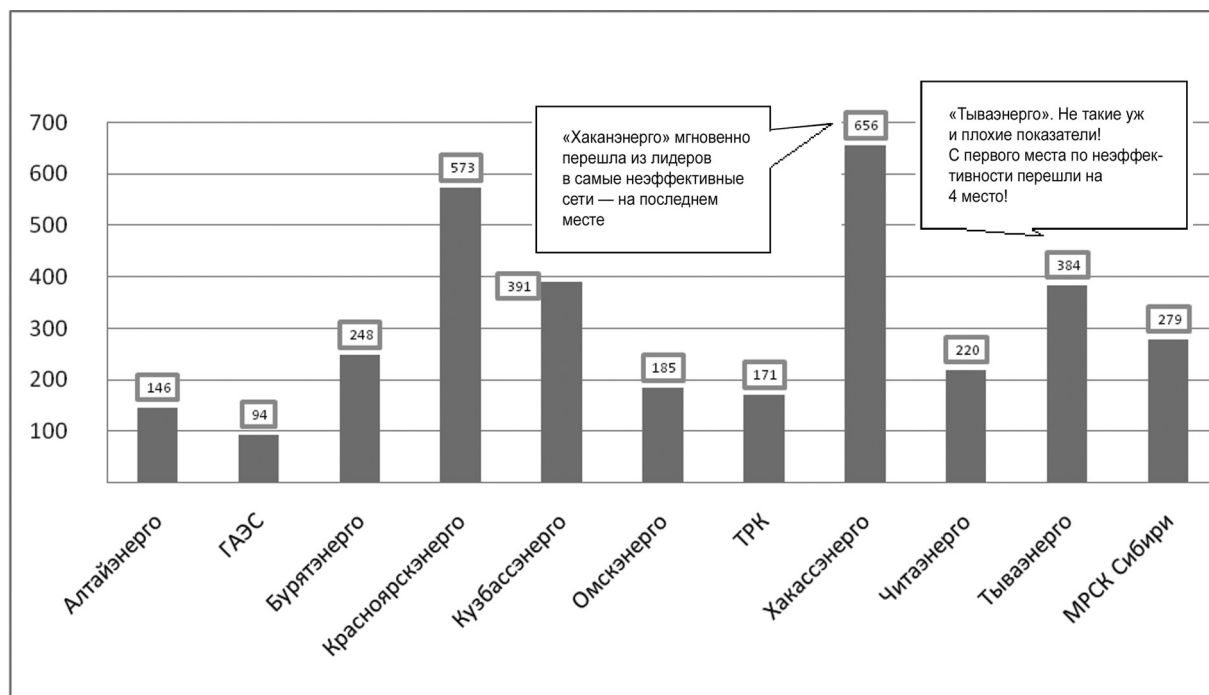


Рис. 3. Удельные потери ЭЭ, приведенные к длине линий на 1 км ВЛ-110 кВ (МВтч/год). 2009 г. (Оценочно! Требуется уточнение исходных данных.)

Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР». Нормативная электрическая линия (Нэл)

Шевкоплясов П. М. Определение количества активов и показателей надежности при регулировании деятельности электросетевых предприятий // Энергорынок. № 1. 2011. С. 40–45.

...сети нового поколения должны объединять конечных потребителей и производителей в общую автоматизированную систему, отвечающую принципу неразрывности производства и потребления электрической энергии и обеспечивающую возможность контролировать состояние и управлять режимами энергообъектов всех действительных (без посредников) участников процесса производства, передачи и потребления электрической энергии. Это является обязательным условием создания и функционирования интеллектуальных сетей — Smart Grid.

В настоящее время объемы эксплуатационных работ и реального капитала определяют по условным (потолочным) единицам, которые **ни технически, ни экономически не обоснованы, объективно не характеризуют то, для чего они предназначены и используются.** Требуется другой нормативный показатель.

Вопрос состоит в том, как объективно его определить, то есть установить, измерить и учесть объем реального капитала на стадии эксплуатационного обслуживания. Поскольку

главным элементом на стадии эксплуатации является токоведущая часть сети (провод, кабель, обмотки трансформатора) то именно по ней и следует определять количество активов в натуральной форме.

Установленная и рабочая мощность электрических линий измеряется в кВа, через механизм использования единичного нормирующего множителя, учитывающего экономическое распределение напряжения (кВ/км) и экономическую плотность тока (А/мм²)... Физический объем линий электропередач (установленная мощность, количество активов) определяется не по «условным единицам», а произведением длины линий, L (км) на сечение проводов S (мм²). Умножив это произведение на единичный нормирующий множитель, характеризующий электрические показатели линии, получим формулу нормированной линии электропередач.

За нормативную электрическую линию (Нэл) принимается один километр трехпроводной линии электропередач с сечением одного алюминиевого провода 95 мм².

Электросетевому комплексу необходимо отказаться от нормирования энергоемкости только по одному косвенному показателю — «**проценту потерь в сетях**». Необходимо дополнить показатели и перейти на методы прямого анализа и нормирования энергоемкости (г. у. т./кВт · ч) на основе:

- нормирование энергоемкости Нормативной электрической линии (Нэл) — пропорционально физической мощности линий электропередач: длина линий, помноженная на сечение проводов (см. рис. 6, 7);

- по числу часов использования установленной мощности **линии (именно линии, а не потребителей)** при нормированном проценте потерь энергии в сети: 1–4 % от отпускаемой энергии из сети, в зависимости от класса напряжения.

Например: суммарно до конечного потребителя не более 20,67 г. у. т./кВт · ч (6 %), в т. ч.:

- сети 220 кВ — не более 1,72 г. у. т./кВт · ч (0,5 %),

- сети 110 кВ — не более 3,45 г. у. т./кВт · ч (1,0 %),

- сети 0,4 кВ — не более 10,34 г. у. т./кВт · ч (3 %),

- по нормированному значению реактивной мощности $\text{tg}(\varphi) = 0,0$ (не только $\text{tg}(\varphi) = 0,35 \div 0,5$ в зависимости от класса напряжения).

Третье предложение: внедрить анализ «энергоемкость от „реактивки“ потребителей».

Огромное влияние на величину технологических потерь оказывают **полное игнорирование регулятора энергетики, некомпенсированное потребление реактивной энергии** со стороны «недобросовестного» потребителя активной энергии.

До отмены «Правил пользования электрической и тепловой энергии» компенсация реактивной мощности в электрических сетях составляла

0,6 квар на 1 кВт суммарной активной нагрузки, а реальные значения коэффициента мощности составляли $\text{tg}(\varphi)$ на шинах 6–10 кВ — 0,4 квар. В современных же условиях из-за изменения структуры потребления общее потребление реактивной мощности приблизительно оценивается в размере 1 квар на 1 кВт суммарного потребления (нагрузки) активной мощности. Именно многолетнее, более 10 лет, непринятие решения, по согласованию Министерства промышленности и энергетики, пункта 4 Постановления Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 530 и приказа Минпромэнерго РФ № 49 от 22.02.07 г. до настоящего времени является одной из причин, ведущей к росту энергоемкости валового продукта сетевого комплекса при транспорте электрической энергии.

Как ни парадоксально, но именно «недобросовестный» потребитель, не желающий устанавливать компенсирующие устройства — конденсаторы — формирует огромные, сверхнормативные потери в электрических сетях сетевого комплекса. На рис. 4 приведены зависимости потерь в сетях электросетевого комплекса от потребления реактивной энергии «недобросовестным» потребителем.

Потребители электрической энергии очень сильно отличаются друг от друга качеством своего потребления активной энергии. Традиционные электрические лампы накаливания с $\cos(\varphi) = 1,0$ являются самыми качественными потребителями с минимальными потерями электрической энергии при транспорте по электрическим се-

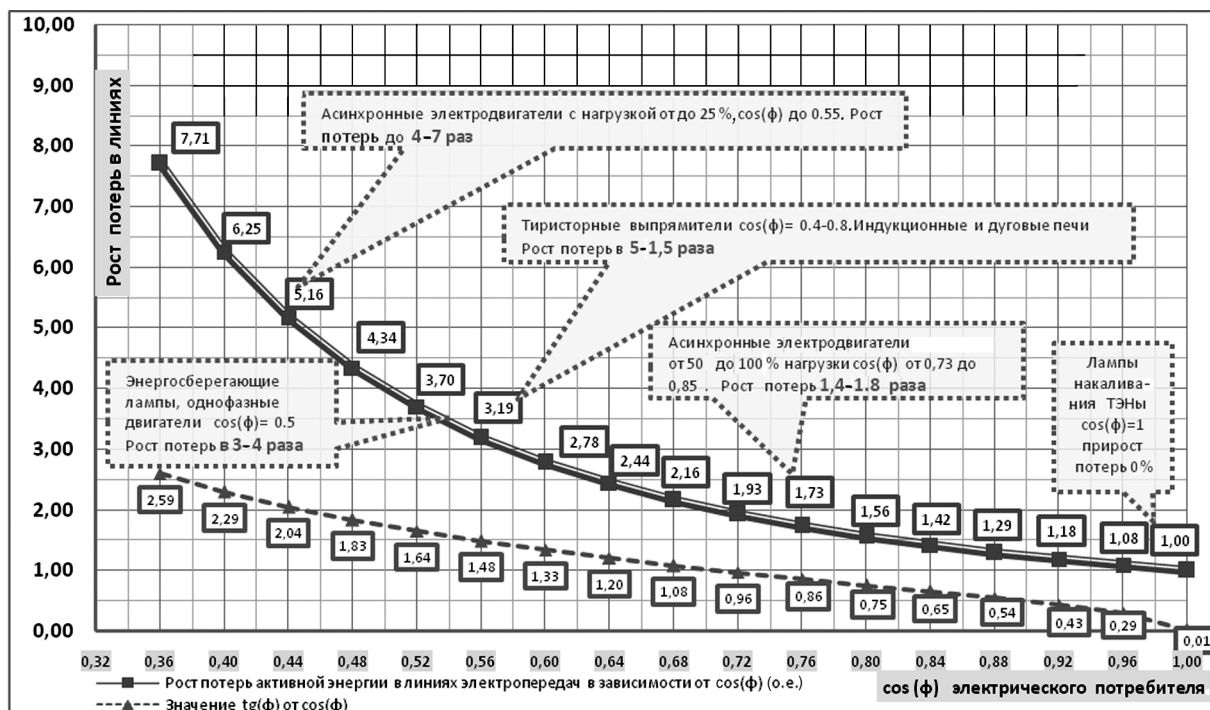


Рис. 4. Рост потерь в сетях МРСК в зависимости от $\cos(\varphi)$ «недобросовестного» потребителя энергии

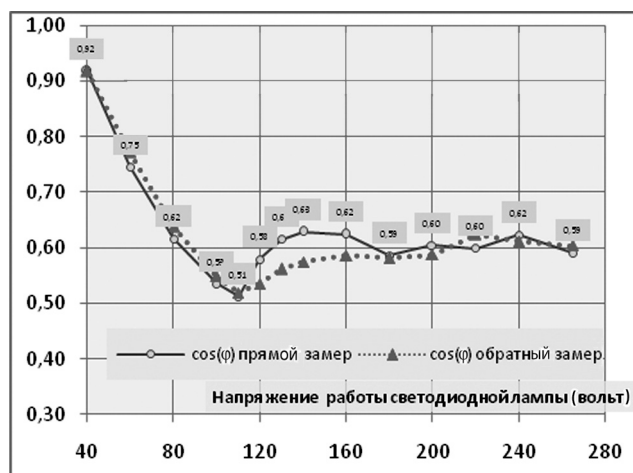


Рис. 5. Cos (φ) светодиодных ламп в зависимости от напряжения

тям. А вот широко рекламируемые энергосберегающие и светодиодные лампы работают всего с $\cos(\varphi) = 0,6$ (рис. 5) и являются самыми некачественными потребителями. При равной величине оплаты за равную потребленную активную энергию, рост потерь от «недобросовестных» потребителей энергосберегающих ламп в электрических сетях МРСК возрастает в 2,8 раза.

Примеры «недобросовестных» потребителей энергии:

- Китайские и различные «энергосберегающие» светодиодные лампы без компенсации — главный враг электросетевого комплекса, вызывающий 2–3-кратный рост энергоемкости в электросетевом комплексе МРСК.

- Один из крупнейших потребителей — Кузнецкий ферросплавный завод, потребляющий электроэнергию $\tan(\varphi) = 0,72$, вызывает рост потерь в электрических сетях МРСК в 1,6 раза. Если бы он восстановил ранее, в советское время установленные, компенсирующие устройства, то снизил бы потери в электрических сетях коллективного пользования. Однако чрезвычайно неэффективный энергетический регулятор (ЧНЭР), применяя «котловой метод», отстаивает позиции разнесения ущерба от наносимого ферросплавным заводом на всех потребителей области.

- Обычный потребитель «Евроазэнерготранспорт» — $\tan(\varphi) = 1,47$ — вызывает рост потерь в сетях МРСК в 3,2 раза.

- Рядовой потребитель «Шахтостроитель», потребляющий электроэнергию с $\tan(\varphi) = 3,9$, вызывает рост энергоемкости потерь в электрических сетях МРСК более чем в 25 раз!

И вся эта технологическая несправедливость вызвана нежеланием (незнанием) ЧНЭР принимать и отвечать за эффективные энергосберегающие решения! Решения, которые должен решать именно регулятор энергетики, а не какой

либо еще дополнительный орган с дополнительной определенной «компетенцией».

Вот же почти более 10 лет ЧНЭР «в пределах компетенции» всякими отписками не решает вопрос по утверждению «Методических указаний по применению повышающих и понижающих коэффициентов в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности» (см. ответ ФСТ от 23.11.2010 № ЕП 9410/12 на запрос ОАО «МРСК-Сибири»). Нежелание (незнание) регулирующих органов понять смысл и необходимость несения потребителями бремени финансовой ответственности за некачественное потребление электрической энергии, еще глубже развило существующую систему перекрестного субсидирования в электроэнергетике. Именно безответственность за скрытое перекрестное субсидирование, разрушавшее годами сформировавшуюся систему целенаправленной работы с потребителями по обеспечению качества потребления по компенсации реактивной мощности, явилось одной из основных причин крупнейшей аварии на подстанции «Чагино» в мае 2005 года.

Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР. Авария на подстанции «Чагино» и неэффективный регулятор.

В заключении Главного технического инспектора ОАО РАО «ЕЭС России» д. т. н., к. э. н., профессора В. К. Паули о причинах аварии на подстанции «Чагино» в мае 2005 г. отмечена негативная роль регулятора по непривлечению недобросовестных потребителей к работе по обеспечению качества потребления:

«Безусловно, будь скомпенсирована реактивная мощность у потребителей Московской энергосистемы, майской аварии 2005 года могло не быть. Скорее всего, ее и не было бы, потому что не было бы такой загрузки реактивной мощностью и соответственного дополнительного провиса отключившейся линии электропередачи, напряжение в узлах было бы выше, генераторы бы не перегрузились из-за форсировки возбуждения с целью увеличения выдачи реактивной мощности, так как она не потребовалась бы, хватило бы времени на загрузку пускаемого оборудования и т. д.»

Комментарий А. Б. Богданова. Это заключение «специалиста-станционника», работавшего на ТЭС, понимающего технологию производства, транспорта и потребления электрической энергии. Однако ЧНЭР, не несущий никакой ответственности за надежность, за энергоемкость российской энергетики до настоящего времени, своим бездействием не считает нужным отказываться от перекрестного субсидирования

в виде «котлового метода» регулирования и в течение многих лет отращается от применения маржинальных тарифов, отражающих качество потребления энергии.

Безусловно, если бы ЧНЭР нес хотя бы какую-то ответственность за причины системной аварии в Чагино и за конкретные показатели снижения энергоемкости энергетики России, выраженное в [т. у. т.], то они бы решили вопрос по «определению компетенции». Но пока нет ответственности по численным показателям, можно годами клятвоносно заверять власть и общество о своей эффективности и пользе.

Для снижения энергоемкости от влияния «реактивки» необходимо:

1. Создать программу «Управление реактивной энергией потребителей».

2. Произвести инвентаризацию договорной работы с выделением 3 групп потребителей:

– потребители с $\text{tg}(\varphi)$ более 0,5 — первоочередные мероприятия;

– потребители с $\text{tg}(\varphi)$ от 0,3 до 0,5 — текущие мероприятия;

– потребители с $\text{tg}(\varphi)$ менее 0,3 — не требующие включения в программы.

3. Внедрить статистическую отчетность по анализу и нормированию $\text{tg}(\varphi)$ потребителей.

4. Подготовить обращение Министерства энергетики в регулирующие органы: в ФСТ, в Минэкономразвития с внедрением договора по многоставочным (маржинальным) тарифам, учитывающим: потребление активной энергии, использование заявленного резерва мощности, потребление реактивной энергии, суточные (сезонные) графики нагрузок и т. д. и т. п.

Четвертое предложение: внедрить анализ «Энергоемкость ЛЭП и трансформаторов».

В настоящее время в сетевом комплексе существуют программы автоматизированного расчета технологических потерь (РТП-3) в электрических сетях. Безусловно, эти программы позволяют производить квалифицированный расчет потерь во всех режимах работы электрических сетей. Но на практике считать на этой программе могут только подготовленные специалисты, имеющие опыт расчетов, однозначность исходных данных, заполненную базу данных. Практически получается так, что существующий программный продукт просто-напросто не применяют для снижения энергоемкости электросетевого комплекса, им пользуется только увлеченный пользователь для повышения эрудиции или же для написания кандидатских статей. На рабочих местах этот инструмент не востребован.

Наглядно почувствовать влияние главных характеристик линии электропередач: а) длины линии; б) сечения провода; в) токовой нагрузки; г) $\text{tg}(\varphi)$ транспортируемой энергии; д) степени загрузки силовых трансформаторов на величину энергоемкости можно сделать упрощенным и универсальным графикам энергоемкости линий электропередач (рис. 6, 7) и трансформаторов (рис. 8).

На графиках наглядно видно, при каких токовых нагрузках для конкретных сечений и длины ВЛ, $\text{tg}(\varphi)$, наступают режимы работы с недопустимой энергоемкостью (потерей энергии). Имея на рабочем месте инженера по энергоэффективности, комплект графиков для каждого напряжения, каждого сечения провода, можно без труда определять центры затрат энергоемкости. Особенно эти

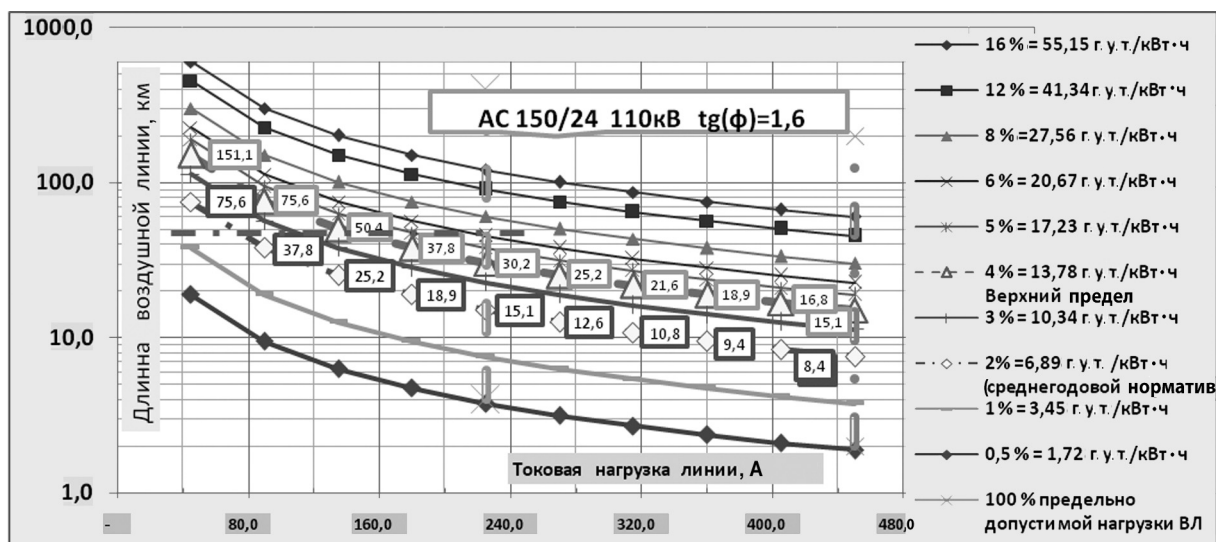
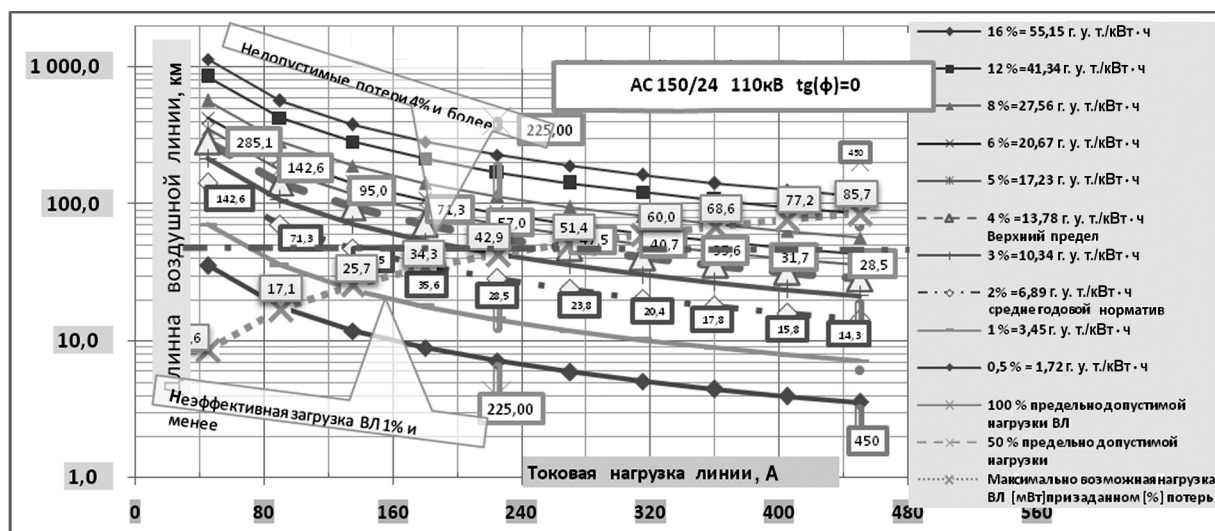


Рис. 6. Энергоемкость (г. у. т./кВт·ч), потери, % от длины линий (км), токовой нагрузки (А)

Рис. 7. Энергоемкость, г. у. т./кВт·ч, потери, % при $\text{tg}(\phi) = 0$

графики становятся эффективным инструментом для сетей низкого напряжения 0,4 кВ.

Разработанные графики энергоемкости (потери энергии) позволяют мгновенно и однозначно производить достоверный анализ и нормирование энергоемкости конкретно для каждой линии в зависимости от: а) длины линии; б) сечения провода; в) нормативной и фактической активной нагрузки; г) нормативного и фактического значения $\text{tg}(\phi)$.

Пример 1. Для линии длиной 50 км при неизменной токовой нагрузке 225 ампер рост потерь активной энергии только за счет роста реактивной энергии от $\text{tg}(\phi) = 0$ до $\text{tg}(\phi) = 1,6$ вызывает рост энергоемкости транспорта энергии в 1,85 раза — с 12,04 г. у. т./кВт·ч до 22,4 г. у. т./кВт·ч (с 3,5 до 6,5 % — рис. 6, 7).

Пример 2. Передача нагрузки с двух трансформаторов 2,5 мВа — загруженных по 25 % на один трансформатор с нагрузкой 50 % — вызы-

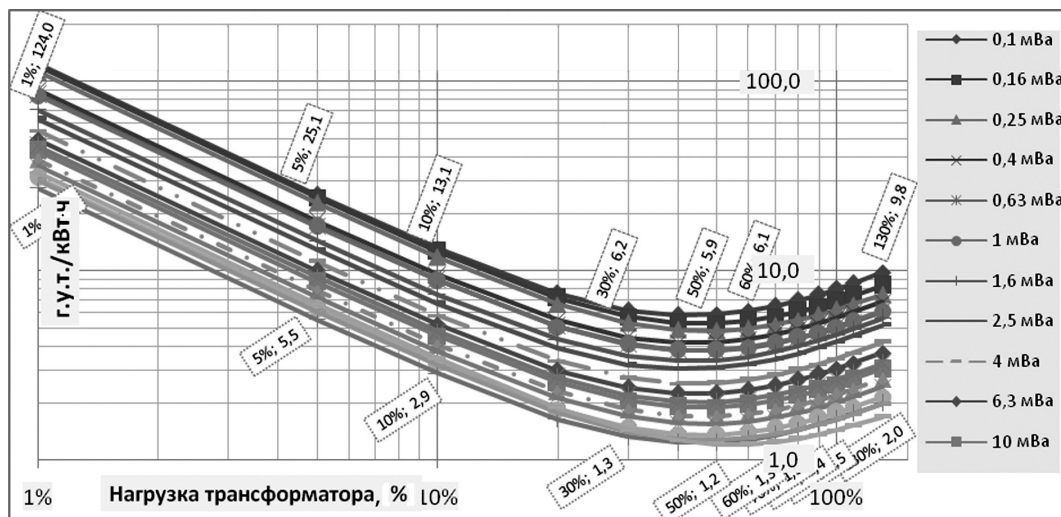
вает снижение энергоемкости с 4,5 до 3 г. у. т./кВт·ч. И наоборот, передача нагрузки с двух трансформаторов по 50 % на один трансформатор с нагрузкой 100 % вызывает рост энергоемкости с 3 до 4,2 г. у. т./кВт·ч (рис. 8).

Для практической реализации метода «Энергоемкость ЛЭП и трансформаторов» необходимо:

1. Произвести инвентаризацию линий электропередач и силовых трансформаторов с разделением на 3 группы:

- линии и трансформаторы с $\text{tg}(\phi)$ более 0,5 — первоочередные мероприятия;
- линии и трансформаторы с $\text{tg}(\phi)$ от 0,3 до 0,5 — текущие мероприятия;
- линии и трансформаторы с $\text{tg}(\phi)$ менее 0,3 — не требующие включения в программы.

2. Внедрить статистическую отчетность по анализу и нормированию $\text{tg}(\phi)$ линий и трансформаторов.

Рис. 8. Энергоемкость трансформации энергии, г. у. т./кВт·ч, при $\text{tg}(\phi) = 0$

3. Создать программу «Управление реактивной энергией линий и трансформаторов в сетевом комплексе».

Пятое предложение: регулировать тарифы по классу энергоёмкости.

Внедрение в отчетность показателя «Энергоёмкость транспорта электрической энергии в электросетевом комплексе» позволяет наглядно сравнить технологическую эффективность и целесообразность транспорта электрической энергии по длинным линиям в сравнении с другими технологиями.

Анализ «Энергоёмкость транспорта электрической энергии» наглядно показывает огромный потенциал снижения энергоёмкости валового продукта региона, страны при замене неэффективных ЛЭП на строительство региональных ТЭЦ. Так, например:

- Отказ от транспорта электрической энергии по линиям электропередач «Тываэнерго» со строительством мощной ТЭЦ в городе Кызыле позволит снизить энергоёмкость энергообеспечения Республики Тыва в 2,2 раза (со $191,2 + 158 = 349,2$ до 158 г. у. т./кВт · ч).

- Отказ от транспорта электрической энергии со строительством собственной ТЭЦ в городе Улан-Уде позволит снизить энергоёмкость Республики Бурятия в 1,58 раза (с $92,4 + 158 = 250,5$ до 158 г. у. т./кВт · ч).

Оценивая эффективность транспорта электрической энергии по показателю **затраты энергии** в виде «процента потерь», при транспорте элек-

троэнергии составляющего 13,9 % от **объема поставляемой потребителям энергии** (см. рис. 2), можно сказать: «Да, черт возьми! Это много, очень много! Каждые 7 кВт · ч бездарно теряются на потери в сетях!» Но и этого мало! Если оценивать эффективность транспорта электрической энергии по показателю **затраты топлива на транспорт** в виде «энергоёмкости», при транспорте электроэнергии наглядно видно, что затраты топлива на транспорт составляют уже $47,8/158 = 30\%$ от **расхода топлива для производства этой энергии на ТЭЦ** (рис. 9). Можно спросить: «Да неужели это так? Где же наша экономика энергетики регионов? Где же наши „эффективные“ государственные регуляторы? Считают по подъездам энергоэффективные лампочки? Ужас! От молчаливого бездействия государственного регулятора каждая 3-я тонна топлива бездарно теряется на потери в электрических сетях!»

Транспорт электрической энергии — это очень дорогое и затратное техническое решение и оно соответственно должно дорого оцениваться. Наш же регулятор, не имея фундаментальных знаний теории и практики энергетического баланса, принимает совершенно противоположные решения и снижает тариф на электроэнергию для компенсации технологических потерь при транспорте по электрическим сетям. Для сравнения привожу прогноз тарифов на потери в электросетевом комплексе (табл. 2). Каждый из читателей может сравнить со своей стоимостью электрической энергии в 2–2,5 раза выше.

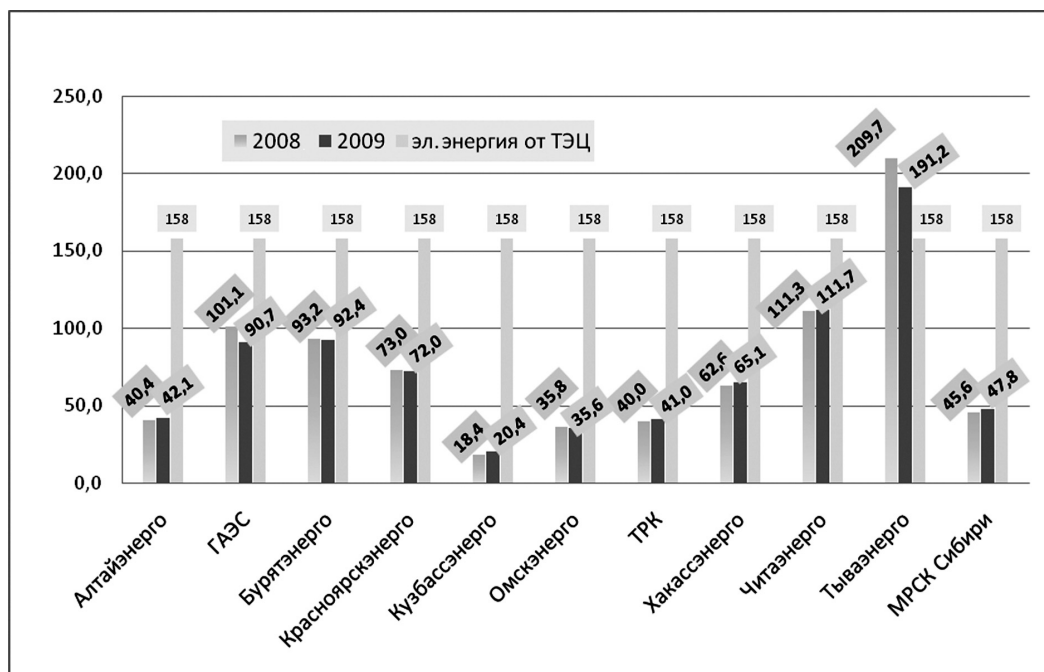


Рис. 9. Сравнение энергоёмкости транспорта электрической энергии по сетям «МРСК Сибири» с энергоёмкостью производства комбинированной ЭЭ на ТЭЦ, г. у. т./кВт · ч

Таблица 2

Прогноз тарифов на потери энергии в электросетевом комплексе, руб./кВт·ч

Регион	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Алтайэнерго	1,165	1,294	1,436
Бурятэнерго	0,507	1,327	1,47
Горный Алтай	1,582	1,6	1,65
Красноярскэнерго	0,840	0,936	1,03
Кузбассэнерго	0,935	1,048	1,165
Омскэнерго	1,039	1,165	1,292
Хакасияэнерго	0,860	0,964	1,182
Читаэнерго	1,184	1,339	1,500
Тываэнерго	0,36	0,62	0,689

Переход с электроотопления по тарифам 36 коп./кВт·ч на тепловые насосы позволяет снизить энергоемкость собственных нужд, обогрева баков масляных выключателей, обогрева помещений, зданий ОРУ в 45–39 раз (с 405–350 до 9 г. у. т./кВт·ч) за счет сбросного тепла трансформаторов (см. рис. 1). Применение тепловых насосов и аккумуляции в грунте сбросного тепла трансформаторов, тепла от солнечных коллекторов, тепловых труб позволит снизить энергоемкость в 9–8 раз (с 405–350 до 43 г. у. т./кВт·ч). Однако регулятору энергетики ничего не нужно! Чем выше энергоемкость, тем ниже тарифы на потери в электросетевом комплексе, и никакие технологии снижения энергоемкости никогда не окупятся!

Серия: Настольные статьи для ЧНЭР. Руководители петербургских компаний не хотят проводить энергоаудит

08.06.11 Энергосовет. Портал по энергосбережению. Петербургские предприятия не мотивированы проводить энергоаудит. Об этом корреспонденту ИА REGNUM сообщил генеральный директор Ассоциации Энергетических предприятий Северо-Западного федерального округа Андрей Алтухов после прошедшего заседания Союза промышленников и предпринимателей Санкт-Петербурга, где обсуждался этот вопрос. По его словам, у руководства компании нет серьезной мотивации, поскольку они не видят выгоды от энергоаудита, а штрафы за его непроведение их не пугают. «На рынке еще не сложилось четкой стоимости за проведение энергоаудита. Однако практика показала, что обычно стоимость составляет от 3 до 6 % от суммарного энергопотребления компанией за год. А штрафы за то, что компания его не провела, составляют от 50 до 250 тыс. рублей, что

не является существенной суммой для бюджета любого предприятия», — рассказал Алтухов.

Он отметил, что **мотивация компаний должна быть чисто экономической**, то есть, чтобы они понимали, что благодаря результатам энергоаудита они смогут спланировать свой бюджет с большей экономией денежных средств. «Энергоаудит проводится раз в пять лет для тех предприятий, годовые затраты которых превышают 10 млн рублей. По результатам энергоаудита руководству выдаются рекомендации по повышению энергоэффективности предприятия. Желательно на основе этих рекомендаций разработать программу по энергосбережению и повышению энергетической эффективности», — подчеркнул Андрей Алтухов.

Однако руководители жалеют средства на это, либо сетуют на то что лишних денег в компании нет. Так, о последнем сегодня в ходе заседания Союза заявил директор ОАО «Ленполиграфмаш» Александр Соловейчик, который также усомнился **в необходимости энергоаудита вообще**. На это Алтухов отвечает тем, что «сегодня в России проблема **в головах, в менталитете**», но он уверен, что хозяйственный руководитель поймет необходимость в энергоаудите. Кроме того, он подчеркнул, что многие компании охотнее прошли бы эту процедуру, если бы государство давало привилегии предприятиям, прошедшим энергоаудит: «Например, предоставление государственных гарантий под кредиты».

Выводы

1. Регулятор электроэнергетического комплекса (ФСТ, РЭК) исключен из практического участия в программах снижения энергоемкости электросетевого комплекса и абсолютно не заинтересован в реализации программ реального

снижения энергоемкости в 1,5–2,5 а в некоторых случаях вплоть до 38 раз.

2. Регулятор энергетического комплекса (ФСТ, РЭК), не имея принципов формирования затрат, отражающих технологию топливного энергетического баланса, принимает совершенно противоположные политизированные решения, пропагандирует «последнюю милю», внедряет систему скрытого и явного перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе.

3. Заниженный в 3–4 раза тариф на электроэнергию для компенсации технологических потерь при транспорте по электрическим сетям создал условия для роста энергоемкости транспорта электрической энергии до 30 % от уровня производства комбинированной энергии на ТЭЦ.

4. Для создания инвестиционно привлекательных энергоресурсосберегающих технологий необходимо внедрять систему «Классификация энергоемкости производства и потребления электрической и тепловой энергии».

Применение расчетов энергоемкости транспорта электрической энергии (г. у. т./кВт · ч) вместо процентов потерь (%) позволяет наглядно и однозначно оценивать альтернативные варианты энергоснабжения.

Компенсация потерь реактивной энергии в «МРСК Сибири» является самой эффективной программой снижения энергоемкости. Для этого необходимо разработать три конкретные программы по доведению $\text{tg}(\varphi)$ до номинального значения менее 0,3–0,5.



**ОАО «Издательство «ПОЛИТЕХНИКА»»
предлагает:**

Под ред. Е. М. Рослякова

НАСОСЫ. ВЕНТИЛЯТОРЫ. КОНДИЦИОНЕРЫ

СПб.: Политехника

ISBN 5-7325-0794-9

Объем 822 с.

Формат 60х90 ¹/₁₆

Тираж 3000 экз.

Представлены типовые конструкции насосов, вентиляторов, кондиционеров, их функциональные и массогабаритные характеристики. Указан порядок подбора оборудования для установки его в сеть в соответствии с требуемыми параметрами. Приведены примеры исполнения и размеры импортного оборудования, применяемого на отечественном рынке.

Справочник предназначен для инженеров проектных организаций и эксплуатационных служб, а также для студентов соответствующих технических вузов.