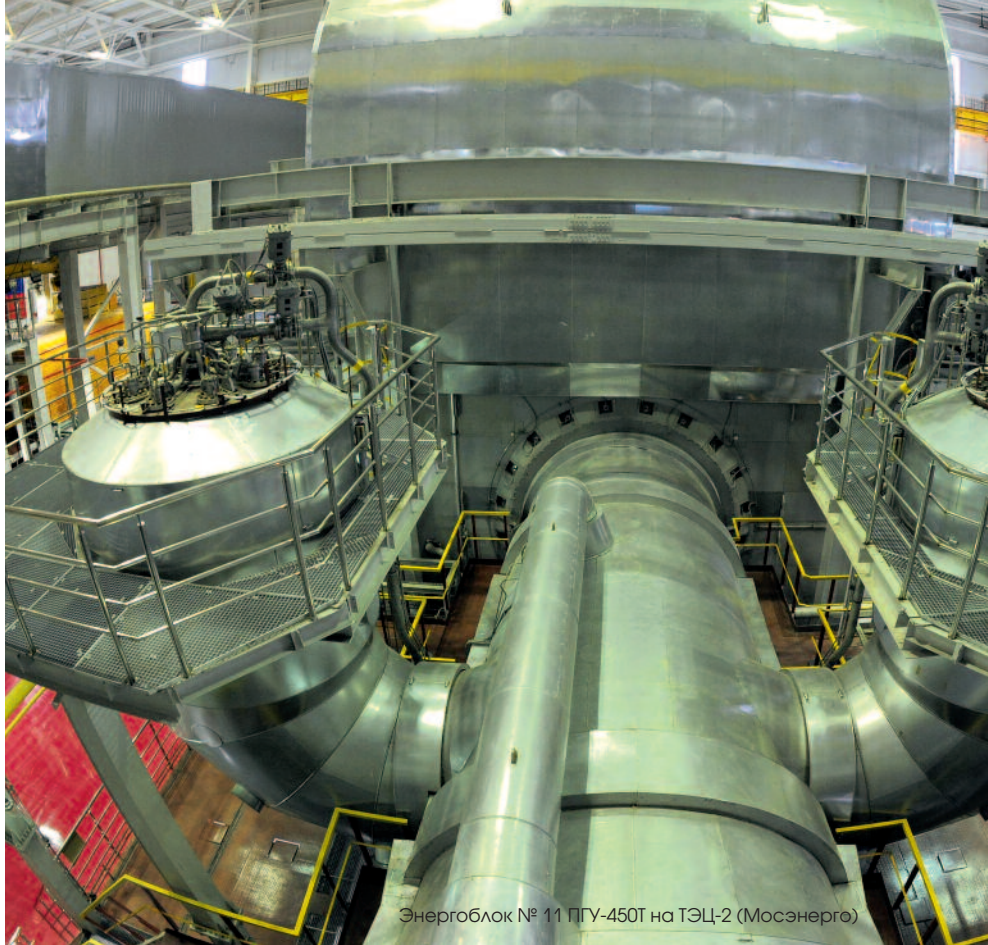




**А. Б. Богданов,**  
главный специалист управления  
энергетической эффективности  
и энергоресурсосбережения  
ОАО «МРСК Сибири»



Энергоблок № 11 ПГУ-450Т на ТЭЦ-2 (Мосэнерго)

## КАК ИЗБАВИТЬСЯ ОТ ПЕРЕКРЕСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

*Причина энергорасточительности России кроется не только в отсутствии инновационных технологий, особом менталитете потребителя или недоработанных законах. Главное зло – перекрестное субсидирование потребителей электроэнергии за счет потребителей тепловой. Из-за этого в нашей стране априори невозможна рыночная система тарифообразования и, соответственно, рыночные механизмы управления ресурсосбережением.*

### История вопроса

Все началось 14 января 1950 года, когда комиссия, выбранная научным совещанием Энергетического института им. Кржижановского (ЭНИИ) АН СССР и секцией теплофикации московского научно инженерного технического общества (МОНИТО), приняла важное и, к сожалению, ошибочное решение: «...Методы распределения экономии топлива при комбинированном процессе выработки тепла и электроэнергии между этими видами полученной энергии не могут вытекать из законов термодинамики и все попытки непосредственного термодинамического обоснования того или иного способа разнесения экономии топлива между видами полученной энергии лишены научного основания» [1]. Это решение является главной причиной возникновения различных видов перекрестного субсидирования в энергетике и приводит к абсурдным методам формирования энергетической политики России.

Почему же до настоящего времени не находится однозначного и убедительного возражения против данного ошибочного решения? Оно есть, но пока существует монополия «электроэнергетики», менять ситуацию невыгодно.

Рассмотрим потери энергии и потери топлива для компенсации потерь энергии в тепловых сетях от ТЭЦ. По большому счету, любая ТЭЦ (ГРЭС) либо сбрасывает теплоту в окружающую среду через градирни, либо передает посредством тепловых сетей на отопительные нужды населению. Тепловая энергия (только тепловая энергия, но не мощность), отпускаемая от ТЭЦ с температурой 40 °С, вообще не содержит топливной составляющей, поэтому должна отпускаться бесплатно, лишь бы был постоянный (круглогодичный) потребитель низкотемпературного тепла. Затраты топлива, необходимые на дальнейший транспорт (передачу) теплоты с сетевой водой составляют 7 % (рис. 1). Именно так можно и нужно оценивать энергетические потоки на рынке тепловой и электрической энергии, т. е. адекватно потерям первичного топлива.

### В пересчете на первичное топливо

К сожалению, привычное для всех понятие «энергия», неверно отражает затраты первичного топлива, особенно при производстве энергии ТЭЦ, и вносит недопустимые (3–4-кратные) искажения при анализе экономичности использования топлива в сложной теплоэнергетической системе.

Подтверждением данного вывода является фундаментальное противоречие в формировании макроэкономической модели развития экономики энергетики общества, отмеченное в [2] более 45 лет назад. Доктор техн. наук В. М. Бродянский писал: «Дискуссия о распределении затрат и расхода

топлива на ТЭЦ между электроэнергией и теплом тянется уже много лет. По существу, это один из участков общего фронта борьбы между административно-чиновничьей системой управления народным хозяйством и управлением, основанном на научной базе и учете законов экономики... Первое, о чем необходимо сказать, это то, что так называемый “физический метод” вообще не может обсуждаться как нечто, имеющее хотя бы самое слабое научное обоснование» [3].

К числу ученых, отстаивающих недопустимость применения существующих методов анализа в экономике энергетики, относится и доктор техн. наук А. И. Андрющенко, утверждающий, что «...удельные расходы топлива на ТЭЦ не являются объективными показателями совершенства ТЭЦ, их применение для формирования тарифов тормозит развитие теплофикации городов и приводит к перерасходу топлива...» [4].

В энергетическом балансе России происходит неуклонное замещение теплофикации, поставка комбинированной тепловой энергии от ТЭЦ на поставку теплоты от котельных. Снижение использования теплоты от ТЭЦ с 1992 по 2009 год составило 63,8 % – с 843,5 до 538,1 млрд кВт·ч (рис. 2). По этой причине рост энергоемкости ВВП (ущерб) составляет не менее 35 млн т у. т. (до 40 % от комбинированной электрической и тепловой энергии). Сегодняшняя ситуация сложилась в результате искусственного разделения технологически единого процесса комбинированного производства энергии на федеральную «электроэнергетику» и на региональную «теплоэнергетику».



Класс энергетической эффективности производства энергии:

- A1.** Сбросная теплота ТЭЦ и ГРЭС с температурой до 40 °С, а также при охлаждении силовых трансформаторов (10 кг у.т./Гкал)
- A2.** Отработанное тепло ТЭЦ с температурой до 80 °С (50 кг у.т./Гкал)
- B1.** Отработанное тепло ТЭЦ с температурой до 150 °С (75 кг у.т./Гкал)
- B2.** Теплота от тепловых насосов с температурой до 60 °С (93 кг у.т./Гкал)
- C1.** Теплота от газовых котельных или сжигания пеллет для отопления (165 кг у. т./Гкал).
- C2.** Электроэнергия ГЭС, ТЭЦ или мини-ТЭЦ (157 г. у. т./кВт·ч)
- D.** Электроэнергия от современной парогазовой установки (210 г. у. т./кВт·ч)
- E.** Электроэнергия от современной газовой ГРЭС высокого давления 240 ата (313 г. у. т./кВт·ч)
- F.** Электроэнергия от конденсационных современных угольных ГРЭС, ТЭЦ и атомных ТЭС (350 г. у. т./кВт·ч).
- G.** Электроэнергия от старых конденсационных ГРЭС и ТЭЦ низкого давления 90 ата (405 г. у. т./кВт·ч)

Рис. 1. Класс (маркировка) энергетической эффективности покупаемого энергетического товара



**Рис. 2.** Рост энергоёмкости ВВП при снижении теплофикации России

**В качестве наглядного примера неадекватности анализа энергоёмкости приведем сравнение потерь энергии и потерь первичного топлива по тепловым сетям города Омска и электрическим сетям ОАО «Омскэнерго» (табл. 1.). На первый взгляд, значение потерь энергии в тепловых сетях гораздо выше, чем в электрических. Однако если смотреть на потери первичного топлива, то транспорт в тепловых сетях эффективнее по сравнению с линиями электропередачи. **Можно сделать следующие выводы:****

- транспорт по линиям электропередач энергии, произведенной по конденсационному циклу ТЭС, – это очень дорогое и топливозатратное решение. Несмотря на кажущуюся высокую эффективность такой передачи, при которой потери энергии составляют всего 8,68 %, реальная потеря первичного топлива, достигает 24,7 %. При сравнении электрических сетей с тепловыми, передающими сбросное тепло, выработанное по теплофикационному циклу от турбин ТЭС, видно, что последние экономичнее, поскольку потери первичного топлива в них равны 10,8 %, что ниже в 2,3 раза, чем в электросетях;
- существующий метод анализа энергоёмкости ВВП, основанный на анализе потерь энергии, глубоко ошибочен. Погрешность оценки эффективности транспорта энергии по линиям электропередач и по тепловым сетям достигает 2–4-кратного значения. Ошибка на макроэкономическом уровне в игнорировании принципа неразрывности производства и потребления тепловой и электрической энергии приводит к глобальному технологическому

перекрестному субсидированию и, как следствие, к росту энергоёмкости ВВП;

- используемые методы статистической отчетности об эффективности производства энергии на ТЭС (форма «6-ТП») допускают абсурдную информацию о КПД производства тепловой энергии более 100 % и абсолютно не отражают смысл и суть потерь первичного топлива при потреблении энергии. Необходимо изменить статистическую отчетность в части анализа экономичности ТЭС. Для обеспечения достоверной отчетности в федеральный закон «О теплоснабжении» следует ввести следующее понятие: теплофикация есть высшая технология энергоресурсосбережения, обеспечивающая при потреблении/производстве комбинированной тепловой энергии на ТЭС снижение энергоёмкости ВВП до 80 % против энергии, произведенной на котельной;
- транспорт электрической энергии на дальние расстояния это самое энергоёмкое, топливозатратное решение, требующее дополнительно роста потребления первичного топлива до 112 %. В регионах необходимо как можно больше строить своих собственных источников комбинированной тепловой и электрической энергии на ТЭС, Ярким образцом нерациональной потери первичного топлива является республика Тыва и Алтайский край (табл. 2). Для всех регионов и особенно для удаленных потребителей необходимо строить собственные источники электрической энергии с производством не менее 70–85 % теплофикационной электрической энергии, произведенной на базе собственного теплового потребления.

Например, для того, чтобы доставить единицу энергии в республику Тыва (потери энергии до 40 %), затраты первичного топлива достигают 111 %. Однако ни на федеральном, ни на региональном уровнях нет органа, формирующего макроэкономические принципы и показатели развития национальной энергетики, который мог бы разобраться в сложившейся ситуации и дать объективную оценку двукратным потерям топлива. Между тем, последовательное развитие теплофикации (генерации электрической энергии на базе теплового потребления) г. Кызыла позволило бы в 2–4 раза снизить энергоемкость ВВП республики Тыва.

### Субсидирование большой электроэнергетики

Копируя опыт западных стран с теплым климатом, существующие нормативные и законодательные документы не учитывают важнейшие национальные особенности:

- климатические характеристики нашей страны («русский холод»), которые влияют на длительность отопительного сезона для теплоснабжения;
- «российские просторы», т. е. огромные расстояния для линий электропередач.

Менеджеры в энергетике не владеют таким понятием, как «принцип неразрывности производства и потребления» тепловой и электрической энергии. Между тем тепловая энергия часто является «побочным продуктом» производства электроэнергии. И, как «побочный продукт», должна быть бесплатной. Однако сетевые компании берут плату за теплоснабжение, чтобы снижать цены на электроэнергию и компенсировать потери в электросетях.

**Именно по причине перекрестного субсидирования в «большой» энергетике совершенно не выгодно заниматься реальным энергоресурсосбережением.** Внедрение тепловых насосов, грунтовых аккумуляторов тепловой энергии, солнечных водонагревательных установок, тепловых труб, хотя и сократит потребление первичного топлива в 7 раз по сравнению с электроотоплением, но с экономической точки зрения внедрение новейших технологий оказывается совершенно не выгодным, т. к. окупится не раньше чем через 10–15 лет. В «большой» электроэнергетике проще платить регулируемые «смешные» цены за электроотопление (77 коп./кВт·ч), за технологические потери в линиях электропередач, чем проектировать тепловые насосы, сезонные аккумуляторы тепловой энергии, тепловые трубы, строить топливосберегающую ТЭЦ со сроком окупаемости более 10–15 лет.

### Энергоресурсосберегающая тарифная политика ТЭЦ

Чтобы прекратить перекрестное субсидирование в энергетике (когда потребители электроэнергии субсидируются за счет потребителей теплоты), надо четко различать четыре вида производимой на ТЭЦ энергии и применять следующие принципы формирования цен:

**1. Комбинированная электрическая энергия ТЭЦ в базовом режиме** – цена по двухставочному тарифу на этот вид энергии не должна быть ниже 95–98 % от цен самой экономичной ГРЭС с одинаковыми параметрами пара, и на таком же виде топлива с КПИТ (коэффициент полезного использования топлива) 35–38 % (350–320 гут/кВт·ч);

**Таблица 1** Сравнение потерь энергии и первичного топлива при транспорте электрической и тепловой энергии на примере г. Омска

Показатель		Электрические сети	Тепловые сети*
Объем транспортируемой энергии	млн кВт·ч/год	9 164	–
	млн Гкал/год	–	8 496 055
Потери энергии при передаче по сетям	млн кВт·ч/год	795	–
	млн Гкал/год	–	1 705 378
	%	8,68	20,07
Потери первичного топлива, %		24,7	10,8

\* Условно все принято от турбин ТЭЦ.



**2. Базовая комбинированная тепловая энергия ТЭЦ** – цена по двухставочному тарифу на тепловую энергию от турбин ТЭЦ в базовом режиме с температурой 80–140 °С не должна быть выше 35–53 % от цены самой экономичной котельной, работающей в базовом режиме, на таком же виде топлива;

**3. Пиковая конденсационная (раздельная) электрическая энергия ТЭЦ** – после устранения основ перекрестного субсидирования конденсационной энергии на оптовом рынке за счет теплофикационной тепловой энергии ТЭЦ, конденсационная электроэнергия ТЭЦ автоматически становится конкурентноспособной (по двухставочному тарифу) с конденсационной энергией ГРЭС, работающей в пиковом режиме с КПИТ не выше 32–35 % (380–350 гВт/кВт·ч);

**4. Пиковая раздельная тепловая энергия от котлов ТЭЦ** – после устранения перекрестного субсидирования цена по двухставочному тарифу пиковой тепловой энергии от котлов ТЭЦ автоматически становится конкурентноспособной с пиковой энергией любой самой экономичной котельной на таком же виде топливе с КПИТ 78–90 %.

### Предложения

- Определять потенциал снижения энергоёмкости ВВП страны и ВРП региона следующим образом:
  - либо до 80 % от годового расхода топлива котельных, работающих в базовом режиме;

- либо до 60 % от расхода топлива ТЭЦ и ГРЭС, вырабатывающих электроэнергию в конденсационном режиме;
- либо от 0 до 60 % в зависимости от технологии комбинированного производства применяемой на ТЭЦ.

- Потенциал снижения энергоёмкости ВВП, ВРП, региона города необходимо определять по технологии комбинированного производства электроэнергии на базе теплового потребления по трем показателям:
  - качество энергоёмкости тепловой и электрической энергии;
  - удельное потребление (выработка) электроэнергии, потребленной (произведенной) на базе теплового потребления;
  - коэффициент полезного использования топлива региона, города, предприятия.
- Необходимо согласовать методы экономического анализа с законами термодинамики. Иначе нам не удастся получить обоснованное регулирование в энергетической политике России.
- Ввести в статистическую отчетность структур прогнозирования и управления развитием экономики энергетики России (Минэкономразвития, Минэнерго, Минрегион, ФСТ, ФАС) показатели, характеризующие энергоэффективность потребления первичного топлива.

**Таблица 2** Прогноз потерь энергии и первичного топлива по линиям электропередачи Сибирского федерального округа (СФО)

Регион	Потери энергии, %			Потери первичного топлива, %		
	2010 год	2015 год	2020 год	2010 год	2015 год	2020 год
Алтай	25,8	21,4	17,6	73,5	61,1	50,2
Бурятия	15,4	16,0	15,0	43,9	45,6	42,8
Тыва	38,5	39,1	39,5	109,8	111,3	112,5
Хакассия	3,0	2,9	2,9	8,5	8,2	8,2
Алтайский край	14,7	14,0	13,0	42,0	39,9	37,1
Забайкальский край	10,6	10,2	9,7	30,3	29,0	27,6
Красноярский край	9,0	7,4	6,8	25,8	21,0	19,5
Иркутская область	8,9	8,4	7,9	25,4	24,0	22,5
Кемеровская область	9,9	9,9	10,1	28,2	28,2	28,7
Новосибирская область	13,5	12,9	11,3	38,4	36,7	32,2
Омская область	12,3	11,5	10,7	35,0	32,7	30,4
Томская область	13,5	14,2	10,8	38,5	40,3	30,9
СФО	10,0	9,3	8,8	28,5	26,6	25,0

- Прекратить практику раздельного прогнозирования показателей энергоёмкости валового внутреннего продукта: отдельно для электроэнергетического комплекса (Минэнерго) и отдельно для теплоэнергетического комплекса (Минэкономразвития).
- Уйти от перекрестного субсидирования в энергетике региона, т. е. прекратить:
  - применение «котлового» метода формирования тарифов с переходом на многоставочные тарифы на основе анализа «маржинальных» издержек. Тарифы не могут различаться в 3–8 раз;
  - перекрестное субсидирование топливом потребителей электроэнергетики за счет потребителей тепла от ТЭЦ. Цены на электроэнергию, покупаемую от ТЭЦ, не должны быть ниже 98 % от уровня цен на электроэнергию, покупаемую от ГРЭС, работающих на таком же виде топлива и равных параметрах острого пара. Цены на тепловую энергию от турбин ТЭЦ с температурой 80–140 °С не должны быть выше 35–53 % от уровня цен тепла от котельных;
  - 2–3-кратное необоснованное занижение тарифов на покупку электрической энергии для производственных нужд электросетевого комплекса (МРСК, МЭС, ФСК) и для электроснабжения котельных входящих в структуру ТГК.
- Разработать методические указания по определению классов качества энергоёмкости производимой тепловой и электрической энергии.

### Литература

1. Вопросы определения КПД теплоэлектростанций: Сб. статей / Под ред. академика Винтера. М.: А., 1953.
2. Шаргут Я., Петелма Р. Эксергия / Пер. с польского; Под ред. В. М. Бродянского. М., 1968.
3. Бродянский В. М. Письмо в редакцию // Теплоэнергетика. 1992. № 9.
4. Андриющенко А. И. О разделении расхода топлива и формирования тарифов на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2004. № 8.
5. Богданов А. Б. Национальные показатели энергетической эффективности России // Энергосбережение. 2010. № 5.

### Основные причины роста энергоёмкости ВВП:

- отсутствие в качестве ориентиров следующих показателей: энергоёмкости энергии, удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, коэффициента полезного использования топлива;
- законодательное и нормативное разделение прежде единой экономики на федеральную «электроэнергетику» и на региональную «теплоэнергетику» с исключением из показателей развития энергетики понятия «теплофикация»;
- переход к модели оптового рынка энергии с общим пулом выработки электроэнергии электростанциями, без наличия адекватного нормативного учета эффективности потребления комбинированной тепловой и электрической энергии;
- прекращение развития магистральных тепловых сетей.

### Пути снижения энергоёмкости ВВП:

- дополнение статистической отчетности показателями, характеризующими энергоэффективность потребления первичного топлива;
- переработка принципов работы оптового рынка энергии в соответствии с технологией производства электрической энергии на базе потребления сбросной тепловой энергии для обеспечения экономических условий для первоочередного развития теплофикации и вытеснения из баланса конденсационной электроэнергии;
- максимальное использование потенциала теплофикации и модернизация систем централизованного теплоснабжения РФ путем обратного перевода тепловых потребителей от котельных на теплоснабжение от ТЭЦ;
- обеспечение экономических условий для разработки инвестиционных проектов строительства новых тепловых сетей, ТЭЦ, мини-ТЭЦ.

