

# ТЕПЛОФИКАЦИЯ

## Котельнизация России – беда национального масштаба

А.Б. Богданов, заместитель начальника департамента перспективного развития Омской ЭГК ТГК-11  
(продолжение, начало в № 10-12, 2006 г.)

**Именно формальное отношение к сложным технико-экономическим процессам производства энергии, основанное на усреднении ради простоты экономического анализа, простоты бухгалтерской и статистической отчетности, привело к неразрешимой проблеме – глубочайшему перекрестному субсидированию в теплоэнергетике России.**

**Цель настоящей статьи – отказавшись от метода «усреднения ради простоты», методологически показать различия в видах энергетических товаров и услуг; выявить центры прибыли и центры убытков энергетического производства; сформулировать предложения по адекватной оценке затрат на обеспечение мощности, производство энергии и содержание резерва.**

### «Всем за счет всех»

Каждому определенному уровню состояния общественных отношений наилучшим образом соответствует свой уровень экономических расчетов. Так, в 1950-х годах был такой период общественно-экономических отношений, когда в том совхозе, где я родился, размер платы за электроэнергию определяли по размеру электрических лампочек и по количеству неопломбированных розеток в квартире. Хорошо помню то время, когда моя мама предупреждала меня, шестилетку, чтобы я случайно не продырявил бумажку с синей печатью, наклеенную на электрическую розетку – иначе нам пришлось бы платить за электроэнергию в два раза больше. Однако, несмотря на такие примитивные способы расчетов за потребленную электроэнергию, советская энергетика развивалась семимильными шагами – потому, что был Госплан СССР, были пятилетки, была государственная программа развития энергетики.

В период плановой экономики в СССР действовал основной принцип государственного советского жизнеустройства – «всем за счет всех». Определить реальную стоимость отдельного производства и его реальные затраты было невозможно. Усреднение экономических расчетов, перекрестное субсидирование в хозяйственной деятельности было буквально в каждой клеточке советского хозяйства. Цены на энергию по всей стране тоже определялись по единому прейскуранту и были относительно стабильными для каждого региона. В Омске, к примеру, стоимость электроэнергии для промышленности составляла 2 коп./кВт·ч, для населения – 4 коп./кВт·ч. Усредненные единые цены на электроэнергию априори включали все виды затрат – на производ-

ство, на транспорт, на присоединение, на распределение энергии, и они определяли так называемый «народно-хозяйственный эффект». Если же надо было построить энергетические объекты, то на уровне Госплана СССР принимались приоритеты развития, и на основе сбора долевого участия каждого министерства строились известные всему миру энергетические объекты, десятки ТЭЦ, ГРЭС и сотни тысяч километров безызвестных тепловых сетей и линий электропередач.

С отказом от Госплана парадигма общественного жизнеустройства «всем за счет всех» преобразилась в практическое понятие «бери, сколько сможешь». Теплоэнергетика как одна из самых основных элементов системы жизнеобеспечения общества оказалась совершенно не подготовлена к смене принципов общественного жизнеустройства, к переходу на рыночные отношения. «Усреднение, ради простоты», которое десятки лет удовлетворяло плановой экономике, совершенно не подходит к организации общественных отношений в рыночных условиях. Мало того, самые худшие стороны субсидирования электроэнергетики за счет региональной теплоэнергетики, узаконенные по политическим мотивам в 1952 г. [1], правопреемниками советской электроэнергетики – РАО «ЕЭС России» – были восприняты и усилены в самом худшем варианте. Опыт старейших энергетиков, разработки отраслевого института «ВНИПИ-энергопром» в вопросах развития теплофикации России оказались не востребованными. Из-за формальности экономических расчетов, отсутствия адекватной экономической модели производства энергии для региона произошло искусственное разделение неразрывного тех-

нологического процесса производства комбинированной энергии на ТЭЦ в пользу электроэнергетики. Именно с формальным разрывом единого технологического цикла на ТЭЦ усреднение экономических расчетов приняло гипертрофированный абсурдный вид неуправляемого перекрестного субсидирования в энергетике. О парадоксах в тарифной политике подробно описано в [2].

### Противоречия существующей тарифной политики в энергетике

В существующей тарифной политике на тепловую и электрическую энергию заложено 6 видов ошибок, логических противоречий, определяющих недостатки сегодняшней тарифной политики.

1. Оценка эффективности потребления топлива в регионе осуществляется не по суммарной потребности топлива для конечного потребителя тепловой и электрической энергии, а по расходу топлива у одного из производителей энергии.

2. Существующие методы ценообразования, основанные на «усреднении ради простоты», пытаются одной мерой оценить затраты для трех совершенно различных видов энергетической продукции: мощности, энергии и резерва мощности.

3. Отсутствует (неразвита) классификация видов энергетических товаров и услуг по качеству, количеству.

4. Отсутствуют (неразвиты) принципы авансирования затрат на соответствующие виды энергетических товаров и услуг.

5. При комбинированном производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ принятый на сегодня метод разделения затрат топлива на тепловую и электрическую энергию не отвечает технологии производства энергии на ТЭЦ.

6. Существующая тарифная политика не стимулирует потребителя к комбинированному потреблению тепловой и электрической энергии, получаемой по комбинированному способу на ТЭЦ. И, наоборот, тарифная политика не принуждает энергорасточительного потребителя к изменению технологии потребления энергии.

Именно существующая тарифная политика на тепловую и электрическую энергию ТЭЦ, основанная на «усреднении ради простоты», принуждает все общество потреблять некачественные энергетические товары и услуги.

Самым главным недостатком существующей тарифной политики является то, что тарифы не отражают технологическую суть производства энергии как по качеству, так и по количеству. Предметом рыночных отношений является не просто количество потребленной энергии, а предоставление мощности в определенное время при определенной расчетной температуре

наружного воздуха. Так, если для котельной нет существенной разницы, когда производится тепло – летом или зимой, то для ТЭЦ это принципиально различные технологии с разницей в расходе топлива в 5 раз. Если летом для горячего водоснабжения можно использовать бросовое тепло, поступающее на градирни ТЭЦ, то зимой для отопления жилья отработанного тепла уже не хватает, и необходимо затрачивать дополнительные первичные источники энергии. Пока хотя бы на одной ГРЭС и АЭС России имеются сбросы тепла в окружающую среду, пока на гидроэлектростанциях России имеются холостые сбросы воды помимо гидроагрегатов, на каждой котельной России, работающей круглый год, летом и зимой, происходят безвозвратные потери 75-80% годового расхода топлива. Если же летом, весной и осенью тепло от ТЭЦ не купят, то это тепло все равно выбросится в окружающую среду – если не на ТЭЦ, так на ГРЭС или АЭС, расположенной за сотни километров от потребителей горячей воды.

Одна из основных ошибок существующего метода ценообразования заключается в том, что для простоты расчета рассчитываются не конкретные тарифы для конкретных видов энергетических товаров и услуг, а усредненные, среднегодовые тарифы. Хотя, среднегодовая цена тепла от ТЭЦ несколько ниже, чем у котельной, она все равно не стимулирует промышленных покупателей тепловой энергии пойти на то, чтобы не сжигать топливо на своих котельных и по обоюдновыгодной цене использовать сбросное тепло от ТЭЦ.

Необоснованность существующей политики формирования тарифов заключается и в том, что цена не отражает количества потребленной энергии по времени. Так, при равномерном потреблении 1000 Гкал в течение года достаточно источника тепла с мощностью 0,11 Гкал/ч. Для производства этого же количества тепла, требуемого для того, чтобы обеспечить зимний максимум нагрузок за расчетную пятидневку, требуется уже 8,3 Гкал/ч. Разница мощностей установленного оборудования составляет 73-кратную величину. Соответственно нужны дополнительные площади, оборудование, специалисты. Оборудование находится в резерве 97% времени и работает только 3% времени, а стоимость покупки энергии одинакова в обоих случаях!

### Виды энергетических товаров и услуг ТЭЦ

В табл. 1 приведена «матрица видов энергетических товаров и услуг ТЭЦ», предназначенная для последующего постатейного анализа и нормирования прямых расходов и накладных издержек энергетического производства. Принципы распределения затрат по видам энергетической продукции ТЭЦ приведены в [2, 3].

Таблица 1. Матрица видов энергетических товаров и услуг ТЭЦ.

№	Калькуляция затрат на <b>энергию</b> , с классификацией по числу часов использования мощности в году [ч/год], по технологии производства и потребления энергии	Суммарные затраты	Тепловая	Электрическая	Комбинированная	
1.	«Базовая» энергия, произведенная как по комбинированному, так и раздельному способу.	6500 ч в год и более	А	А <sub>Т</sub>	А <sub>Э</sub>	А <sub>К</sub>
2.	«Полубазовая» энергия, произведенная как по комбинированному, так и по раздельному способу.	от 1400 до 6500 ч в год	Б	Б <sub>Т</sub>	Б <sub>Э</sub>	Б <sub>К</sub>
3.	«Пиковая» энергия, произведенная как по комбинированному, так и по раздельному способу.	от 1400 ч в год	С	С <sub>Т</sub>	С <sub>Э</sub>	С <sub>К</sub>
4.	Внепиковая, «внебалансовая» энергия, произведенная от паровых турбин, выдаваемая как с применением тепловых насосов, так и без их применения.	потребляется вне балансового пика мощности	Д	Д <sub>Т</sub>	Д <sub>Э</sub>	Д <sub>К</sub>
5.	Внепиковая «внутрибалансовая» (аккумулированная) энергия, запасенная в часы минимальных нагрузок и выдаваемая в часы максимальных нагрузок с применением аккумуляторов тепла.	выдается в часы балансового пика мощности	Ж	Ж <sub>Т</sub>	Ж <sub>Э</sub>	Ж <sub>К</sub>
6.	Сопутствующие товары – теплоноситель (пар, конденсат, сетевая вода, зола), коммерческий учет, диспетчеризация, аренда зданий и т.д.	классификация по технологическому признаку: пар, ГВС, утечки	З	З <sub>Т</sub>	З <sub>Э</sub>	З <sub>К</sub>
Калькуляция затрат на <b>мощность</b> , на <b>резерв</b> мощности с классификацией по технологическому признаку		Е	Е <sub>Т</sub>	Е <sub>Э</sub>	Е <sub>К</sub>	
7.	«Заявленная» мощность, обеспечивающая содержание базовой, полубазовой, пиковой мощностей, необходимых для производства соответствующего вида энергии.	от 0 до 102% от заявляемой мощности ■ «Е1 база» ■ «Е1 полубаза» ■ «Е1 пик»	Е1	Е1 <sub>Т</sub>	Е1 <sub>Э</sub>	Е1 <sub>К</sub>
8.	Сверхбалансовый, «горячий» резерв мощности, для обеспечения надежности теплоснабжения, категории электроснабжения.	до 100% от заявленной мощности, с включением затрат топлива, энергии на обеспечение надежности	Е2	Е2 <sub>Т</sub>	Е2 <sub>Э</sub>	Е2 <sub>К</sub>
9.	Сверхбалансовый, «холодный» резерв мощности, для обеспечения возможности энергообеспечения в краткосрочном периоде.	до 100% от заявленной мощности, с включением части затрат топлива на содержание мощности	Е3	Е3 <sub>Т</sub>	Е3 <sub>Э</sub>	Е3 <sub>К</sub>
10.	Сверхбалансовый «сезонный» резерв мощности.	с включением затрат топлива, энергии на консервацию мощности, содержание персонала	Е4	Е4 <sub>Т</sub>	Е4 <sub>Э</sub>	Е4 <sub>К</sub>
11.	«Внепиковая мощность», для завоевания рынка «летних» потребителей.	с полным исключением затрат на обеспечение мощности	Е5	Е5 <sub>Т</sub>	Е5 <sub>Э</sub>	Е5 <sub>К</sub>
12.	«Заявленный, перспективный» резерв мощности будущих лет.	на время проектирования и строительства объекта заказчика – будущего потребителя энергии	Е6	Е6 <sub>Т</sub>	Е6 <sub>Э</sub>	Е6 <sub>К</sub>
13.	«Незаявленный, безхозный» – резерв мощности не заявленный потребителем.	без включения затрат энергии на содержание мощности	Е7	Е7 <sub>Т</sub>	Е7 <sub>Э</sub>	Е7 <sub>К</sub>

**Базовая энергия «А<sub>T</sub>» – «золушка» энергосберегающей энергетики.** Сектор «А<sub>T</sub>» – это круглогодичная, базовая нагрузка потребителя горячего водоснабжения, которая потребляется до 8760 ч в году. Имея мощность всего 23% от расчетной – 0,23 Гкал/ч, в секторе «А<sub>T</sub>» производится 49% от годового потребления тепловой энергии – 1826 Гкал/год. Каждая единица мощности в секторе «А» используется с коэффициентом эффективности 91%. Такого высокого коэффициента использования мощности (7938 ч из 8760 ч в год) нет ни у одного другого потребителя. Самый ближайший к нему, в секторе «Б», имеет значение в два раза ниже и составляет не более 47% (4116 ч/год).

За счет низкой температуры, необходимой для потребителя (не выше 65 °С), удельная выработка на тепловом потреблении составляет самое большое значение – 0,64 МВт/Гкал. Именно поэтому эти 0,23 Гкал/ч позволяют выработать до 1193 МВт/год электроэнергии «А<sub>Э</sub>» по комбинированному способу и снижают расход топлива как минимум на 41%, 509,4 т у.т./год против 716,7 т у.т./год.

Региональные регулирующие органы, топ-менеджеры энергетики, союз защиты прав потребителей энергии должны знать, что именно тепловая нагрузка сектора «А<sub>T</sub>» обеспечивает производство и потребление самой выгодной тепловой энергии на ТЭЦ и является той «золушкой», которая незаметно, но постоянно, ежедневно обеспечивает максимальное энергосбережение в теплоэнергетике России. Задача «эффективного собственника» как раз и состоит в том, чтобы сформировать тарифную политику на энергию и мощность в регионе таким образом, чтобы всем участникам энергетического рынка в любое время года было выгодно останавливать муниципальные, заводские котельные, и всю нагрузку горячего водоснабжения передавать на теплофикационные отборы турбин ТЭЦ. Тариф на базовую энергию «А<sub>T</sub>» должен быть самым низким и составлять не более 50% от усредненной среднегодовой цены.

**Полубазовая энергия «Б<sub>T</sub>» – сочетание экономичности и надежности.** Сектор «Б<sub>T</sub>» – это полубазовая нагрузка, которая существует в течение работы отопительных систем города до 5200-5400 ч в году. Нагрев сетевой воды производится отработанным паром теплофикационных турбин до температуры не выше 110 °С. Имея мощность 0,38 Гкал/ч (38%) от расчетной величины, производство тепла составляет 1568 Гкал/год – 42% от годовой величины. Каждая единица мощности в секторе «Б<sub>T</sub>» используется с коэффициентом эффективности 47% (4118 ч/год). От каждой единицы мощности осуществляется отпуск тепла в 2 раза меньше, чем для сектора «А», но в пять раз эффективнее, чем для сектора

«С<sub>T</sub>». За счет относительно невысокой температуры, необходимой для потребителя – до 100-110 °С, удельная выработка на тепловом потреблении уже на 15% ниже, чем для базовой нагрузки, и составляет 0,56 МВт/Гкал. Но и в этом случае выработка на тепловом потреблении составляет 876 МВт·ч в год и обеспечивает сокращение расхода топлива не менее, чем на 38% (409,7 т у.т./год против 564,9 т у.т./год при раздельном производстве). Тариф на полубазовую энергию должен быть равен усредненному среднегодовому значению «Б<sub>T</sub>»=1.

Именно нагрузка сектора «А<sub>T</sub>» и «Б<sub>T</sub>» обеспечивает итоговое суммарное сокращение расхода топлива до 37% и экономию топлива за счет использования отработанного тепла турбин.

**Пиковая энергия «С<sub>T</sub>» – кратковременная и очень дорогая энергия.** Сектор «С<sub>T</sub>» представляет собой пиковую энергию, которая необходима для обеспечения отопления и ГВС при температурах наружного воздуха минус 13 °С и ниже, и температурах сетевой воды 110-150 °С. Этот сектор характеризуется крайне низким коэффициентом использования установленного оборудования. Так 39% мощности – 0,39 Гкал/ч, производят только 9,8% энергии – 335 Гкал/год. Число часов использования установленной мощности самое низкое и составляет всего 860 ч в году, что в 9,2 раза ниже, чем для сектора «А<sub>T</sub>». Именно по этой причине тариф на пиковую энергию должен быть в 4-5 раз выше среднегодовой величины.

Для такой кратковременной работы не экономично устанавливать дорогостоящее оборудование – паровые турбины, производящие энергию с низкими затратами топлива. С экономической точки зрения, для кратковременной работы, выгоднее устанавливать так называемые дешевые водогрейные котлы, работающие на дорогом газе или мазуте. Основа для экономических расчетов в этом случае должна быть не в количестве произведенной энергии, а в обеспечении гарантированной мощности, предоставляемой в пиковый период времени.

Именно пиковая энергия в секторе «С<sub>T</sub>» является тем замыкающим видом энергии, которая первая должна находить альтернативные способы ее замены. Это могут быть сочетание централизованного отопления с домашним отоплением в часы минимальных температур, аккумуляторы тепловой энергии, отказ от отопления части помещений, утепление стен зданий, утепление окон, использование тепловых насосов для возврата части потерь тепла. Именно высокая стоимость пиковой энергии является основой для анализа эффективности использования энергосберегающих технологий в энергетике.

**Внепиковая небалансовая энергия «Д<sub>T</sub>» – самая дешевая, но ненадежная энергия.** Под-



Таблица 2. Характеристика видов тепловой энергии, необходимых потребителю, с расчетной мощностью 1 Гкал/ч.

Виды тепловой энергии	Единицы измерения	A <sub>т</sub> , базовая энергия	B <sub>т</sub> , полубазовая энергия	C <sub>т</sub> , пиковая энергия	Сумма A <sub>т</sub> +B <sub>т</sub> +C <sub>т</sub>	Сбросная энергия, D <sub>т</sub> , Ж <sub>т</sub>	
Мощность, необходимая потребителю	Гкал/ч	0,23	0,38	0,39	1,00	до 0,5	
	%	23	38	39	100	до 50	
Потребленная энергия	Гкал/ч	1826	1568	335	3726	до 730	
	%	49	42	9	100		
Число часов использования установленной тепловой мощности	ч/год	7938	4118	860	3726		
Эффективность использования установленной мощности	%	91	47	9,8	42,5		
Температура воды, необходимая для обеспечения отпуска тепла	°С	65	70÷110	100÷150			
Удельная выработка на базе теплового потребления	МВт/Гкал	0,64	0,56	0,0		0,6	
Электроэнергия, произведенная по комбинированному способу	МВт·ч/год	1187	876	–	2063	до 440	
Затраты топлива на производство тепловой и электрической энергии:	т у.т./год	– по комбинированному способу	509,4	409,7	55,3	974,4	
		– по раздельному способу	716,6	564,9	55,3	1336,9	
Перерасход топлива против раздельного способа	о.е.	1,41	1,38	1	1,37	1,4	
Относительная стоимость производства тепловой энергии	о.е.	0,5	1,0	4,0	1,0	менее 0,2	

включение дополнительного потребителя с нагрузкой до 50% от расчетной в секторе «D<sub>т</sub>», позволяет принести дополнительно до 20% годовой выработки – 730 Гкал/год без включения стоимости постоянных затрат, по цене не выше 40% стоимости топливной составляющей. На базе дополнительного теплового потребления ТЭЦ вырабатывает до 440 МВт электроэнергии, за счет чего снижается на 20% доля постоянных издержек для всей электроэнергии, вырабатываемой ТЭЦ на базе теплового потребления. Остальные постоянные и переменные затраты для этого вида энергии исключаются, т.к. они учтены в цене для балансовых потребителей энергии и мощности. Использовать этот вид энергии можно уже при температуре наружного воздуха выше минус 13 °С. Но для того, чтобы можно было использовать этот вид сбросной энергии ТЭЦ, потребителю необходимо обеспечить снижение температуры обратной сетевой воды от ТЭЦ до значения 15-20 °С. Стоимость этого вида энергии составляет не более 20% от стоимости среднегодового тарифа. Этот вид энергии весьма выгоден прежде всего для теплиц, оранжерей, и так же для систем отопления, систем теплоснабжения, потребляющих тепло от «обратной сетевой воды», с низкой температурой, оборудованных абсорбционными тепловыми насосами, потребляющим сбросное небалансовое тепло [4].

Однако, потребители должны отчетливо понимать то, что они обязаны иметь свой источник тепла, и при температурах наружного воздуха

ниже минус 13 °С полностью отключаться от ТЭЦ, т.к. резерв неиспользуемой энергии, который они использовали, будет востребован основными, «балансовыми» потребителями, затраты которых уже учтены в тарифе.

**Сектор «Ж<sub>т</sub>» – дешевая, но недоступная энергия.** Внепиковая, внутрибалансовая энергия «Ж<sub>т</sub>», дешевый, но недоступный для Российской тарифной политики вид энергии. Внепиковая энергия «Ж<sub>т</sub>» – это тот же вид энергии, что и энергия отработанного пара турбин «D<sub>т</sub>», только она используется не для подключения дополнительного потребителя, а для обеспечения существующего внутрибалансового потребителя, за счет замены части генерирующей мощности ТЭЦ на аккумуляторы тепла. Аккумуляторы тепла позволяют значительно оптимизировать производство тепловой и электрической энергии по теплофикационному циклу с минимизированными капитальными вложениями.

Тарифная политика Дании, с трехкратной разницей тарифа за электрическую энергию – от 72 Евро/МВт·ч за пиковую (дневную) энергию до 24 Евро/МВт·ч за базовую (ночную) электроэнергию, делает экономически выгодным для жителей Дании использование огромных, до 2000-4000 Гкал, аккумуляторов тепловой энергии (именно аккумуляторов тепловой энергии, а не аккумуляторов горячей воды), установленных непосредственно на ТЭЦ, а также микроаккумуляторов тепла, установленных на квартире у конечного потребителя [5]. К сожалению, для российской энергетики это решение, а также такие

решения как тепловые насосы, установленные в тепловых сетях, побатарейные регуляторы тепла в квартирах, системы поквартирного регулирования учета потребления тепловой энергии и тепловой мощности и т.д. – пока экономически и технически недоступны. Из-за политического давления в энергетике существующая тарифная политика, усреднение затрат, перекрестное скрытое (социальное) и явное (технологическое) субсидирование не позволяют предложить на конкурентный рынок энергии новые виды энергетической продукции.

Применение аккумуляторов тепловой энергии позволяет повысить эффективность использования мощности теплофикационных отборов турбин, повысить коэффициент теплофикации и увеличить объем использования сбросного тепла [6].

**Сопутствующие товары и услуги – «З».** В стоимость сопутствующих товаров и услуг энергетического производства, не входящих в стоимость энергии, мощности, резерва, входят следующие затраты:

- на восполнение потерь пара и конденсата;
- на подготовку подпиточной воды для тепловых сетей;
- на отпуск золы и шлака;
- на отпуск «на сторону» технической воды;
- на обеспечение хозяйственных нужд предприятий, на содержание и аренду зданий и сооружений и т.д.
- на разработку схем перспективного развития тепло- и электроснабжения региона;

- на обеспечение перспективного развития региона (поселения), на ведение перспективных схем теплоснабжения, на ведение схем электроснабжения;

- на проведение энергетических аудитов, разработку обоснований инвестиций (ОИ);

- на транзит мощности и энергии;

- на диспетчерское обслуживание;

- на допуск потребителей к тепловым и электрическим сетям;

- на метрологическое обеспечение и сопровождение сторонних потребителей;

- на специализированное ремонтное обслуживание сторонних предприятий;

- и т.д. и т.п.

(продолжение следует)

#### Литература

1. Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей. Сборник статей под редакцией Винтера А.В. Госэнергоиздат, 1953.
2. Богданов А.Б. «Теплофикация – золушка энергетики». // «Энергетик», 2001, № 11, с. 5-10.
3. Богданов А.Б. «Маржинальные тарифы в энергетике». // «ЭнергоРынок», № 4 (17), 2005 г. С. 18-22.
4. Богданов А.Б. «Тепловой насос и теплофикация». // «Сантехника, Отопление, Вентиляция» СОК, № 3, 2002 г. С. 56-59.
5. Шкаровский А.Л. Индивидуализация систем отопления и горячего водоснабжения как способ повышения теплоэнергоэффективности централизованного теплоснабжения. Информационный бюллетень «Теплоэнергоэффективные технологии», № 4 (37), 2004 г. С. 57-62.
6. Богданов А.Б. Проблемы энергосбережения в России. // «ЭнергоРынок», № 6 (19), июнь, 2005 г. С. 52-56.