



### **Александр Богданов**

заместитель начальника департамента перспективного развития  
Омской электрогенерирующей компании, аналитик теплоэнергетики

# Котельнизация России – беда национального масштаба

**Т**еплофикация — это процесс централизованного обеспечения потребителей тепловой энергией, полученной на ТЭЦ комбинированным способом — с помощью выработки тепловой и электрической энергии в единой технологической установке, позволяющий экономить 50% топлива для потребителей электроэнергии. Котельнизация — процесс, обратный теплофикации, т. е. переход от централизованного комбинированного потребления тепловой и электрической энергии ТЭЦ на раздельное: теплоснабжение от котельных и электроснабжение от ГРЭС, ТЭЦ, работающих в конденсационном режиме. При переходе от ТЭЦ к котельным потери энергии (выброс в окружающую среду) увеличиваются до 70÷80% от годового потребления топлива котельной.

### **Пора переосмысления**

Советская энергетика переводится на работу в рыночных условиях. Минувший 2005 г. также внес свой вклад в дальнейшее развитие отрасли: АО-энерго по аналогии с западными компаниями раздели-

лись по профильным видам деятельности и подготовились к переходу на рыночные отношения. Однако западная модель не подходит российским потребителям. Наши просторы и холода вынуждают отечественную энергетическую «идти своим путем». Одной из самых серьезных ошибок как во времена Госплана, так и на начальном этапе реформирования энергетической России, на мой взгляд, является решение о разработке концепции развития только электроэнергетики, без учета особенностей комбинированного производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ. Опыт «старых» теплоэнергетиков, представителей академической науки, касающийся необходимости приоритетного дальнейшего развития теплофикации, не был осмыслен и учтен в должной мере.

В результате одно из величайших достижений советской плановой экономики — последовательное развитие теплофикации — осталось без государственной и правовой поддержки. Как следствие спустя 10 лет в центре Омска, города с миллионным населением, в зоне дейст-

вия тепловых сетей стали строиться котельные. Несмотря на 95%-ный резерв тепловой мощности омских ТЭЦ, которого хватит до 2015 г., тепловые потребители города стали отключаться от действующих ТЭЦ в пользу вновь построенных котельных. Под эгидой Госстроя РФ в Омске стали проводиться показательные семинары, конференции по передаче «передового» опыта строительства котельных в жилых микрорайонах и методам борьбы с естественными монополистами.

Из-за потери энергосберегающего эффекта от комбинированного производства 70—80% топлива, сожженного в котельной, бездарно выбрасывается в окружающую среду. Парадокс! Если в Дании законом «О теплоснабжении» запрещено строительство котельных без комбинированного производства электроэнергии, то в Омске, наоборот, средства вкладываются в отключение от централизованного теплоснабжения. Теплофикация — совместное производство тепловой и электрической энергии, дающее региону возможность экономить 50% топлива для потреби-

телей электроэнергии — в региональной энергетике оказалась невосстановленной.

В России до сих пор нет эффективных собственников, регуляторов и законодателей, которым действительно был бы выгоден коллективный оптимум в виде 50%-ного снижения расхода первичного топлива для потребителей электроэнергии. Проблема возникла на стыке профессий. Менеджеры не знают технологии, технологи не владеют экономической теорией, а политики принимают свои решения в отрыве от экономики отрасли. Региональную энергетiku нельзя сводить только к политике, экономике и огромным денежным потокам: это прежде всего высокие технологии, и разрабатывать стратегию развития энергетики должны профессионалы, знающие технологию и экономическую основу производства энергии. Главной причиной котельнизации общества является общая безграмотность в вопросах теплофикации, поверхностный подход к проблемам экономики энергетики, усреднение ради простоты отчетности и нормирования, а также некомпетентность менеджеров муниципальной энергетики, регулирующих и контролирующих органов.

### **Выработка электроэнергии на тепловом потреблении — главный показатель эффективности теплоэнергетики региона**

С момента появления в России первой ТЭЦ и по сей день теплоэнергетики пытаются определить уровень технического совершенства производства энергии на ТЭЦ по двум показателям:

- абсолютной теплоэнергетической эффективности: коэффициент полезного использования топлива, КПИТ (%);

- относительной эффективности: удельный расход топлива на электроэнергию (г/кВт·ч, кг/МВт) и удель-

ный расход топлива на тепловую энергию (кг/Гкал, кг/МВт).

КПИТ — это показатель, характеризующий эффективность работы сложной теплоэнергетической системы, но он не учитывает различие качества тепловой и электрической энергии. В результате КПИТ котельной равен 92—95% — в 2,3 раза выше, чем КПИТ самой современной ГРЭС, составляющий 42% (а остальные 58% энергии топлива, сожженного на ГРЭС, выбрасываются в окружающую среду). Тот факт, что КПИТ модульной котельной столь высок, а потери по неизолированным тепло-трассам достигают 20% и более, кажется убедительным доводом для вложения средств в котельные и обоснования отказа от теплофикации. Однако этот аргумент организаторов котельнизации неверен.

Если по вопросу определения КПИТ ТЭЦ нет принципиальных разногласий, то определение удельного расхода топлива на тепловую и электрическую энергию ТЭЦ обсуждается уже 85 лет — со дня появления первой ТЭЦ. Неоднозначность расхода топлива на тепловую и электрическую энергию при их комбинированном производстве стала предметом научных споров и политических решений в 1952 и 1992 гг.<sup>1</sup> о глубочайшем скрытом перекрестном субсидировании потребителей электрической энергии за счет потребителей тепловой энергии от ТЭЦ.

Если в советское время перекрестное субсидирование обеспечило так называемый народнохозяйственный эффект и контролировалось Госпланом, то после перехода на рыночные отношения оно привело к серьезному искажению стоимости производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, в результате чего комбинированный способ производства тепловой энергии, позволяющий экономить 50% топлива на электроэнергию, стал отвергаться в пользу котельных.

Однако не удельный расход топлива и не КПИТ являются определяющими показателями, характеризующими эффективность ТЭЦ, ПГУ и ГТУ, а удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления  $W$  (МВт/Гкал, МВт/МВт). Например, для современной мини-ТЭЦ с низкими параметрами пара на турбине 13 ата и  $T = 250\text{ }^\circ\text{C}$  удельная выработка составляет 0,234 МВт/Гкал; для современной ТЭЦ с паровой турбиной 130 ата и  $T = 550\text{ }^\circ\text{C}$  она поднимается в три раза, достигая 0,62 МВт/Гкал; а для перспективных ПГУ-60 МПП «Салют» с котлами-утилизаторами, рассчитанными на давление 90 ата и  $T = 540\text{ }^\circ\text{C}$ , удельная выработка повышается до максимально возможного значения 1,4 МВт/Гкал. Применение тепловых насосов с утилизацией теплоты парообразования из уходящих газов котлов позволяет увеличить коэффициент топливоиспользования ТЭЦ с  $88 \div 92\%$  до  $96 \div 104\%$  (наличие низкотемпературного потребителя до  $60\text{ }^\circ\text{C}$  позволяет использовать скрытую теплоту парообразования, которая, как правило, выбрасывается в атмосферу и не учитывается при определении КПИТ; в таком случае итоговый коэффициент может превышать 100%).

Заводы-изготовители газовых турбин, стремясь привлечь покупателей, часто действуют некорректно, указывая только удельный расход топлива на выработку электроэнергии, например  $135 \div 150\text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$ , но не сообщая взаимно увязанную величину удельного расхода топлива на тепловую энергию.

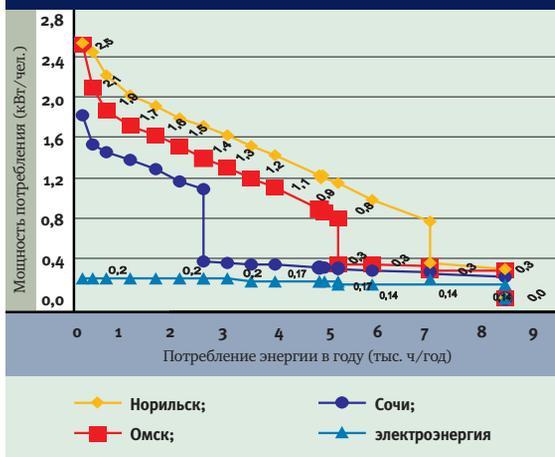
Однако однозначными показателями высокой эффективности комбинированного производства энергии являются только выработка электричества на базе теплового потребления и КПИТ.

### **Население и «бюджетники» — «доноры» энергосбережения**

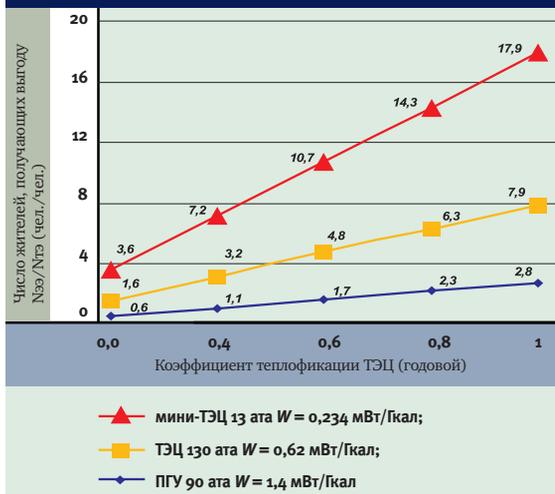
Уже много лет бытует мнение, что производство тепловой энергии

<sup>1</sup> Вопросы определения КПИТ теплоэлектроцентралей // Сб. докладов под общей редакцией акад. А. В. Винтера. — М.—Л.: Госэнергоиздат, 1953; Бродянский В. М. Письмо в редакцию. К дискуссии о методах разделения затрат на ТЭЦ // Теплоэнергетик. — 1992. — № 9.

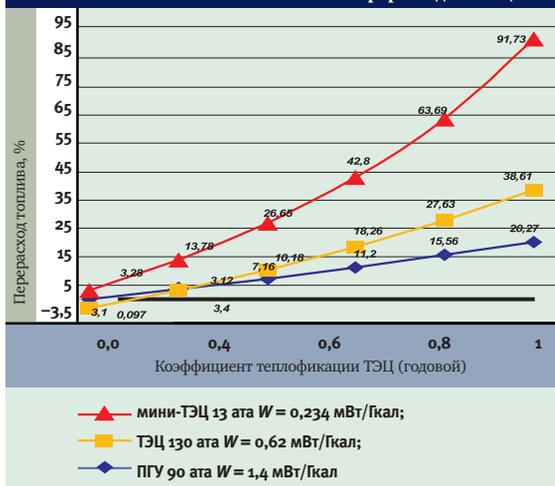
**Рис. 1. Мощность потребления тепловой и электрической энергии на одного жителя (кВт/чел.)**



**Рис. 2. Удельное число жителей региона, получающих выгоду на базе теплового потребления одного жителя — «донора» от ТЭЦ**



**Рис. 3. Перерасход топлива при переходе от централизованного отопления от ТЭЦ к раздельному от котельных (DB<sub>перерасход</sub>/DB<sub>ТЭЦ</sub>)**



на ТЭЦ является убыточным и что государство якобы дотирует выработку тепла для населения за счет выгодной электрической энергии. До сих пор в информационных материалах РЭК сообщается о льготных тарифах для населения. Однако квалифицированные теплотехнические расчеты расхода первичного топлива, выполненные без политического давления и без учета перекрестного субсидирования, наличие которых предусмотрено в существующих нормативных документах<sup>2</sup>, показывают, что каждый потребитель тепла отработанного пара ТЭЦ исключительно выгоден, поскольку обеспечивает экономию первичного топлива на 20—90% (рис. 2) не только для себя, но и для других потребителей электроэнергии, не получающих тепло от ТЭЦ. У жителей страны с холодным климатом потребление тепловой энергии в 10—12 раз больше, чем потребление электрической (рис. 1), а значит, те, кто покупает тепло ТЭЦ, обеспечивают экономной электроэнергией, выработанной на базе теплового потребления, не только себя, но и 2÷17 жителей региона.

«Бюджетники» — детский сад, школа, общественные организации, медицинские учреждения, население, — потребляющие тепло и электроэнергию от ТЭЦ, не только не нуждаются в дотациях, а наоборот, являются «донорами», которые субсидируют других потребителей, не использующих тепловую энергию ТЭЦ.

На рис. 2 показано, что каждый горожанин, потребляющий тепло в виде отопления и горячего водоснабжения от современной ТЭЦ с параметрами пара 130 ата и  $\alpha_{\text{ТФ}} = 1,0$ , обеспечивает экономию при производстве электроэнергии как для себя, так и для 6,9 жителей области (итого 6,9 + 1,0 = 7,9 человека). Чем выше удельная выработка на тепловом потреблении  $W$ , тем большему числу жителей области можно пре-

доставить недорогую электроэнергию от ТЭЦ. Относительно простые мини-ТЭЦ с параметрами пара  $P = 13$  ата и  $T = 250$  °С вырабатывают экономную электроэнергию всего для 2,8 жителей, зато совершенная в технологическом отношении ПГУ-60 обеспечивает экономной электроэнергией на базе теплового потребления одного горожанина уже 17,9 жителей региона!

Технические расчеты по определению расхода топлива показывают, что котельнизация — переход от комбинированного энергопотребления к раздельному использованию тепловой и электрической энергии — приводит к огромному перерасходу топлива по региону и по стране в целом. Даже при трехкратном повышении тепловых потерь в виде энергии первичного топлива в магистральных и квартальных тепловых сетях (с 5 до 15%) суммарный перерасход первичного топлива на обеспечение жителей равным количеством тепловой и электрической энергии составляет: для ТЭЦ 130 ата — 38,6%, для мини-ТЭЦ 13 ата — 20,3%, для ПГУ 90 ата — 91,7% (рис. 3).

**Кто выигрывает и кто проигрывает от котельнизации России**

Отключение тепловых потребителей от ТЭЦ влечет за собой перерасход топлива для потребителей электроэнергии в регионе и потребителей тепла от котельной, наносит ущерб экономике ТЭЦ. В качестве примера в табл. 1 указан размер ущерба для потребителей электроэнергии и тепла омских ТЭЦ, лишившихся тепловых потребителей «доноров» с нагрузкой 77 Гкал/ч.

Оппоненты могут возразить, что основанием для принятия решений являются не промежуточные технические показатели в виде удельного расхода топлива, а итоговая величина — цена тепловой и электрической

<sup>2</sup> Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования (РД 34.08.552-95), утвержденные Минтопэнерго РФ 24 ноября 1995 г.; Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденные приказом ФСТ № 20-э/2 от 6 августа 2004 г.; Инструкция по планированию, учету и калькулированию себестоимости производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, утвержденная Минэнерго СССР 18 марта 1970 г.

**Таблица 1. Ущерб от переключения 77 Гкал/ч тепловых потребителей от ТЭЦ к котельным**

1. Омские ТЭЦ:		
- теряют потребителей «доноров» комбинированной тепловой энергии	До 28,7 тыс. чел.	
- теряют потребителей электрической энергии, которые получают электроэнергию по комбинированному способу производства и автоматически переходят на оптовый рынок электроэнергии	До 222,0 тыс. чел.	
- теряют реализацию тепла (цена 291,1 руб./Гкал)	До 297 тыс. Гкал/год	86,4 млн руб./год
- теряют реализацию электроэнергии (цена 0,712 руб./кВт·ч)	До 180 млн кВт·ч/год	128,2 млн руб./год
Итого потеря реализации для омских ТЭЦ		214,6 млн руб./год
- ТЭЦ и тепловые сети увеличивают затраты на содержание неиспользуемого резерва тепловых мощностей омских ТЭЦ (1718 Гкал/ч, 33,8%)		Резерв неиспользуемых тепловых мощностей ТЭЦ увеличивается до 1718 + 77 = 1795 Гкал/ч
2. Население Омской области — конечные потребители тепловой и электрической энергии		
- оплачивают бесполезный перерасход первичного топлива на ГРЭС оптового рынка по цене 1159 руб./т у. т.: (0,335 – 0,1482) 180 = 33,6 тыс. т у. т.	33,6 тыс. т у. т./год	40,0 млн руб./год
- оплачивают в тарифе затраты на бесполезно построенные котельные, газовые сети, водопровод, электрические сети: 77 x 3,5 млн руб./Гкал	77 Гкал/год	270 млн руб.
3. Региональная энергетическая комиссия, природоохранные органы согласовывают строительство экономически и экологически не обоснованных котельных, не выполняют обязанности по сокращению выбросов вредных веществ, определенные Киотским соглашением по сокращению теплового загрязнения от бесполезно сожженного газа (33,6 x 7/8,06) 2,25 = 65,6 т/год	33,6 тыс. т у. т./год 65,6 т NOx/год	
4. Спонсоры завода, производящего водогрейные котельные, приобретают рынок сбыта водогрейных котлов	До 77 Гкал/ч	До 150 млн руб.
5. Собственники вновь построенных водогрейных котельных приобретают объемы реализации продукции по цене >~ 350 руб./Гкал	297 тыс. Гкал/год	>~105 млн руб./год
6. Собственники ГРЭС завоевывают рынок сбыта электрической энергии по конденсационному циклу (цена 0,4 руб./кВт·ч)	До 180 млн кВт·ч/год	До 72 млн руб./год

кой энергии, учитывающая все затраты. Да, это верно, однако существующие в энергетике методики ценообразования представлены таким образом, что переменные и постоянные издержки при производстве энергии распределяются пропорционально расходу топлива. Именно по этой причине современная система разделения затрат и формирования тарифов на регулируемом рынке не отражает объем издержек при производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ. Следствием неадекватного определения и распределения издержек на ТЭЦ является технологическое (неявное) и социальное (явное) перекрестное субсидирование в теплоэнергетике, достигающее 400—800%.

### **Перекрестное субсидирование — первая глубинная причина котельнизации**

Согласно проекту федерального закона «О теплоснабжении» государственному регулированию в сфере теплоснабжения подлежат 13 видов цен (тарифов):

1. На тепловую энергию.
2. На теплоноситель.
3. На предоставляемую тепловую мощность.
4. На тепловую энергию, поставляемую защищаемым группам потребителей.
5. На теплоноситель, поставляемый защищаемым группам потребителей.
6. На присоединенную мощность для защищаемых групп потребителей.
7. На услуги по передаче и преобразованию тепловой энергии.
8. Сбытовые надбавки организаций, осуществляющих продажу тепла.
9. На поддержание резервной тепловой мощности источника.
10. На поддержание резервной тепловой мощности теплосети.
11. На присоединение к тепловым сетям.
12. На управление режимами работы инфраструктуры (тепловой диспетчер) и разработкой программ

комплексного развития систем теплоснабжения.

13. На осуществление коммерческого учета тепловой энергии.

Благодаря разделению затрат по различным видам цен (тарифов) предполагается сделать прозрачными объемы скрытого перекрестного субсидирования, выявить центры прибыли и центры убытков для каждого из 13 видов регулируемых тарифов в теплоэнергетике региона. Но ни федеральный закон «Об электроэнергетике», ни проект федерального закона «О теплоснабжении» не дают ответа на вопрос, что делать с огромными неиспользуемыми резер-

вами мощностей источников энергии, транзитных линий электропередач, магистральных и квартальных тепловых сетей. Кто будет содержать оборудование с долгосрочным (более двух лет) резервом мощности порядка 4% — потребитель, оплачивающий затраты на обеспечение долгосрочного резерва мощностей, или собственник, у которого есть огромные резервы, но нет реальной перспективы роста спроса на них?

Результаты технико-экономического анализа сложных теплоэнергетических систем с расчетом относительного прироста удельного расхода топлива на прирост тепловой на-

**Таблица 2. Удельный расход топлива на комбинированную, тепловую и электрическую энергию ТЭЦ**

	Раздельное энергопотребление			Комбинированное энергопотребление от ТЭЦ			Перерасход топлива при переходе от комбинированного потребления к раздельному
	электроэнергия ( $N_{\text{конд}}$ )	тепловая энергия ( $Q_{\text{котл}}$ )		удельная выработка ( $W$ )	комбинированная теплоэлектроэнергия ( $S_{\text{комб}}$ )		
		кг/мВт	кг/мВт		кг/Гкал	мВт/Гкал	
ГРЭС + котельная	331,5	144,2	167,7	0,0	–	–	–
Мини-ТЭЦ 13 ата	712,2	149,6	173,9	0,234	149,6	173,9	20,3
ТЭЦ 130 ата	366,0	148,3	172,4	0,62	148,3	172,4	38,6
ПГУ 90 ата	218,9	129,2	150,2	1,4	129,2	150,2	91,7

**Таблица 3. Показатели эффективности процессинга топлива на ТЭЦ и котельных**

	Котельная «Южная»	ТЭЦ «Северная-1»	ТЭЦ «Северная-2»	ТЭЦ «Восточная»	Котельная «Западная»
Топливо	Газ	Газ	Уголь	Уголь	Газ
Отпуск электроэнергии ( $N_{\text{ТЭЦ}}$ , млн кВт·ч)	–	1225,8	1547,9	2547,5	–
Отпуск тепловой энергии ( $Q_{\text{ТЭЦ}}$ , тыс. Гкал)	1009	4302	3351	4176	1246
Электроэнергия конденсационная ( $N_{\text{конд}}$ , млн кВт·ч), % от отпуска электроэнергии	–	287,6 (23,4)	648,7 (41,8)	687,3 (27)	–
Тепловая энергия РОУ, котлов ( $Q_{\text{котл}}$ , тыс. Гкал), % от отпуска тепла	1009	313 (7,2)	232 (6,9)	86,6 (2,07)	1246
Отпуск комбинированной энергии ТЭЦ ( $S_{\text{комб}} = N_{\text{комб}} + Q_{\text{комб}}$ ), тыс. Гкал	–	939,2 x 0,86 + 3898 = 4705	899,2 x 0,86 + 3119 = 389219,9	1860,2 x 0,86 + 4089 = 5689	–
Доля электроэнергии в комбинированной энергии ( $d_{33}$ ), %	–	17,2	19,9	28,1	–
Эффективность процессинга топлива на ТЭЦ ЭПТЭЦ, руб./руб., в том числе:	0,6866	0,9302	0,8626	1,4653	0,809
эффективность процессинга комбинированной теплоэлектроэнергии (ЭП <sub>комб</sub> ), руб./руб.	–	1,155	1,2896	1,8023	–
эффективность процессинга конденсационной электроэнергии (ЭП <sub>конд</sub> ), руб./руб.	–	–0,138 убыток!	–0,134 убыток!	0,3753	–
эффективность процессинга тепловой энергии (ЭП <sub>котл</sub> ), руб./руб.	0,6866	0,6972	0,6906	0,9393	0,809

грузки по диаграммам режимов паровых турбин (рис. 4 и 5) показывают, что в настоящее время в теплоэнергетике сложилось глубочайшее

перекрестное субсидирование между 15 разнохарактерными видами товаров и услуг, подлежащих квалифицированному анализу и регули-

рованию, при производстве, транспорте, распределении от ТЭЦ, котельных, тепловых и электрических сетей:

1. Тепловая, электрическая энергия у производителя — базовая, полубазовая, пиковая.

2. Тепловая, электрическая энергия у потребителя — базовая, полубазовая, пиковая.

3. Тепловая и электрическая энергия у транспортировщика — базовая, полубазовая, пиковая.

4. Мощность и энергия у производителя ТЭЦ, ГРЭС, котельной.

5. Мощность и энергия у различного типа потребителей.

6. Мощность и энергия у транспортировщика (тепловые и электрические сети).

7. Высокопотенциальное (более 115 °С) и низкопотенциальное (до 70 °С) тепло от ТЭЦ.

8. Близлежащие и удаленные потребители тепловой и электрической мощности и энергии.

9. Дотируемые потребители и потребители-«доноры», формирующиеся по социальному признаку: промышленность, сельское хозяйство, жители города, жители села, бюджет, теплицы и т. д.

10. Потребители средств, формирующихся за счет абонентской платы в РАО «ЕЭС России» за системную надежность и развитие федеральных электрических сетей.

11. Потребители краткосрочного резерва тепловой электрической мощности первой, второй и третьей категорий.

12. Заявители среднесрочного (до двух лет) резерва (до 4%) тепловых и электрических мощностей ТЭЦ, котельных, тепловых и электрических сетей.

13. Заявители долгосрочного (свыше двух лет) резерва (более 4%) тепловых и электрических мощностей ТЭЦ, котельных, тепловых и электрических сетей.

14. Производители льготной, дотируемой, «зеленой» энергии и мощности, использующие природоохранные и энергосберегающие техноло-

гии: мусороперерабатывающие заводы, тепловые насосы, тепловые аккумуляторы и т. д.

15. Потребители, применяющие энергосберегающие дотируемые технологии (снижение температуры обратной сетевой воды, установка поквартирных регуляторов температуры, дополнительная теплоизоляция стен и окон и т. д.).

В представленном перечне не указаны конкретные потребители «доноры» и дотируемые потребители энергии и мощности. Если законодатель или регулирующий орган принимает решение о выделении таких групп потребителей и производителей энергии, он должен определить также сбалансированный объем льгот, механизмы и сроки возврата компенсаций.

**Отсутствие маркетинга энергии — вторая причина котельнизации**

В настоящее время российская теплоэнергетика находится на переходном этапе развития. Привычная форма оплаты за энергетический товар и услуги — пропорционально потребленной тепловой и электрической энергии — уже не отвечает уровню современных рыночных отношений. Анализ стратегических возможностей продвижения товаров с применением так называемой матрицы Ансоффа раскрывает широкий спектр совершенно новых энергетических товаров и услуг.

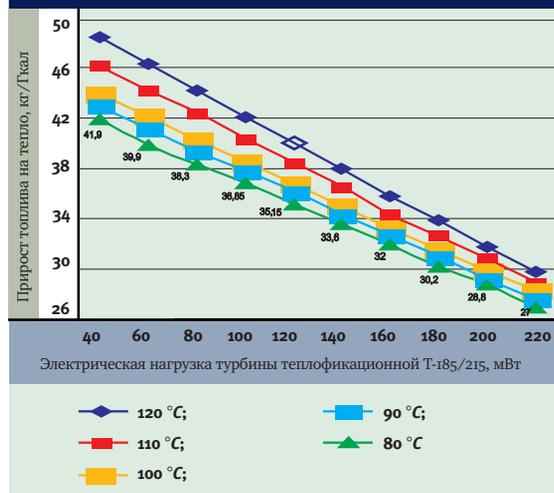
В качестве примера из предложений, включенных в четвертую стратегию «Новый рынок — новый товар» (НР-НТ), рассмотрим представление нового вида энергетического товара — комбинированной теплоэлектроэнергии от ТЭЦ.

Всем хорошо известно, что ГРЭС производит один вид продукции — электроэнергию по конденсационному циклу. Котельная также производит один вид продукции — тепловую энергию от котлов. В отличие от ГРЭС и котельных, ТЭЦ производит не один, а три вида энергетического товара с различной экономической эффективностью:

- электрическая энергия, произведенная по конденсационному циклу, —  $N_{\text{конд}}$ ;
- тепловая энергия от котлов,  $POU$  —  $Q_{\text{котл}}$ ;
- комбинированная энергия — теплоэлектроэнергия  $S_{\text{комби}}$  с удельной выработкой на тепловом потреблении —  $W$  (мВт/Гкал).

Теплоэлектроэнергия — это комплексный вид тепловой и электрической энергии, получаемый при комбинированном цикле производства (в паровой или газовой турбине) на базе теплового потребления без сброса тепла в окружающую среду.

**Рис. 4. Прирост удельного расхода топлива на тепловую нагрузку для турбины Т-185-215 (кг/Гкал) при изменении температуры сетевой воды от 80 до 120 °С**



**Таблица 4. Сравнительные характеристики температурных графиков тепловых сетей**

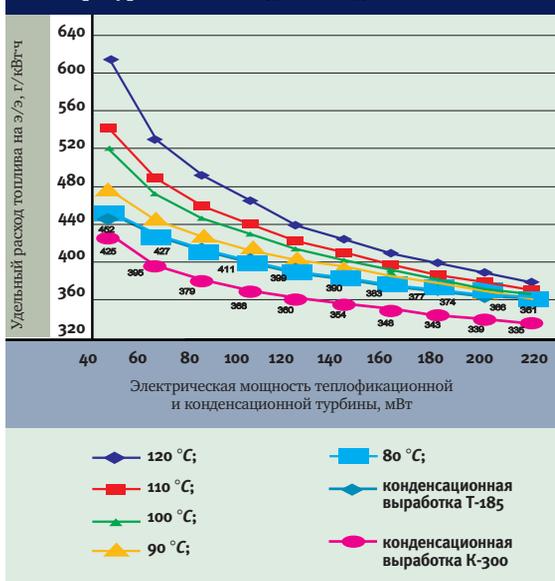
Теплотрасса, работающая по проектному температурному графику			Необходимый напор сетевой воды на ТЭЦ (м в.с.) при переходе от проектного графика на фактический (скорректированный), °С				
проектный график, °С;	металлоемкость, %	нормативные потери тепла, %	95—70	100—70	130—70	150—70	170—70 со срезкой
110—70	200	15,0	307	от 120	53,3	до 30,0	19,2
130—70	133	10,5	891	270	120	67,5	43,2
150—70	100	8,4	1229	от 480	до 213	до 120	76,2
170—70	80	6,9	1920	750	333	186	120

**Справка**

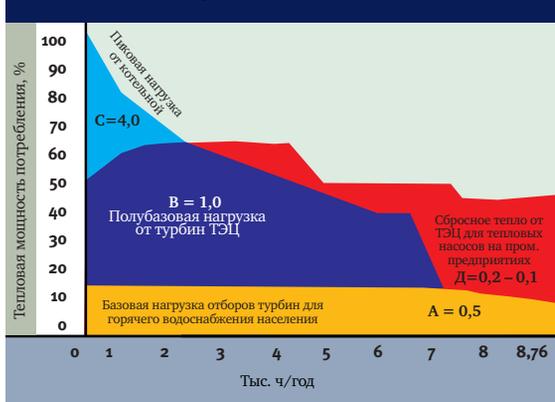
Необходимо отметить, что представленные в статье выводы справедливы только при наличии дешевого топлива, как, например, в России. В противном случае, в частности в Дании, для обеспечения максимальной экономии топлива при совместном производстве тепла и электроэнергии температуру прямой сетевой воды от ТЭЦ снижают до минимума — 80 °С. Эффективная ценовая политика в отношении тепло- и электроэнергии, количественное регулирование отпуска тепла путем изменения расхода сетевой воды позволяют Дании проектировать магистральные тепловые сети с сечением труб в 1,5—2 раза большим, чем в России. Внутридомовые системы отопления также требуют применения радиаторов с увеличенными в 1,5—2 раза поверхностями нагрева. Для проектирования систем отопления от ТЭЦ при значительном росте стоимости топлива в нашей стране в будущем также предстоит переходить на энергоэффе-

тивный график 80—35 °С. Но пока не станет очевидным, что в системах отопления вместо модных теплосчетчиков необходимо устанавливать энергосберегающие приборы, например батарейные регуляторы температуры типа «Данфосс», регуляторы расхода, давления, пока не будет построено достаточное количество теплотрасс от ТЭЦ, о температурном графике 80—35 °С можно только мечтать. Низкотемпературное напольное отопление, абсорбционные тепловые насосы, позволяющие снизить температуру обратной сетевой воды до 20—10 °С, — это технологии ближайшего будущего. Эти решения будут экономически обоснованы только тогда, когда Россия вступит в ВТО, поднимет цену на газ для внутреннего потребителя (сейчас она составляет 47 долл. за 1 тыс. куб. м) в 4,7 раза — до мирового уровня, как, например, это произошло на Украине с 1 января 2006 г. (220 долл. за 1 тыс. куб. м).

**Рис. 5. Удельный расход топлива на электроэнергию Т-185-215 и К-300 (г/кВт·ч) при изменении температуры сетевой воды от 80 до 120 °С**



**Рис. 6. Соотношение минимальной цены А к максимальной цене С как 1:8**



Объемы производства и реализации теплоэлектроэнергии измеряются в традиционном виде (Гкал либо МВт·ч) — табл. 2.

При анализе термодинамической эффективности производства теплоэлектроэнергии на ТЭЦ исключаются неоднозначные показатели эффективности, в частности удельный расход топлива на тепловую и электрическую энергию.

Очевидно, что на производство комбинированной теплоэлектроэнергии на ТЭЦ 130 ата с удельной выработкой на тепловом потреблении 0,62 мВт/Гкал требуется 148,3 кг/мВт топлива, что в 2,2 раза меньше, чем при производстве электроэнергии на ГРЭС — 331,5 кг/

мВт·ч. По технологической сути выработка комбинированной теплоэлектроэнергии  $S_{\text{комби}} = 149,6$  кг/Гкал на ТЭЦ равноэкономична производству тепловой энергии  $Q_{\text{котл}} = 149,6$  кг/Гкал. В итоге становится ясно (см. рис. 2, 3), что на базе теплового потребления одного «донора» на омских ТЭЦ экономится 38,6% первичного топлива для 7,9 жителей региона.

**Процессинг топлива при комбинированном производстве энергии на ТЭЦ**

Экономическая эффективность производства комбинированной энергии явствует и из анализа процессинга для каждого из трех видов энергетической продукции ТЭЦ. Процессинг — процесс превращения стоимости исходного продукта (первичного топлива) в стоимость выходного продукта (тепловой, электрической и комбинированной энергии). Эффективность процессинга  $\mathcal{E}_{\text{пр}}$  топлива определяется по отношению операционной прибыли ОП, полученной при переработке исходного продукта для ТЭЦ, к стоимости затраченного топлива ЗТ (руб. прибыли/руб. топлива):

$$\mathcal{E}_{\text{прТЭЦ}} = \text{ОП}/\text{ЗТ}.$$

Результаты расчета прибыльности процессинга топлива для трех различных видов продукции для ТЭЦ и котельных приведены в табл. 3.

Анализ эффективности процессинга свидетельствует о наличии огромного технологического перекрестного субсидирования при производстве различных видов энергии на ТЭЦ. Так, рубль затрат, вложенный в переработку топлива, приносит:

- прибыль в размере 1,15—1,80 руб. от реализации комбинированной теплоэлектроэнергии;
- прибыль в размере 0,69—0,93 руб. от реализации тепловой энергии котлов;
- убыток в размере 0,13—0,14 руб. от реализации конденсационной электроэнергии.

Чтобы выйти из сложившейся парадоксальной ситуации, законодателю необходимо в проекте закона «О теплоснабжении» предусмотреть возможность организации рынка комбинированной теплоэлектроэнергии и отказаться от существующей практики формирования тарифов для двух видов продукции — тепловой и электрической энергии. Рыночные отношения в теплоэнергетике региона следует налаживать с учетом трех видов энергетической продукции ТЭЦ: комбинированной теплоэлектроэнергии, конденсационной электроэнергии и тепловой энергии. Выход на рынок энергии нового вида товара — комбинированной теплоэлектроэнергии  $S$  — позволяет прекратить непродуктивные споры о методах разделения затрат, сократить перекрестное субсидирование и вывести ТЭЦ на честные рыночные отношения. После организации рынка комбинированной энергии станет очевидно, кому выгодна теплофикация — электрическим или тепловым потребителям. Экономический эффект в виде снижения тарифа получают только те потребители, которые используют тепло от ТЭЦ и обеспечивают производство электроэнергии по комбинированному циклу. Наглядно и убедительно о необходимости заключения прямых договоров рассказывается в статье В. И. Шлапакова «Закон оплаты за энергию»<sup>3</sup>. В таком случае всем потребителям будет выгодно заключать прямые договоры, появится экономический стимул для внедрения энергосберегающих технологий.

**Отсутствие в договорах требований по качеству — третья причина котельнизации**

Январские холода 2006 г. показали, что, хотя современные теплоэнергетические системы проектируются на температуру 150 °С (вплоть до 170 °С со срезкой на 150 °С), энер-

<sup>3</sup> Шлапаков В. И. Закон оплаты за энергию // Новости теплоснабжения. — 2005. — № 7.

**Таблица 5. Матрица Ансоффа. Стратегии продвижения энергетических товаров и услуг ТЭЦ и тепловых сетей на рынке энергетических товаров и услуг**

Существующий товар — СТ	<p>1-я стратегия. СР-СТ. Увеличение/потеря доли существующего рынка за счет глубокого проникновения существующего энергетического товара</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Типовой договор о типовом электроснабжении.</li> <li>2. Типовой договор о типовом теплоснабжении.</li> <li>3. Договор на теплоноситель, конденсат, сетевую воду.</li> <li>4. Договор о поставке мощности и энергии по двухставочному тарифу.</li> <li>5. Договор на техническую воду, дистиллят</li> </ol>	<p>2-я стратегия. НР-СТ. Расширение рынка для существующего энергетического товара и услуг ТЭЦ и тепловых сетей</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Договор на электрические потери в сетях.</li> <li>2. Договор о присоединении к теплосетям.</li> <li>3. Договор на тепловые потери в сетях.</li> <li>4. Договор о переводе тепловой нагрузки летнего горячего водоснабжения вне балансовых котельных к тепловым сетям и ТЭЦ.</li> <li>5. Договор о содержании долгосрочного резерва мощности и т. д.</li> </ol>
Новый товар и услуга — НТ	<p>3-я стратегия. СР-НТ. Новый товар на существующем рынке энергетических услуг и товаров</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Договор на пиковую (свыше 50%) мощность и пиковую (свыше 80%) энергию (с использованием аккумуляторов тепловой энергии и без них).</li> <li>2. Договор на базовую (до 50%) мощность и базовую (до 80%) энергию (с использованием тепловых насосов и без них).</li> <li>3. Договор о создании технической возможности присоединения к тепловым сетям (развитие генерирующих и транспортных мощностей).</li> <li>4. Договор об осуществлении коммерческого учета.</li> <li>5. Договор о диспетчеризации и т. д.</li> </ol>	<p>4-я стратегия. НР-НТ. Диверсификация — новый энергетический товар на новом рынке энергетических товаров и услуг</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Договор на обеспечение потребителей тепла и электричества новым видом энергетического товара — комбинированной теплоэлектроэнергией.</li> <li>2. Договор на внепиковую мощность (0—50%) и внепиковую энергию (0—80%), не обеспеченную в часы прохождения максимума пиковых нагрузок (по аналогии с договором Газпрома).</li> <li>3. Договор на ведение программы комплексного развития систем теплоснабжения крупного города и т. д.</li> </ol>
	Существующий рынок — СР	Новый рынок — НР

гетики не могут держать температуру прямой сетевой воды выше 110—130 °С.

Температура обратной сетевой воды — определяющий показатель здоровья теплоэнергетики города. Температурный график работы тепловых сетей лежит в основе технической и экономической политики теплоэнергетической системы города. При организации теплоснабжения десятков тысяч потребителей от сетей, объединяющих различные источники тепла (например, ТЭЦ, котельные), необходим единый технологический документ, увязывающий интересы всех сторон: покупателей, производителей тепловой энергии, наладчиков гидравлических и температурных режимов сетей, инспекторов бывшего Госэнергонадзора, проектировщиков систем отопления.

Именно температурный график и гидравлический режим сетей определяют все экономические аспекты теплоэнергетики крупного города, управляют всеми элементами системы (производством, распределением и потреблением тепла) и устанавливают возможные диапазоны комбинированного производства тепловой и электрической энергии. Само по себе применение того или иного температурного графика не влечет непосредственной экономии или перерасхода первичного топлива. Однако выбранный температурный график значительно определяет затраты на строительство и эксплуатацию тепловых сетей. Характеристика различных температурных графиков представлена в табл. 4.

Технико-экономический анализ показывает, что температурные графики 150—70 и 170—70 °С наиболее экономичны как по первоначальным капитальным затратам и металлоемкости строительных конструкций, так и по эксплуатационным затратам: снижению удельных потерь тепла через изоляцию, сокращению издержек на перекачку сетевой воды. При этом:

- переход с графика 150—70 °С на график 110—70 °С увеличивает размер первоначальных капиталовложений в строительство тепловых сетей на 200%;

- переход с графика 150—70 °С на график 110—70 °С вызывает рост удельных нормативных потерь с 8,4 до 15,0% (при условии равной циркуляции и 100%-ной загрузки трубопроводов в обоих случаях);

- переход на фактический режим работы тепловых сетей по графику 110 °С против проектного графика 150—70 °С требует соответственно роста циркуляции воды в два раза. Для передачи равного количества тепла на ТЭЦ и в сетях необходимо увеличить напор с 120 до 480 м водяного столба. Так как это практически невозможно, то объем тепловой энергии для потребителей уменьшится вдвое;

- если же тепловые сети рассчитаны на график 110—70 °С, переход на график 150—70 °С снизит напор на ТЭЦ с 120 до 30 м водяного столба.

Соответствие фактической температуры сетевой воды нормативно-

му значению — один из главных показателей, характеризующих качество работы всей теплоэнергетической системы. Согласно правилам технической эксплуатации (ПТЭ) недогрев прямой сетевой воды не должен превышать  $\pm(2,1 \div 4,5)$  °С, однако фактически он составляет 30—60 °С, что в 10 раз больше допустимого. В свою очередь потребитель должен полностью использовать поступающее тепло, чтобы температура обратной сетевой воды не превышала  $+(1,2 \div 2,1)$  °С от нормативной. На деле недоиспользование тепла потребителем составляет до 12—30 °С, что также в 10 раз больше допустимого по ПТЭ. О каких энергосберегающих технологиях можно говорить при подобных условиях эксплуатации отопительных систем города?

В реальных экономических условиях соблюдение температурного графика стало не столько технической задачей, сколько экономической, связанной с неплатежами муниципалитета за тепловую энергию. Так, за последние 10—12 лет отсут-

ствии у городской администрации средств для компенсации разницы в тарифе и стремление к «экономии» топлива за счет перевода тепловых сетей на фактическую температуру прямой сетевой воды не выше 95—100 °С нанесло системе централизованного теплоснабжения серьезный технологический (в виде полной разрегулировки температурного и гидравлического режима тепловых сетей) и экономический ущерб.

Из-за завышенного объема циркуляции сетевой воды и уменьшения перепадов давления у конечных потребителей тепла при температуре воздуха ниже -20...-25 °С возникает неуправляемая аварийная ситуация. Специалисты месяцами занимаются тонкой наладкой гидравлических режимов с установкой нужных диаметров регулирующих шайб и сопел, но вся их работа идет на смарку, если из-за неплатежей и псевдоэкономии не обеспечить необходимую температуру прямой сетевой воды от источника в течение двух-четырех дней. При этом топливо не только не экономится, а, наоборот, перерасходуются из-за «перегрева» (выше +22 °С) ~60% близких потребителей тепла и «недогрева» (ниже +18 °С) ~30% удаленных потребителей. При падении температуры наружного воздуха ниже -28 °С вероятен неуправляемый «недогрев» уже для ~60% потребителей, и в городских системах отопления может возникнуть аварийная ситуация, требующая вмешательства МЧС.

В частности, для Омска разрегулированность отопительных систем жилого фонда по температуре обратной сетевой воды обходится в 40 млн руб. в год только по затратам на дополнительную перекачку сетевой воды. В последнее время стало модно устанавливать теплосчетчики стоимостью 30÷80 тыс. руб. каждый, показывающие объем фактически потребленного тепла, но не дающие никакой реальной экономии топливоэнергетических ресурсов. В условиях ограниченного фи-

нансирования гораздо разумнее устанавливать в системах отопления домов энергосберегающие приборы: регуляторы расхода, температуры, давления, действительно снижающие затраты и позволяющие работать строго по температурному графику тепловых сетей. А для проведения эффективной претензионной работы с любым поставщиком и потребителем тепловой энергии достаточно трех обыкновенных термометров стоимостью 100 руб. каждый и температурного графика на одной странице.

Но главный энергосберегающий эффект заключается не столько в сокращении затрат на перекачку сетевой воды, сколько в обеспечении совместной работы ТЭЦ в базовом режиме с максимальной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении и котельных в пиковом режиме. Именно температура обратной сетевой воды является ключевым показателем здоровья теплоэнергетики региона, города, предприятия. Если на каждой квартирной батарее поставить индивидуальный регулятор температуры в помещении, то появится техническая возможность совместной работы ТЭЦ и котельных, при которой экономия топлива достигнет 38%. Для Омска подобный эффект в денежном выражении составит не менее 800 млн руб. в год.

### Выводы

1. Котельнизация — переход от ТЭЦ к котельным — вызывает потерю первичной энергии для потребителей электроэнергии и тепла в размере более 70% от топлива, сожженного в котельной.

2. Такие показатели, как удельный расход топлива на электроэнергию и удельный расход топлива на тепло от ТЭЦ, являются источниками скрытого технологического субсидирования, не отражают эффективность работы ТЭЦ и должны быть выведены из технического учета, анализа и нормирования на ТЭЦ.

3. Главным нормируемым показателем эффективности работы ТЭЦ должен стать показатель удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении —  $W$  (МВт·ч/Гкал).

4. Горожане и «бюджетники», потребляющие тепло от ТЭЦ, экономят топливо не только для себя, но и еще для 2—17 жителей региона.

5. Перерасход топлива по региону при переходе на котельную составляет: от мини-ТЭЦ 13 ата — 20,3%; от ТЭЦ 130 ата — 38,6%, от ТЭЦ с ПГУ 90 ата — 91,7%.

6. При переходе от ТЭЦ на индивидуальные котельные бюджет области, конечные потребители энергии, жители теряют безвозвратно не менее 3,5 млн руб./Гкал·ч (первоначальные капитальные затраты) плюс 520 тыс. руб./Гкал·ч (ежегодные расходы на топливо).

7. Одной из главных причин котельнизации общества является скрытое перекрестное субсидирование электроэнергии за счет тепловой энергии, достигающее 6—12-кратного значения.

8. Выход на рынок энергии нового вида энергетического товара — комбинированной теплоэлектроэнергии  $S$  — позволяет прекратить непродуктивные дискуссии о методах разделения затрат, сократить перекрестное субсидирование, определить экономически обоснованную нишу для ТЭЦ, ГРЭС и котельных.

9. Применения нового метода анализа эффективности производства энергии, такого как процессинг топлива при комбинированном производстве энергии на ТЭЦ, дает возможность формировать адекватную тарифную политику по всем видам энергии от ТЭЦ.

10. Отсутствие в договорах теплоснабжения жестких требований к качеству теплоснабжения, стремление к псевдоэкономии топлива ведут к полной разрегулировке теплоэнергетической системы города, не давая энергосберегающего эффекта, который — в случае комбинированного производства — мог бы составить 800 млн руб. в год.