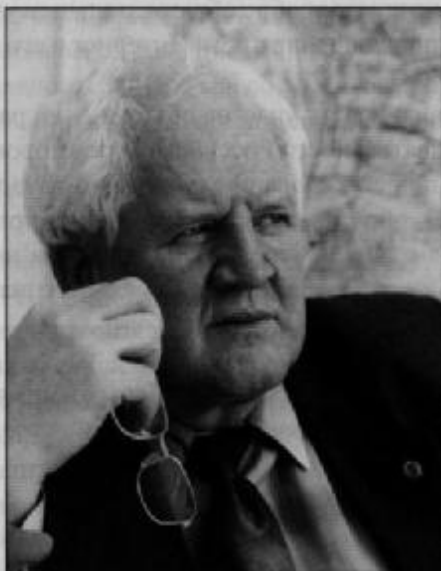


ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РЕГИОНА

КОТЕЛЬНИЗАЦИЯ РОССИИ – БЕДА НАЦИОНАЛЬНОГО МАСШТАБА



А.Б. Богданов,

*заместитель начальника департамента
перспективного развития Омской ЭГК,
аналитик теплоэнергетики*

Теплофикация – это процесс централизованного обеспечения потребителей тепловой энергией, полученной на ТЭЦ комбинированным способом – с помощью выработки тепловой и электрической энергии в единой технологической установке, позволяющей экономить 50 % топлива для потребителей электроэнергии. **Котельнизация** – процесс, обратный теплофикации, т.е. переход от централизованного комбинированного потребления тепловой и электрической энергии от ТЭЦ на раздельное: теплоснабжение от котельных и электроснабжение от ГРЭС или ТЭЦ, работающих в конденсационном режиме.

Пора переосмысления

Прошло 13 лет с того времени, как произошел переход советской плановой энергетики на работу в условиях рынка. Минувший 2005 год также знаменуется коренными изменениями: по аналогии с западными компаниями АО-энерго разделились по профильным видам деятельности. Однако западная модель рыночной энергетики российским потребителям тепла и электроэнергии совершенно не подходит. Именно просторы и российские морозы являются главной причиной того, что российской энергетике надо «выбирать свою колею и идти своим путем». Одной из самых серьезных ошибок как во времена Госплана, так и на начальном этапе реформирования энергетики России, на мой взгляд, является решение о разработке концепции развития только электроэнергетики, а не энергетики в целом. 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 миллионного города Омска, в зоне действия тепловых сетей, строятся модульные котельные и тепловые потребители отключаются от действующих ТЭЦ. И это несмотря на 95%-ный резерв тепловой мощности омских ТЭЦ, которого хватит до 2015 года! Из-за утраты энергосберегающего эффекта от комбинированного производства при переходе от ТЭЦ к котельным потери энергии (выброс в окружающую среду) увеличиваются до 70–80 %. 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. Именно теплофикация – совместное производство тепловой и электрической энергии, которая экономит для региона не 20–30 %, а не менее 50 % топлива для потребителей электроэнергии, оказалась невостребованной в рыночных условиях в стране холода.

В России до сих пор нет эффективных собственников, регулирующих органов, законодателей, которым действительно был бы выгоден коллективный оптимум в виде 50%-ного снижения расхода первичного топлива.

Региональную энергетику нельзя сводить только к политике и экономике: это прежде всего высокие технологии, и разрабатывать стратегию развития энергетики должны специалисты, знающие технологию и экономическую основу производства энергии. На практике мы сталкиваемся с общей безграмотностью в вопросах теплофикации, поверхностным подходом к проблемам экономики энергетики, усреднением ради простоты отчетности и нормирования, некомпетентностью 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 до настоящего времени аналитики пытаются определить уровень технического совершенства производства энергии на ТЭЦ по двум показателям:

- абсолютная теплоэнергетическая эффективность – коэффициент полезного использования топлива (КПИТ, %);

- относительная эффективность: удельный расход топлива на электроэнергию (г/кВтч, кг/МВт) и удельный расход топлива на тепловую энергию (кг/Гкал, кг/МВт).

КПИТ – это показатель, характеризующий эффективность работы сложной теплоэнергетической системы, но он не учитывает различия качества тепловой и электрической энергии. По этому показателю получается, что КПИТ котельной, составляющий 95%, в 2,3 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 теплотрассам достигают 20 % и более, принимается как достаточно убедительный довод для обоснования решений по отказу от теплофикации и переходу на котельные. Однако же по сути этот вывод неверен. Суть здесь в эффективности вложения капитала в собственность, но об этом чуть ниже.

Если по вопросу определения КПИТ ТЭЦ нет принципиальных разногласий, то определение удельного расхода топлива на тепловую и электрическую энергию на ТЭЦ обсуждается уже 85 лет, со дня появления первой ТЭЦ. Неоднозначность распределения затрат топлива на тепловую энергию и на электрическую энергию при их комбинированном производстве явилась предметом научных споров и политических решений в 1952¹ и 1992² гг., результатом чего явилось глубочайшее перекрестное субсидирование потребителей электрической энергии за счет потребителей тепловой энергии от ТЭЦ. И если во времена Госплана перекрестное субсидирование обеспечивало так называемый народнохозяйственный эффект, то с переходом на рыночные отношения оно привело к неверному определению стоимости производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, в результате чего комбинированный способ производства стал отвергаться в пользу котельных.

Однако не удельный расход топлива на выработку тепла и электроэнергии 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 $T=250$ °C удельная выработка со-

ставляет 0,234 МВт/Гкал; для современной ТЭЦ с паровой турбиной 130 ата и $T=550$ °C она повышается в три раза, достигая 0,62 МВт/Гкал; а для перспективных ПГУ-60 МПП «Салют» с котлами-утилизаторами, рассчитанными на давление 90 ата и $T=540$ °C, удельная выработка достигает максимально возможного значения 1,4 МВт/Гкал. Применение тепловых насосов с утилизацией теплоты парообразования из уходящих газов котлов позволяет поднять коэффициент топливоиспользования ТЭЦ с 88–92 % до 96–104 % (наличие низкотемпературного потребителя до 60 °C позволяет использовать скрытую теплоту парообразования, которая обычно выбрасывается в атмосферу и не учитывается при определении КПИТ; в таком случае итоговый коэффициент может превышать 100 %).

Очень часто заводы-изготовители газовых турбин, стремясь привлечь покупателей, приводят такой показатель, как удельный расход топлива на выработку электроэнергии, например 135–150 г/кВтч, но при этом не указывают взаимно увязанную величину удельного расхода топлива на тепло. Это некорректно, так как только выработка электроэнергии на базе теплового потребления и КПИТ являются однозначными показателями высокой эффективности комбинированного производства энергии.

Население и бюджетники – «доноры» энергосбережения

С советских времен бытует мнение, что производство тепловой энергии на ТЭЦ является убыточным производством и что государство якобы вынуждено дотировать выработку тепла для населения за счет выгодной электрической энергии. До сих пор в информационных материалах региональных энергетических комиссий сообщается о льготных тарифах для населения. Однако квалифицированные теплотехнические расчеты расхода первичного топлива, выполненные без политического давления и без учета перекрестного субсидирования, предусмотренного в существующих нормативных документах³, показывают, что каждый потребитель тепла отработанного пара ТЭЦ исключительно выгоден, так как обеспечивает экономию первичного топлива на 28–50 % (рис. 2) не только для себя, но и для других потребителей электроэнергии, не получающих тепло от ТЭЦ. У жителя страны с холодным климатом потребление тепловой энергии в 10–12 раз больше, чем потребление электрической (рис. 1), значит, именно житель городов и поселков, потребляющий тепло от ТЭЦ, обеспечивает дешевой электроэнергией, выработанной на базе теплового потребления, не только себя, но и 2–17 жителей региона.

Бюджетный потребитель, такой как детский сад, школа, общественные заведения, медицинские учреждения, потребляющий тепло и электроэнергию от ТЭЦ, не только не нуждается в субсидировании, а

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

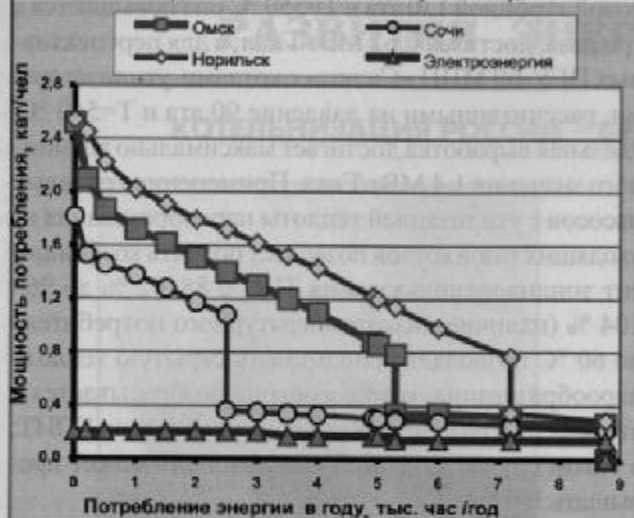


Рис. 2. Удельное число жителей региона, получающих выгоду на базе теплового потребления одного жителя – «донора» от ТЭЦ.

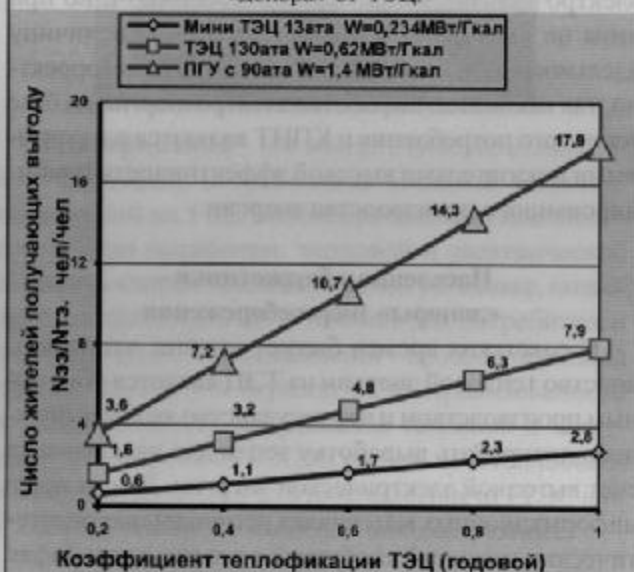
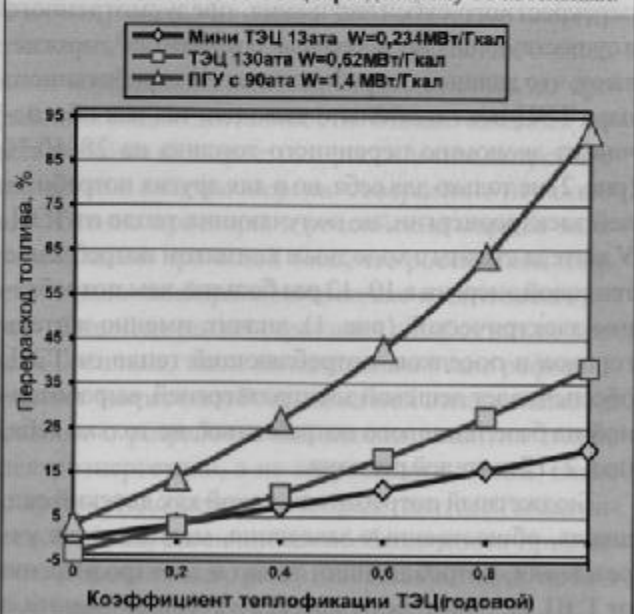


Рис. 3. Перерасход топлива при переходе от централизованного отопления от ТЭЦ к раздельному от котельных.



наоборот, является «донором», субсидирующим других потребителей, не использующих тепловую энергию от ТЭЦ.

На рис. 2 показано, что каждый житель города, потребляющий тепло в виде отопления и горячего водоснабжения от современной ТЭЦ с параметрами пара 130 ата и $b_{\text{тп}}=1,0$, обеспечивает экономию при производстве электроэнергии как для себя, так и для 6,9 жителей области (итого $6,9+1=7,9$ человека). Чем выше удельная выработка на тепловом потреблении W , тем большему числу жителей области можно предоставить недорогую электроэнергию от ТЭЦ. Относительно простые мини-ТЭЦ с параметрами пара $P=13$ ата и $T=250$ °С обеспечивают экономной электроэнергией всего 2,8 жителей. Зато самая совершенная в технологическом отношении ПГУ-60 обеспечивает экономной электроэнергией на базе потребления тепла одним горожанином уже 17,9 жителей региона!

Технические расчеты по определению расхода топлива показывают, что котельнизация приводит к огромному перерасходу топлива по региону и по стране в целом. Даже если взять трехкратное повышение тепловых потерь в виде энергии первичного топлива в магистральных и квартальных тепловых сетях (с 5 % до 15 %), то 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 %; а 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 для потребителей тепла от котельной, наносит ущерб ТЭЦ, от которой были отключены тепловые потребители.

В качестве примера в таблице 1 указан размер ущерба для потребителей электроэнергии и тепла омских ТЭЦ, лишившихся тепловых потребителей-«доноров» с нагрузкой 77 Гкал/час.

Оппоненты возражат, что основанием для принятия решений являются не промежуточные технические показатели в виде удельного расхода топлива, а итоговая величина – цена тепловой и электрической энергии, учитывающая все затраты. Да, это верно, но существующие в энергетике методики ценообразования ориентированы именно на то, что переменные и постоянные затраты при производстве энергии распределяются пропорционально расходу топлива. Именно поэтому существующая система распределения затрат и формирования тарифов на якобы регулируемом рынке совершенно не отражает объем издержек при производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ. Следствием неадекватного разделения затрат при производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ является технологи-

Таблица 1. Ущерб от переключения 77 Гкал/час 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 в год	86,4 млн руб./год
теряют реализацию электроэнергии (цена 0,712 руб./кВтч)	до 180 млн кВтч/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/час 33,8 %)		Резерв неиспользуемых тепловых мощностей ТЭЦ увеличивается до 1718+77= 1795 Гкал/час
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. $(0,335-0,1482) \cdot 180 = 33,6$ тыс. т у.т.	33,6 тыс. т у.т. в год	40,0 млн руб./год.
оплачивают в тарифе затраты на бесполезно построенные котельные, газовые сети, водопровод, электрические сети: $77 \cdot 3,5$ млн руб./Гкал	77 Гкал/год	270 млн руб.
3. Надзорные органы согласовывают экономически и экологически необоснованное строительство котельных, не выполняют обязанности по сокращению выбросов вредных веществ, определенных Киотским соглашением $(33,6 \cdot 7/8,06) \cdot 2,25 = 65,6$ т/год	33,6 тыс. т у.т. в год	65,6 т NOx/год
4. Заводы, производящие водогрейные котельные, приобретают рынок сбыта водогрейных котлов	до 77 Гкал/час	до 150 млн руб.
5. Собственники вновь построенных водогрейных котельных приобретают объемы реализации продукции при 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./кВтч)	до 180 млн кВтч/год	до 72 млн руб./год

ческое (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 каж-

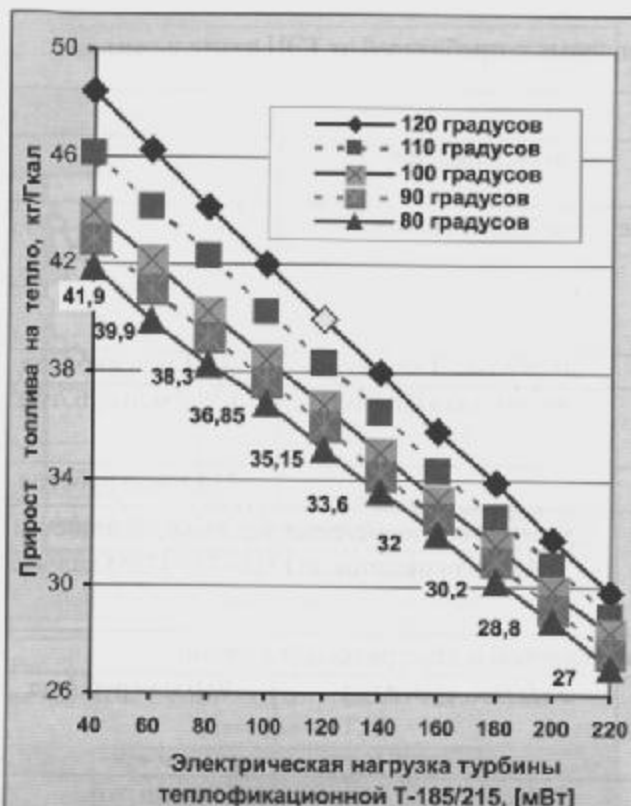


Рис. 4. Прирост удельного расхода топлива на тепловую нагрузку для турбины Т-185-215 (кг/Ткал) при изменении температуры сетевой воды от 80 до 120 °С.

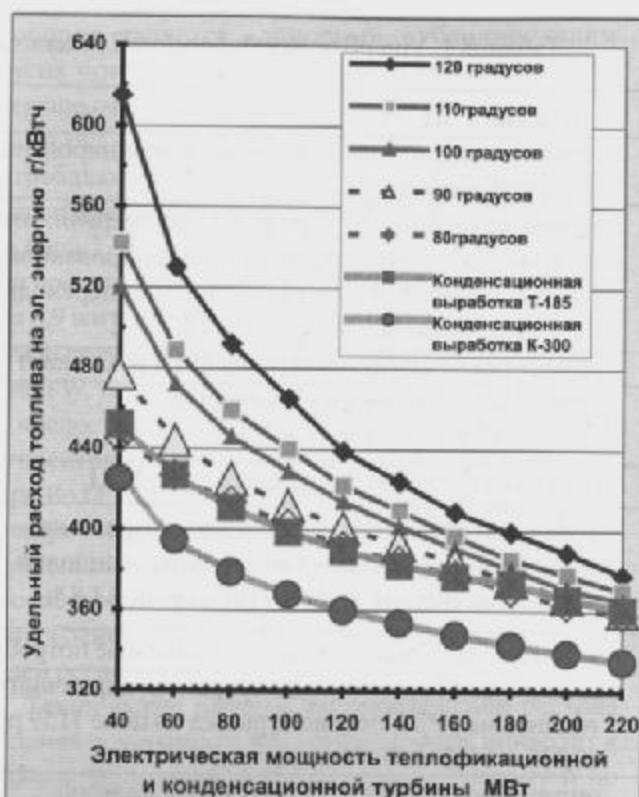


Рис. 5. Удельный расход топлива на электроэнергию Т-185-215 и К-300 (г/кВтч) при изменении температуры сетевой воды от 80 до 120 °С.

дого 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 резервами 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 нагрузки по диаграммам режимов паровых турбин (рис. 4 и 5) показывают, что в настоящее время в теплоэнергетике сложилось глубочайшее перекрестное субсидирование между 15 разнообразными видами товаров и услуг, подлежащих квалифицированному анализу и регулированию, при производстве, транспортировке, 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 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 и 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 технологии: мусо-

роперерабатывающие 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 нового вида энергетического товара рассмотрим комбинированную теплоэлектроэнергию от ТЭЦ. Общеизвестно, 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, $Q_{\text{от}}$ – $Q_{\text{конд}}$;

– комбинированная энергия – теплоэлектроэнергия $S_{\text{комб}}$ 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. Объемы производства и реализации теплоэлектроэнергии измеряются в традиционном виде – Гкал либо МВтч (см. 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/МВтч. По технологической сути выработка комбинированной теплоэлектроэнергии $S_{\text{комб}} = 149,6$ кг/Гкал на ТЭЦ равноэкономична производству тепловой энергии $Q_{\text{от}} = 149,6$ 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.

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

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

Таблица 2. Удельные расходы топлива на комбинированную энергию, тепловую и электрическую энергию ТЭЦ.

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

Результаты расчета прибыльности процессинга топлива для трех различных видов продукции для ТЭЦ и котельных приведены в таблице 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 энергии;
- 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 этой парадоксальной ситуации, законодательно 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 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 выгодно на теплофикацию – 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.

Отсутствие в договорах требований по качеству – третья причина котельнизации

Январские холода 2006 года показали, что, хотя современные теплоэнергетические системы проектируются на температуру 150 °С (вплоть до 170 °С со срезкой на 150 °С), энергетики не могут держать температуру прямой сетевой воды выше 110–130 °С.

Температура обратной сетевой воды – определяющий показатель здоровья теплоэнергетики города.

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 кВтч	-	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 кВтч, % 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 · 0,86 + + 3898 = 4705	899,2 · 0,86 + + 3119 = 3892	1860,2 · 0,86 + + 4089 = 5689	-
Доля электроэнергии в ком- бинированной энергии, $d_{\text{эл}}$, %	-	17,2	19,9	28,1	-
Эффективность процессинга топлива на ТЭЦ – ЭП _{ТЭЦ} , руб./руб., в т.ч.	0,6866	0,9302	0,8626	1,4653	0,809
Эффективность процессинга комбинированной тепло- электроэнергии, ЭП _{комб} , руб./руб.	-	1,155	1,2896	1,8023	-
Эффективность процессинга конденсационной электро- энергии ЭП _{конд} , руб./руб.	-	-0,138 убыток!	-0,134 убыток!	0,3753	-
Эффективность процессинга тепловой энергии ЭП _{котл} , руб./руб.	0,6866	0,6972	0,6906	0,9393	0,809

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 таблице 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 со 120 до 480 м в.с. 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 со 120 до 30 м в.с.

Соответствие фактической температуры сетевой воды нормативному значению – один из главных показателей, характеризующих качество работы всей теплоэнергетической системы. Согласно правилам технической эксплуатации (ПТЭ), недогрев прямой сетевой воды не должен превышать 2,1–4,5 °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 на 1,2–2,1 °С нормативную. На деле недоиспользование тепла потребителем составляет 12–30 °С, что также в 10 раз превышает допустимое по ПТЭ. О каких энергосберегающих технологиях можно говорить при подобных условиях эксплуатации отопительных систем?

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 отсутствие 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 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 насмарку, если из-за неплатежей и псевдоэкономии не обеспечить необходимую температу-

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) график				
Проектный график	Металлоемкость, %	Нормативные потери тепла, %	95–70 °С	110–70 °С	130–70 °С	150–70 °С	170–70 °С со срезкой
110–70 °С	200	15,0	307	от 120	53,3	до 30,0	19,2
130–70 °С	133	10,5	891	270	120	67,5	43,2
150–70 °С	100	8,4	1229	до 480	213	от 120	76,2
170–70 °С	80	6,9	1920	750	333	186	120

ру прямой сетевой воды от источника в течение двух-четырех дней. При этом топливо не только не экономится, а наоборот, перерасходуется из-за «перегрева» выше $+22^{\circ}\text{C}$ примерно 60 % близлежащих потребителей тепла и «недогрева» ниже $+18^{\circ}\text{C}$ 30 % удаленных потребителей. При падении температуры наружного воздуха ниже -28°C 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 топливно-энергетических ресурсов. В условиях ограниченного финансирования гораздо разумнее устанавливать в системах отопления домов энергосберегающие приборы: регуляторы расхода, температуры, давления, действительно снижающие затраты и позволяющие работать строго по температурному графику. А для проведения 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. Если на каждой квартирной батарее поставить индивидуальный регулятор температуры, 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 в размере 70 % и более от топлива, сожженного в котельной.

2. Такие показатели, как удельный расход топлива на выработку электроэнергии 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 – $И(\text{МВт}\cdot\text{ч}/\text{Гкал})$.

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 является скрытое перекрестное субсидирование электроэнергии за счет тепловой энергии, достигающее 6–12-кратного значения.

8. Выход на рынок 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. Применение 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 на теплоснабжение жестких требований к качеству услуги, 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.

¹ Вопросы определения КПД ТЭЦ. Сборник статей под редакцией академика Винтера. 1953 г.

² Бродянский В.М. «Письмо в редакцию. К дискуссии о методах разделения затрат на ТЭЦ». – Теплоэнергетик № 9 1992 г. с.62–63.

³ а) Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. СПО ОРГРЭС 1995г (РД 34.08.552-95 б) «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», утвержденных Приказом ФСТ от 6 августа 2004 г. № 20-з/2. в) Инструкция по планированию, учету и калькулированию себестоимости производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, утвержденной Минтопэнерго СССР, утвержденной Минэнерго СССР 18.03.1970. (Примечание автора. Мы до настоящего времени работаем по инструкции 1970 года. О каких рыночных отношениях можно говорить?!)