



Александр Богданов

заместитель начальника департамента перспективного развития Омской ЭГК,
аналитик теплоэнергетики

Котельнизация России — беда национального масштаба¹

Комбинированное потребление энергии от ТЭЦ — фундамент энергосбережения

С признанием товарищу, оппоненту и талантливому инженеру-теплоэнергетику Владимиру Ильичу Шлапакову

Особенности отстаивания идеи энергосбережения

Специфика написания данной серии статей заключается в определенной двойственности, сложившейся в понимании и изложении сути комбинированного производства энергии. Описывать и защищать идеи энергосбережения одновременно и легко, и сложно.

Легко, потому что:

- особенности и преимущества комбинированного способа производства тепловой и электрической энергии открыты и освоены более 80-ти лет назад, и ничего принципиально нового с научной или с технологической сторон за это время не добавилось;

- не только умом, но и сердцем чувствуешь суть неразрывного процесса превращения высокопотенциальной тепловой энергии острого пара в высококачественную механическую (электрическую) энергию — эксергию, а низкокачественной теп-

ловой энергии в тепло окружающей среды — анергию;

- знаешь, что производство электроэнергии — очень дорогостоящее занятие, при котором 60—70 % топлива выбрасывается в окружающую среду, и только в самых современных парогазовых энергетических установках (ТЭЦ-ПГУ) безвозвратные потери топлива снижены до уровня 45%.

Трудно, потому что:

- за все предыдущие годы сформирована законодательная база, «обслуживающая» прежде всего интересы федеральной электроэнергетики за счет региональной теплоэнергетики;

- сложившаяся система централизованного управления и нормирования напрочь убила возможность самостоятельного анализа «на местах» и является фундаментом перекрестного технологического и социального субсидирования потребителей электроэнергии за счет потребителей тепловой энергии;

- за многие десятилетия устоялся стереотип мышления, согласно которому тарифная политика в энергетике региона определяется только технологией производства электроэнергии на ГРЭС или тепловой энергии в котельной — совершенно без учета технологии потребления этой энергии;

- в теплоэнергетике России из-за дешевизны и доступности топлива, из-за отсутствия порой достаточно эффективного собственника, учитывающего особенности российского климата, принимающего самостоятельные решения, а не просто копирующего зарубежный опыт, из-за упрощенного понимания технологии произошло искусственное разделение неразрывного процесса производства энергии на ТЭЦ на электроэнергетический бизнес и прочие виды, в том числе так называемый тепловой бизнес, который якобы может эффективно помогать электроэнергетическому бизнесу;

¹ Продолжение. Начало см.: ЭнергоРынок. 2006. №№ 3, 6, 9; 2007. №№ 2, 6, 11.

- в нормативных документах государственных органов, регулирующих и надзирающих за деятельностью предприятий энергетической отрасли (Минэкономразвития, Минтопэнерго, Минприроды, Ростехнадзора, РЭК, ФСТ и т. д.), не предусмотрена ответственность за ущерб, нанесенный государству, а также потребителям тепловой и электрической энергии, в виде потери 39% топлива при отказе от теплофикации.

Показатели производства комбиэнергии на ТЭЦ и мини-ТЭЦ

В части I нашей статьи «Котельнизация России — беда национального масштаба»² приводились сравнительные данные по экономичности производства тепловой и электрической энергии в единой технологической установке на ТЭЦ. Вдумчивый читатель наверняка обратил внимание на такое новое понятие как комбинированная теплоэлектроэнергия ТЭЦ — $S_{комби}$ с долей электроэнергии $d_{ээ}$ (о.е.). Для однозначности суждений в последующих расчетах комбинированную теплоэлектроэнергию будем называть комбиэнергией. Взаимная связь между выработкой на тепловом потреблении W и долей электроэнергии в комбиэнергии в зонах действия ТЭЦ и мини-ТЭЦ отражена на рисунке 1.

В отличие от ГРЭС и котельных, где производится один вид продукции, ТЭЦ вырабатывает три вида выходного продукта с совершенно различной экономической эффективностью:

- а) электрическую энергию, произведенную по конденсационному циклу — $N_{конд}$;
- б) тепловую энергию от котлов РОУ — $Q_{котл}$;
- в) комбиэнергию — $S_{комби}$ от паровых и газовых турбин с содержанием доли электроэнергии $d_{ээ}$ (о.е.).

Комбиэнергия — это вид тепловой и электрической энергии, получаемый в единой технологической установке в комбинированном цик-

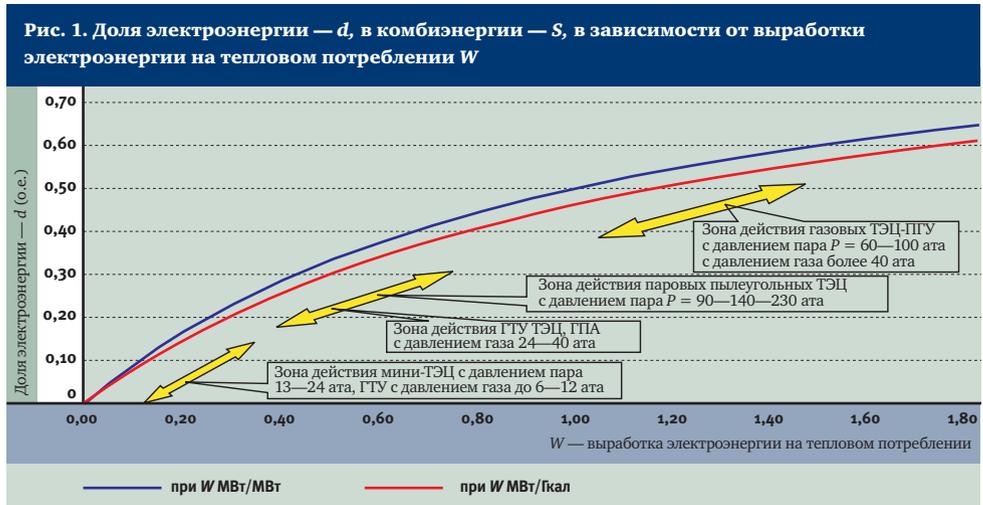


Табл. 1. Удельный расход топлива на комбиэнергию от ТЭЦ, тепловую и электрическую энергию от ГРЭС и котельных

	Раздельное энергопотребление			Комбиэнергия от ТЭЦ		Перерасход топлива при переходе от комбинированного потребления к раздельному	
	электроэнергия ГРЭС ($N_{конд}$)	тепловая энергия котельных ($Q_{котл}$)		удельная выработка (W)	комбиэнергия ($S_{комби}$)		
		кг/МВт	кг/МВт				кг/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

ле производства (в паровой или газовой турбине) на базе теплового потребления без сброса тепла в окружающую среду.

Численно значение комбиэнергии S равно сумме вырабатываемой тепловой Q и электрической энергии N ($S_{комби} = Q_{котл} + N_{конд}$), измеренной в одной системе: МВт, Гкал/ч, МВт·ч, Гкал и т. д. Расчет количества комбинированной теплоэлектроэнергии ТЭЦ может производиться как в традиционных для России единицах измерения — Гкал, так и в традицион-

ных для западных стран — МВт·ч. (см. рис. 1 и табл. 1).

Главное отличие анализа термодинамической эффективности производства комбиэнергии на ТЭЦ состоит в том, что заранее исключены такие неоднозначные показатели эффективности, как: а) удельный расход топлива на тепловую энергию; б) удельный расход топлива на электрическую энергию. Полностью исключается также технологическое и социальное перекрестное субсидирование при получении тепловой

² См.: ЭнергоРынок. 2006. № 3.

Рис. 2. Потребление комбиэнергии от ТЭЦ при мощности отопления и ГВС 1 Гкал/ч

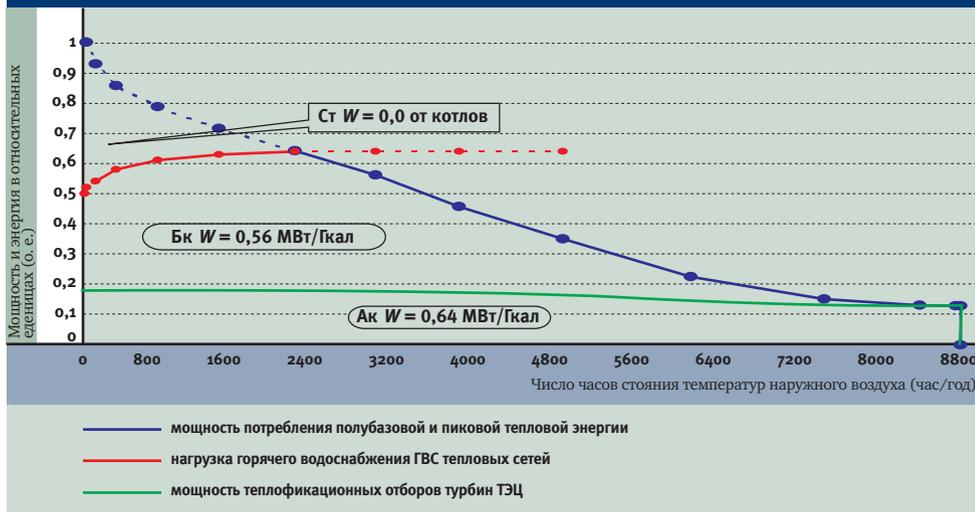


Табл. 2. Годовое производство комбиэнергии на базе тепловой нагрузки мощностью 1 Гкал/час

Вид тепловой энергии	Единицы измерения	Производство комбиэнергии			Пиковая энергия (Ст)	Сумма (Ат, Бт, Ст)
		Базовая энергия (Ак)	Полубазовая энергия (Бк)	Сумма (Ак + Бк)		
Мощность, необходимая потребителю	Гкал/ч	0,23	0,38	0,61	0,39	1,00
	%	23	38	61	39	100
Потребленная энергия	Гкал/год	1826	1568	3394	335	3726
	%	49	42	91	9	100
Количество часов использования установленной тепловой мощности	час/год	7938	4118	5564	860	3726
Эффективность использования установленной мощности	%	91	47	63,5	9,8	42,5
Удельная выработка на базе теплового потребления	МВт/Гкал	0,64	0,56	0,61	0,0	
Электроэнергия, произведенная комбинированным способом	МВт·ч/год	1187	876	2063	—	2063
Комбиэнергия, произведенная на базе теплового потребления 1 Гкал/час	МВт·ч/год	1187 + + 1826/0,86 = = 3310	876 + + 1568/0,86 = = 2701	6011		
Доля электроэнергии в комбиэнергии	отн. ед. (о.е.)	0,359	0,324	0,343		
Затраты топлива на производство тепловой и электрической энергии	т у.т./год					
		509,4	409,7	919,1	55,3	974,4
- комбинированным способом		716,6	564,9	1281,5	55,3	1336,9
- раздельным способом						
Перерасход топлива при раздельном способе производства против комбиэнергии	отн. ед. (о.е.)	1,41	1,38	1,39	1,0	1,37

и электрической энергии на ТЭЦ, которое более полувека является неразрешимой задачей для советских и российских теплоэнергетиков.

Наглядно и однозначно видно, что комбиэнергия на ТЭЦ 130 ата с удельной выработкой на тепловом потреблении $W = 0,62$ МВт/Гкал производится с затратами топлива 148,3 кг/МВт·ч, что в 2,2 раза экономичнее производства электроэнергии на ГРЭС: 331,5 кг/МВт·ч. По технологической сути производство комбиэнергии на ТЭЦ ($S_{\text{комби}} = 149,6$ кг/Гкал) идентично производству тепловой энергии ($Q_{\text{котла}} = 149,6$ кг/Гкал). В итоге на базе одного потребителя от ТЭЦ — «донора энергосбережения» — экономится 38,6% первичного топлива для 7,9 жителей региона (см. часть I данной серии статей).

Технологические показатели потребления комбиэнергии от ТЭЦ

Для анализа использования городским населением комбиэнергии в качестве примера рассмотрим расходование тепловой и электрической энергии одним жителем. Примем усредненную величину потребления электрической энергии — 0,75 МВт·ч/год, тепловой энергии — 9 Гкал/год. Таким образом, расход комбиэнергии одним жителем составляет:

$$S = Q + N = 9 / 0,86 + 0,75 = 11,22 \text{ МВт/год с долей электроэнергии } d = 0,067.$$

Этот пример наглядно показывает, что российский житель из 100% используемой энергии потребляет высококачественной электроэнергии всего 6,7%. Остальные 93,3%, необходимые для отопления дома, он может получать в виде отработанного тепла от ТЭЦ или ГРЭС, которое в настоящее время выбрасывается в атмосферу.

Исходя из анализа данных, приведенных на рисунке 2 и в таблице 2, следует:

1. Каждый городской житель, потребляя 93,3% низкокачественной энергии отработанного пара от совре-

менной ТЭЦ 130 ата, смог бы при комбинированном способе покрыть расходы на производство не только для себя (6,7%), но и для немалого количества других людей:

$$34,5 - 6,7 = 27,8 \%$$

2. Вопреки распространенному мнению, будто городские жители являются дотируемыми потребителями со стороны бюджета, технический анализ показывает, что именно они фактически оплачивают производство экономически выгодной электрической энергии за всех других потребителей региона.

3. Существующие нормативные документы по формированию тарифов должны быть полностью пересмотрены с учетом технологии энергосберегающего производства комбинированной энергии.

Житель города, получающий тепло от ТЭЦ с тепловой нагрузкой 1 Гкал/ч, оплачивает выработку электрической энергии в объеме 2063 МВт, это 34,5% комбиэнергии. Однако он потребляет всего:

$$6,7\% \cdot 6011 = 403 \text{ МВт.}$$

Оставшиеся 1660 МВт с удельным расходом топлива 148,3 кг/МВт в 2,2 раза экономичнее, чем при выработке электрической энергии на ГРЭС с удельным расходом топлива 336 кг/МВт.

О каком субсидировании городского населения можно говорить! Наоборот — именно каждый житель города субсидирует всех других потребителей электрической энергии в регионе. В то время, как каждая котельная, находящаяся в центре тепловых нагрузок, неуклонно ведет к росту тарифов на тепловую и электрическую энергию. Этот парадокс и есть результат технологического (скрытого) и социального (явного) перекрестного субсидирования в энергетике, суть которого, без понимания технологии производства энергии на ТЭЦ, в принципе не могут уяснить ни менеджеры, ни экономисты, не выполнявшие самостоятельно расчетов по режимам турбин.

Хочу отметить, что осмысление необходимости введения нового вида энергетического товара — комбиэнергии — пришло в результате многолетних обсуждений и споров с моим товарищем и оппонентом В. И. Шлапаковым. В его статье³ впервые был поднят вопрос о применении отдельного вида оплаты комбинированной энергии. Именно после организации рынка комбинированной энергии сами собой исчезнут многолетние бесполезные дискуссии о том, кто должен получать выгоду от теплофикации: потребители электрической или же тепловой энергии. Эффект в виде снижения тарифа получают только те, которые оплачивает производство электроэнергии в комбинированном цикле. С внедрением этой методики всем потребителям станет выгодно заключать прямые договоры на поставку комбиэнергии, и таким образом появится экономический стимул для внедрения энергосберегающих технологий.

Строить или не строить мини-ТЭЦ, которые вырабатывают энергию комбинированным способом?

Проезжая по нашей столице, каждый мог обратить внимание, насколько сильно парят московские ТЭЦ. Так, от каждой градирни ТЭЦ средней производительности выбрасывается в атмосферу порядка 200—400 Гкал/час, что равно теплу примерно 2—5 котельных. В то же время наряду с ТЭЦ и ГРЭС, работающими «на атмосферу», в крупных городах уже построено или проектируется к строительству множество котельных. Квалифицированный инженерный расчет показывает, что безвозвратные потери на любой котельной за отопительный сезон составляют примерно 75—80% от количества сожженного топлива. Надо себе только представить, что из-за отсутствия адекватного законодательного и экономического решения по энергосберегающей политике в России каждые три из четырех вагонов с топливом

на подавляющем большинстве крупных котельных бездарно «выбрасываются» в атмосферу.

На первый взгляд, строительство мини-ТЭЦ так же, как и строительство небольших котельных, работающих на газе, кажется отличным выходом. Сразу решаются две «политические» задачи:

1. С одной стороны — задача обеспечения теплом и электричеством вновь вводимого жилого фонда по программе «Доступное жилье».

2. С другой стороны — вроде бы осуществляется борьба с диктатом монополиста, владеющего ТЭЦ: от действующих неэффективных ТЭЦ отключаются целые районы и подсоединяются к вновь построенным котельным.

Но эти решения являются классическими примерами скрытого перекрестного субсидирования национальных проектов за счет потребителей тепловой и электрической энергии. Деньги, инвестированные сегодня в рамках проекта «Доступное жилье» в котельные и мини-ТЭЦ, завтра будут изъяты у населения через завышенные расходы топлива, что неизбежно отразится на тарифах на тепловую и электрическую энергию. Опять, как и всегда, окажется виноват Чубайс.

С монополизмом необходимо бороться законодательными и экономическими методами, а не путем перекрестного субсидирования неэкономичных технологий. Квалифицированный инженерный анализ, выполненный на основе первоисточников — энергетических характеристик технологического оборудования, диаграмм режимов паровых и газовых турбин — показывает реальную картину целесообразности применения мини-ТЭЦ. В каждом случае требуется квалифицированно оценивать специфику топливно-энергетического баланса конкретного региона.

Итак, при решении вопроса о строительстве мини-ТЭЦ следует учитывать следующие особенности.

³ Шлапаков В. Закон платы за энергию. // Новости теплоснабжения. 2005. № 7.

Рис. 3. Перерасход топлива при переходе от централизованного отопления от ТЭЦ, мини-ТЭЦ на раздельное от ГРЭС и котельных



Рис. 4. Мощность потребления тепловой и электрической энергии в пересчете на одного жителя

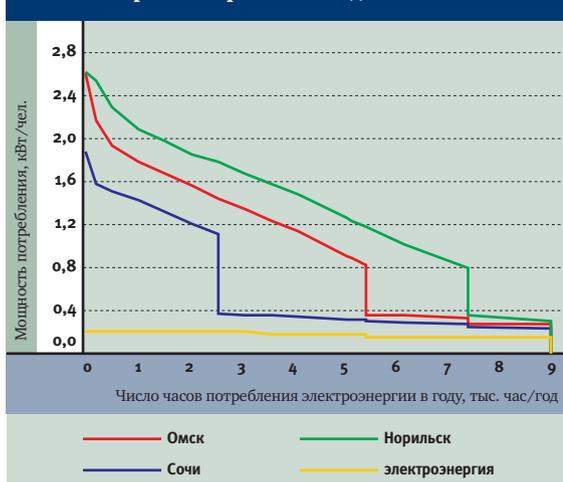


Рис. 5. Удельное число жителей региона, получающих выгоду на базе теплового потребления одного жителя — «донора» от ТЭЦ, мини-ТЭЦ



Первая особенность: когда мини-ТЭЦ не имеет энергетических преимуществ перед современной ТЭЦ.

С энергетической точки зрения мини-ТЭЦ с параметрами пара до 24 ата, давлением газа до 18 ата не создает никакой экономической выгоды по сравнению с обычной ТЭЦ. Только ТЭЦ-ПГУ с высокими параметрами пара, безусловно, выгоднее в плане экономии топлива, нежели традиционная ТЭЦ с параметрами пара 90—130 ата (см. рис. 1). Чем выше параметры термодинамического цикла, тем выше экономичность в сравнении со способом производства электроэнергии на ГРЭС и тепла в котельной. Так, при отказе от комбинированного производства электроэнергии и тепла с переходом на раздельное производство тепла (в котельной) и электроэнергии (на ГРЭС) перерасход топлива составляет:

- а) при отказе от ПГУ 90 ата — 91,7% — наибольшее значение экономии топлива;
- б) при отказе от ТЭЦ 130 ата — 38,6% — традиционное значение экономии;
- в) при отказе от мини-ТЭЦ — 20,3% — низкий показатель, но лучше, чем ГРЭС и котельная.

При расчетах экономической эффективности мини-ТЭЦ недопустимо использовать такие показатели как удельный расход топлива на электроэнергию и на тепловую энергию. Без постоянного взаимного согласования их значений при различных режимах невозможно квалифицированно производить анализ экономичности мини-ТЭЦ. Единственными и однозначными показателями, определяющими эффективность производства электроэнергии в комбинированном цикле на мини-ТЭЦ и ТЭЦ, являются: а) W — выработка электроэнергии на тепловом потреблении; б) $\alpha_{тф}$ — коэффициент теплофикации (см. рис. 1 и рис. 3).

Таким образом:

- ТЭЦ-ПГУ с паровым циклом $P = 100$ ата — $W = 1,5—1,2$ МВт/Гкал.
- ТЭЦ-ПГУ с паровым циклом $P = 40$ ата — $W = 1,0—0,8$ МВт/Гкал.

ТЭЦ с паровым циклом $P = 240$ ата = 560°C — $W = 0,75—0,6$ МВт/Гкал.

Мини-ТЭЦ с эффективной газопоршневой установкой — $W = 0,7—0,5$ МВт/Гкал.

ТЭЦ-ГТУ без паровой турбины, более 16 МВт — $W = 0,7—0,4$ МВт/Гкал.

ТЭЦ с паровым циклом 130 ата 565°C — $W = 0,62—0,48$ МВт/Гкал.

ТЭЦ с паровым циклом 90 ата 500°C — $W = 0,5—0,36$ МВт/Гкал.

Мини-ТЭЦ-ГТУ, ГТУ без паровой турбины, до 8 МВт — $W = 0,42—0,3$ МВт/Гкал.

Мини-ТЭЦ с паровым циклом 13 ата 200°C — $W = 0,15—0,05$ МВт/Гкал.

Вторая особенность: мини-ТЭЦ обеспечивает экономию топлива только для 2,8 человек, а обычная ТЭЦ — для 7,9 человек.

Не только технология производства, но в большей степени технология потребления энергии, выработанной комбинированным способом, может обусловить экономию топлива и снижение тарифов. При комбинированном производстве каждый житель, получающий тепло от ТЭЦ, потребляет в семь—десять раз больше тепла, чем электроэнергии (см. рис. 4), и за счет этого является «донором» энергосбережения для других жителей региона (см. рис. 5):

- от ТЭЦ-ПГУ 90 ата — для 17,9 жителей;
- от ТЭЦ 130 ата — для 7,9 жителей;
- от мини-ТЭЦ 13 ата — для 2,8 жителей.

Третья особенность: дополнительные вопросы, которые следует учитывать в технико-экономическом обосновании (ТЭО) при строительстве мини-ТЭЦ.

Непонимание и возмущение у будущих собственников мини-ТЭЦ вызывают кажущиеся дискриминационными требования при оформлении разрешения на доступ к рынку электрической энергии. Но имен-

но переход на рыночные отношения диктует необходимость квалифицированного подсчета затрат на обеспечение надежности, на резервирование, без которых невозможна работа в единой энергетической системе, и за которые надо платить. Затраты здесь следующие:

1. Для обеспечения надежности при электроснабжении только от собственной ГТУ требуется установка не одной, а двух или трех газовых турбин. При этом одна или две турбины находятся в работе, а одна — в резерве или в ремонте.

2. В случае отсутствия резервной турбины в ТЭО следует предусмотреть затраты на резервирование электрической мощности по «двухставочному» тарифу, где одна ставка — это плата за заявленный резерв, и вторая ставка — за потребленную энергию.

3. При анализе стоимости производства тепловой и электрической энергии на ГТУ в ТЭО необходимо учитывать замену газовой турбины после периода работы в 100 тыс. часов.

Вопрос о том, кому и сколько надо платить за надежность, за резервирование, требует полного пересмотра существующих методов тарифообразования в электро- и теплоэнергетике региона. Имеющиеся методики тарифообразования не отвечают технологии производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, монополизированы и закладывают социальное и технологическое перекрестное субсидирование потребителей, получающих электроэнергию от ГРЭС, за счет потребителей, получающих тепловую энергию от ТЭЦ и мини-ТЭЦ.

В условиях конкурентной борьбы на рынке тепловой и электрической энергии для исключения (учета) объемов перекрестного субсидирования появляется острая необходи-

мость реальной оценки затрат на все виды энергетических товаров и услуг от ТЭЦ и мини-ТЭЦ. В одной из предыдущих частей данной статьи⁴ приведена «матрица видов энергетических товаров и услуг ТЭЦ и мини-ТЭЦ», предназначенная для последующего постатейного анализа и нормирования прямых расходов и накладных издержек энергетического производства. Принципы распределения затрат по видам энергетической продукции ТЭЦ даны в других наших материалах⁵.

Четвертая особенность: что еще надо учитывать в ТЭО при строительстве мини-ТЭЦ.

1. С государственной точки зрения, а именно снижения тарифов на тепловую и электрическую энергию, мини-ТЭЦ с низкими параметрами газа и пара занимает среднее положение по эффективности: оптимальнее, чем при варианте ГРЭС + котельная, но хуже, чем на ТЭЦ:

- по сравнению с отдельным способом производства тепловой и электроэнергии мини-ТЭЦ обеспечивает экономию топлива порядка 15%;

- по сравнению с комбинированным способом производства на ТЭЦ 130 ата «недоиспользование» экономии топлива от эффекта теплофикации на мини-ТЭЦ составляет порядка 13%;

- по сравнению с ТЭЦ-ПГУ 90 ата «недоиспользование» экономии топлива на мини-ТЭЦ составляет до 33%.

2. С точки зрения негосударственного владельца, мини-ТЭЦ способна обеспечить эффект при производстве электроэнергии только для собственных нужд — при цене покупной электроэнергии 1,0—1,2 руб./кВт·ч.

3. Для выхода на конкурентный рынок себестоимость электроэнергии на мини-ТЭЦ, работающей на природном газе, должна быть ниже себестоимости электроэнергии современных

ГРЭС и ТЭЦ, работающих на угле — примерно на 0,4—0,5 руб./кВт·ч.

4. С учетом того, что цена газа в 1,6 раза выше цены твердого топлива, на конкурентном рынке электроэнергии смогут выжить только самые современные ТЭЦ-ПГУ с удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении более 1,2—1,4 МВт/Гкал.

5. Для успешной конкуренции на рынке электроэнергии без подключения к единым электрическим сетям и системам, то есть при изолированной работе, собственнику мини-ТЭЦ придется брать на себя затраты по обеспечению надежности резервирования, а также по сбыту энергии потребителю.

6. Попытка владельца мини-ТЭЦ выйти на конкурентный рынок повлечет за собой, как и в «большой» энергетике, перекрестное субсидирование производимой электроэнергии за счет потребителей тепловой энергии.

Пятая особенность: центры прибыли и убытков.

Перекрестное субсидирование в тепло- и электроэнергетике крайне затрудняет выявление центров прибыли и убытков и адекватное формирование тарифной политики в отношении комбинированной тепло-электроэнергии от ТЭЦ и мини-ТЭЦ.

Так строить ли мини-ТЭЦ в России?

Мини-ТЭЦ не следует строить в следующих случаях:

- если государственная политика в регионе не ориентирована на эффективное использование топливных ресурсов;

- если имеется концентрированная тепловая нагрузка, которую можно передать на современные ТЭЦ, работающие на угле, при наличии высокоэффективных установок с удельной

⁴ Богданов А. Котельнизация России — беда национального масштаба. // ЭнергоРынок. 2006. № 9.

⁵ Богданов А. Маржинальные тарифы в энергетике. // ЭнергоРынок. 2005. № 4.

Богданов А. Теплофикация — золушка энергетике. // Энергетик. 2001. № 11.

Богданов А. Котельнизация России — беда национального масштаба. // ЭнергоРынок. 2006. №№ 3, 6.

Табл. 3. Центры прибыли и центры убытков энергосбережения при потреблении энергии

Центры прибыли (самые выгодные потребители тепловой энергии, которые обеспечивают максимальную прибыль и дотируют других потребителей электроэнергии)	Центры убытков (самые невыгодные потребители, которые дотируются за счет всех потребителей тепловой и электрической энергии и не оплачивают производство комбиэнергии)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Теплицы, потребляющее тепло отработанного пара с температурой 40—60 °С. 2. Население, потребители, оплачивающие производство комбинированной тепло- и электроэнергии от: <ul style="list-style-type: none"> - ПГУ 100 ата — $W = 1,5-1,2$ - ТЭЦ 240 ата — $W = 0,75-0,6$ - ГТУ $N > 16$ МВт — $W = 0,7-0,6$ - ТЭЦ 130—90 ата — $W = 0,6-0,3$ - мини-ТЭЦ < 8 МВт — $W = 0,42-0,3$ - мини-ТЭЦ — $W = 0,15-0,05$ 3. Промышленные предприятия, потребители, получающие тепло от ТЭЦ. 4. Потребители тепла от собственных ТЭЦ, мини-ТЭЦ, использующие электроэнергию только на собственные нужды, без выхода на рынок ЭЭ 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Электрические котельные для отопления с льготными низкими тарифами. 2. Электротермические установки, электродные печи, например, для производства алюминия с льготными низкими тарифами на электроэнергию от ГЭС. 3. Электротяга, электропривод. 4. Все потребители, получающие тепло от котельных, а электроэнергию в конденсационном цикле
Вывод: Население городов, дотирующее всех остальных потребителей, должно иметь самые низкие (в 1,5—2 раза ниже среднегодовых) тарифы на тепло, определяемые по маргинальным издержкам производства и потребления	Вывод: Электротермия, электроотопление, электротяга должны иметь самые высокие (в 1,5—2 раза выше среднегодовых) тарифы на электроэнергию, определяемые по максимальным издержкам производства и потребления

выработкой $W = 0,6-0,5$ МВт/Гкал и выше;

- если отсутствует выделенная электрическая нагрузка, которую можно использовать на свои собственные нужды без выхода на единые электрические сети и системы;

- если отсутствует квалифицированный персонал, обеспечивающий работу с выделенной изолированной сетью;

- если в РЭК понимают необходимость снижения тарифов на тепловую и электрическую энергию;

- если в регионе имеется активное общество защиты прав потребителей, способное поставить в РЭК вопрос о снижении тарифов на комбинированную теплоэлектроэнергию от ТЭЦ.

Мини-ТЭЦ экономически целесообразно строить в следующих случаях:

- при малой концентрации потребителей, когда строительство со-

временных ТЭЦ с высокой удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении экономически неоправданно;

- если предприятия-потребители находятся в составе более крупной производственной структуры, уже имеющей выход на рынок электрической энергии, обладающей системой учета мощности и энергии, а также опытом прогнозирования затрат на эти цели;

- в случаях использования электрической энергии только на собственные нужды;

- когда производитель электрической энергии на мини-ТЭЦ готов взять на себя все обязанности по распределению и реализации комбиэнергии (самое эффективное и перспективное решение, разрушающее монополию существующих структур);

- если руководство понимает суть комбинированного производства тепловой и электрической энергии;

- если путем перекрестного субсидирования можно удешевить строительство котельной и мини-ТЭЦ за счет увеличения тарифов на тепловую и электрическую энергию;

- если в регионе не решается задача снижения расхода топлива в котельных.

Итак, при принятии решения о возведении мини-ТЭЦ требуется квалифицировано подсчитать не только капитальные вложения в строительство, но прежде всего выработать реальную программу затрат при производстве тепловой и электрической энергии. Дополнительную информацию по формированию энергетической политики, а также о проблемах развития ТЭЦ и мини-ТЭЦ можно найти на сайте www.exergy.narod.ru

Выводы

1. Применение нового понятия комбиэнергия S с долей электроэнергии d позволяет:

- исключить из экономических расчетов неоднозначные показатели экономической эффективности, к примеру, такие как удельный расход топлива на тепловую энергию и удельный расход топлива на электрическую энергию;

- наглядно и однозначно оценить экономическую эффективность комбинированного производства и комбинированного потребления тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, мини-ТЭЦ, котельных и ГРЭС;

- выявить центры прибыли и центры убытков при производстве и потреблении энергии;

- выявить размеры перекрестного технологического и социального субсидирования в теплоэнергетике.

2. Отказ от применения комбинированного производства тепловой и электрической энергии на вновь возводимых котельных в зоне действия ТЭЦ влечет необоснованные потери 75—80 % топлива.

3. Строительство мини-ТЭЦ с заниженными, по сравнению с современными ТЭЦ, параметрами пара и природного газа грозит потерями до 20 % топлива.

