



Александр Богданов

заместитель начальника департамента перспективного развития Омской ЭГК,
аналитик теплоэнергетики

Котельнизация России — беда национального масштаба¹

Отсутствие адекватного анализа издержек — пятая причина котельнизации

В предыдущих статьях были рассмотрены четыре причины котельнизации нашего общества. Переход на рыночные отношения требует гораздо более глубокого анализа первичных затрат на производство, распределение и реализацию трех категорий энергетической продукции: тепловой, электрической и комбинированной. Каждая из категорий в свою очередь включает в себя еще три вида энергии: потребленную энергию, заявленную текущую мощность и заявленную (оплачиваемую) мощность на долгосрочный период.

В данной статье рассматриваются только затраты топлива на два из девяти видов энергетической продукции, а именно: на обеспечение теп-

ловой мощности и на обеспечение электрической мощности при комбинированном производстве энергии на ТЭЦ. Проблемы затрат топлива и издержек, связанные с остальными видами энергетической продукции, будут рассмотрены в последующих статьях.

С переходом к рыночным отношениям в практике эксплуатации сложных теплоэнергетических систем крупных городов все более актуальной становится проблема выявления наиболее экономичных способов производства энергии, а следовательно, возможных вариантов перераспределения электрической и тепловой нагрузки между ТЭЦ и котельными. Вопросы перераспределения электрической и тепловой нагрузки между источниками энергии с различными технологиями ее про-

изводства, а также определения топливной составляющей в затратах на протяжении долгого времени вызывают различные дискуссии².

Сложность решения задачи по определению технологического оптимума в регионе по потреблению первичного топлива обусловлена необходимостью оценки:

- различных технологий производства теплоты на ТЭЦ и в котельных;
- допустимых сочетаний тепловой и электрической нагрузок на паровых турбинах;
- режимных факторов работы теплоэнергетических систем.

В реальных условиях, помимо определения технологического оптимума, немаловажную роль играют и такие вопросы, как собственность, ограничения в поставке видов топ-

¹ Продолжение. Начало см.: ЭнергоРынок. — 2006. — № 3, 6.

² См. материалы дискуссии «О теплофикации» в журналах «Электрические станции» (1989, № 11; 1990 № 8; 1991, № 4; 1992, № 6; 1993, № 8) и «Теплоэлектроэнергетика» (1989, № 1, 2; 1993, № 2—7; 1994, № 12).

лива, социальная и энергетическая политика в регионе. Однако именно расходы топлива, (не энергии) и заявленная (не установленная) мощность являются ключевыми параметрами, обуславливающими распределение постоянных и переменных издержек и накладных расходов, которые служат основой формирования энергосберегающей тарифной политики в регионе.

Теоретически обеспечить распределение нагрузок можно путем оценки прироста расхода топлива относительно прироста отпускаемой энергии, однако материалов для практических расчетов распределения нагрузок с учетом ценности отработанного пара на ТЭЦ в настоящее время почти нет³.

С помощью представленных ниже результатов расчета энергетической характеристики ТЭЦ, основанного на методе анализа относительного прироста топлива на прирост тепловой нагрузки, можно проанализировать степень перекрестного технологического (скрытого) субсидирования топливом, выявить суть комбинированного производства тепловой и электрической энергии и найти практическое решение задачи суммарного снижения затрат топлива при производстве энергии.

Метод расчета относительного прироста топлива на прирост тепла

Предлагаемый метод основан на результатах математической обработки диаграммы режимов турбины. Диаграмма режимов — это универсальный инструмент, который наглядно демонстрирует все количественные и качественные энергетические показатели работы турбины. Число параметров, определяющих тепловую экономичность теплофикационного турбоагрегата, сравнительно велико. Кроме основных количественных показателей, таких

как электрическая мощность генератора, нагрузка отборов турбин, расход пара на турбину, диаграмма режимов наглядно отражает влияние качественных показателей, таких как давление и температура перегретого пара, давление пара в регулируемых отборах, температура нагреваемой сетевой воды и т. д.

В статье в качестве примера количественного и качественного анализа расхода топлива на тепло и электроэнергию использована диаграмма режимов турбины Т-185/215-13-4 Уральского турбомоторного завода⁴. Основными параметрами турбины с теплофикационным отбором пара типа «Т» являются: расход свежего пара G_T , электрическая мощность N_e , мощность теплофикационного отбора Q_{tf} , температура сетевой воды T_{ts} .

Диаграмма отражает три возможных основных режима работы турбоагрегата:

- конденсационный режим работы турбоагрегата;
- теплофикационный режим работы по тепловому графику;
- комбинированный режим работы по электрическому графику с пропуском пара в конденсатор.

На основании диаграммы режимов для различных сочетаний тепловой и электрической мощности подсчитаны расходы условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии для трех случаев обеспечения энергией:

1. Комбинированное производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ с турбиной Т-185/215-130 номинальной мощностью 185 МВт, давлением 13 МПа, температурой 555 °С.
2. Раздельное производство электроэнергии от удаленной ГРЭС с турбиной К-300-240 мощностью 300 МВт, давлением 24 МПа, температурой 560 °С и тепловой энергии от местной районной котельной.
3. Раздельное производство электроэнергии на теплофикационной

Рис. 1. Прирост удельного расхода топлива на тепловую нагрузку для турбины Т-185-215 (кг/Гкал) при изменении температуры сетевой воды от 80 до 120 °С

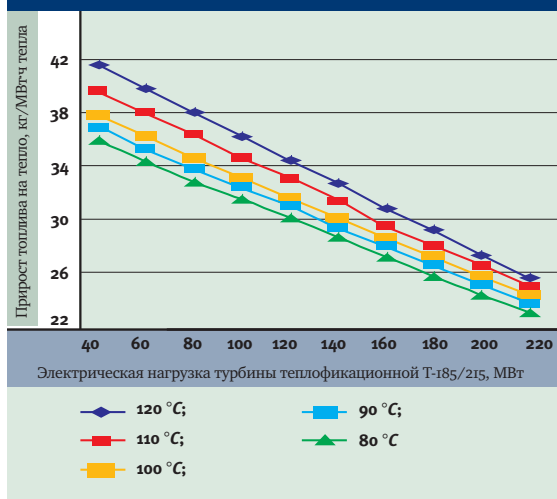
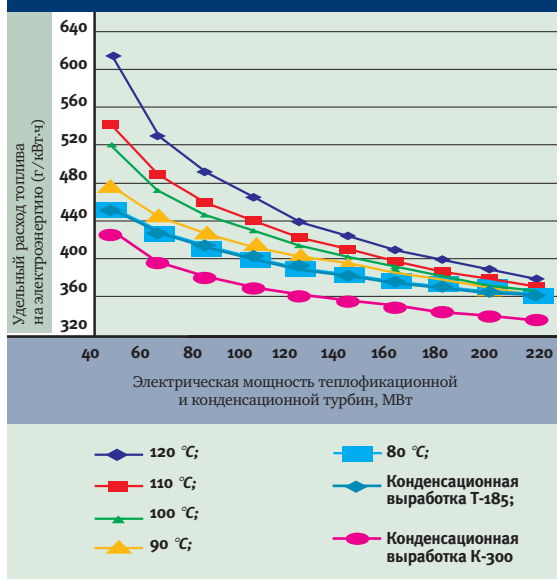


Рис. 2. Удельный расход топлива на электроэнергию от турбины Т-185-215 в зависимости от температуры воды в теплотель



турбине Т-185/215 по конденсационному режиму и тепловой энергии в районной котельной.

Для учета влияния таких факторов, как расход электрической и тепловой энергии на собственные нужды, потери тепла в тепловом потоке и прочие потери приняты

³ Цоколаев И. Б. Оценка энергетической эффективности совместного производства электроэнергии и теплоты // Автореферат на соискание ученой степени доктора технических наук. — Ташкент: Институт энергетики и автоматизации Академии наук Республики Узбекистан. — 2005.

⁴ Бененсон Е. И., Иоффе Л. С. Теплофикационные паровые турбины. — М.: Энергия. 1980.

Таблица 1. Алгоритм расчета прироста топлива на прирост тепловой нагрузки отборов турбин, (при постоянной электрической нагрузке и при постоянной температуре сетевой воды)

Электрическая мощность — const $N_e=215,3$ МВт
Температура сетевой воды — const $T_{ts}=80$ °С

1. Задаем мощность теплофикационного отбора	МВт	372	326	279	232	186	140	93	46
2. Рассчитываем расход условного топлива	тут/ч	85,83	84,75	83,67	82,58	81,48	80,36	79,24	78,11
3. Рассчитываем прирост топлива на прирост тепловой нагрузки	кг/МВтч	22,99	23,18	23,39	23,60	23,81	24,02	24,3	24,43
4. Принимаем удельный расход топлива на тепло*	кг/МВтч	24,02							
5. Убеждаемся в постоянстве удельного расхода топлива на электроэнергию во всем диапазоне тепловых нагрузок	г/кВтч	359	359	359	358	358	358	358	358
6. Рассчитываем коэффициент полезного использования топлива	%	84,08	78,40	72,56	66,63	60,51	54,24	47,80	41,17

* до 372 МВт величина принимается равной среднему приросту топлива.
• Результаты расчета удельного расхода топлива на тепло (при постоянной электрической нагрузке и постоянной температуре сетевой воды) наносится на рис. 1 и являются исходными при дальнейших расчетах расхода условного топлива на электроэнергию.

единый обобщающий показатель — процент расхода топлива на собственные нужды $K_{ст}$, линейно зависимый от тепловой нагрузки блока. При суммарной тепловой и электрической нагрузке 837 ГДж/ч (200 Гкал/ч, 232 МВт) расход топлива на собственные нужды считается равным 10,8%. С ростом нагрузки до 2093 ГДж/ч (500 Гкал/ч, 582 МВт) процент расхода топлива на собственные нужды сокращается до 5,8%. КПД котла (брутто) для всех вариантов расчета является неизменной величиной, равной 90%.

Путем применения результатов математической обработки диаграммы режимов рассчитаны энергетические характеристики турбины Т-185/215. Алгоритм расчета показателей представлен в таблицах 1—3. Результаты расчетов приведены на рисунках 1, 2.

В расчетах принято допущение, что в диапазоне нагрузок от 20 до 100% удельный расход топлива на тепло равен приросту удельного расхода топлива на прирост тепловой нагрузки. Подобное допущение означает, что потери, которые влечет за собой холостой ход турбины, распространяются только на электроэнергию, а не на тепло. Это обосновывается тем, что высокопотенциальное энергетическое оборудование на ТЭЦ (энергетические котлы и паровые турбины) предназначено только для получения высококачественной преобразуемой механической (электрической) энергии, а не отработанного пара низких параметров. Для получения такого пара достаточно сжигать топливо в котлах низкого давления.

Если же заказчики энергетических технологий заинтересованы в ухудшении качества получаемой механической (электрической) энер-

гии (как на примере с теплофикационными турбинами), то это связано только с целью повышения суммарного коэффициента полезного использования топлива при комбинированном производстве высококачественной электроэнергии и низкокачественной теплоты.

Для выявления конкурентных качеств теплофикационной турбины Т-185/215, работающей только в конденсационном режиме, на рис. 2 также приведен график удельного расхода топлива на электроэнергию для конденсационной турбины К-300 с давлением пара 24 МПа.

Основные выводы по результатам расчета относительных приростов

1. В отличие от нормативного метода, рекомендуемого официальной инструкцией № 268 от 4 октября 2005 г. «Порядок расчета и обоснования удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных», удельные расходы топлива на тепловую и электрическую энергию определены путем прямого измерения расходов топлива на основании диаграммы режимов без применения каких-либо поправочных коэффициентов ценности, корректирующих коэффициентов и т. д.⁵

2. Удельный расход топлива на тепло и электроэнергию полностью соответствует первому и второму началу термодинамики, наглядно отражает экономичность топливоиспользования в зависимости от качественного показателя — температуры нагреваемой воды, абсолютно не зависит от количественного показателя — величины теплофикационной нагрузки турбины.

Принципиальное отличие метода прямого измерения от нормативного метода позволяет производить расчет расхода топлива на комбинированное производство в условиях ТЭЦ

⁵ Астахов Н. Л. Некоторые методы распределения расхода топлива энергетических котлов ТЭС между электроэнергией и теплотой // Инновации в энергетических технологиях: сб. ст. — М.: ИПК государственных служащих, Т. 3, 2002.

по универсальной формуле, отвечающей любому сочетанию тепловых и электрических нагрузок, предусмотренных диаграммой режимов:

$$B_{\Sigma} = B_{э} + B_m = b_{эт} * N + b_{mt} * Q,$$

где $b_{эт}$, b_{mt} — удельные расходы топлива на электроэнергию и тепловую энергию в зависимости от нагрузки турбины и температуры сетевой воды. Их энергетические характеристики представлены на рис 1, 2.

Практические выводы по оценке расхода топлива

1. Перерасход топлива при отказе от теплофикации.

При разработке тарифной политики в области энергетики региона следует учитывать уникальное качество комбинированного способа производства энергии: сокращать суммарное потребление топлива как за счет использования сбросного тепла от ТЭЦ, так и использования тепловых сетей от ТЭЦ. Так, для рабочего диапазона тепловых и электрических нагрузок коэффициент значения прироста расхода топлива на прирост тепла очень низок: $b_{мэт} = 23—42$ кг/МВт·ч против $142—90$ кг/МВт·ч по физическому методу и методу ОРГРЭС. Можно заметить, что для отпуска еще одной единицы тепловой энергии с сетевой водой до $80—120^{\circ}\text{C}$ требуется дополнительно всего $19—33\%$ высококачественной первичной энергии с топливом. Данный показатель наглядно демонстрирует, что при производстве комбинированной энергии на ТЭЦ на производство тепловой энергии расходуется в $6 \div 3$ раза меньше топлива, чем на самых экономичных газовых котельных областях.

При использовании в Единой энергетической системе РАО «ЕЭС России» хотя бы одной ГРЭС (АЭС) со сбросом тепла в окружающую среду, а также гидроэлектростанций, испытывающих дефицит воды, затраты топлива на ТЭЦ, необходимые для компенсации потребления тепла

Таблица 2. Алгоритм расчета удельного расхода топлива на электрическую мощность (при постоянной тепловой нагрузке и при постоянной температуре сетевой воды)

Мощность теплофикационного отбора — const $Q_{тс} = 140$ МВт (120 Гкал/ч, 502 ГДж/ч) Температура сетевой воды — const $T_{тс} = 80^{\circ}\text{C}$									
1. Задаем электрическую нагрузку турбины	МВт	220	200	180	160	140	120	100	80
2. Рассчитываем расход условного топлива	тут/ч	81,67	75,98	70,27	64,21	57,62	51,39	44,61	37,58
3 Принимаем удельный расход топлива на тепло*	кг/МВт·ч	22,98	24,32	25,72	27,17	28,67	30,12	31,51	32,81
4. Считаем топливо-на тепло	т/ч	3,21	3,39	3,59	3,79	4,00	4,22	4,45	4,49
-на электроэнергию	т/ч	78,46	72,69	66,68	60,42	53,92	47,17	40,16	33,09
5. Рассчитываем удельный расход топлива на электроэнергию	г/кВт·ч	357	363	370	378	385	393	402	414
6. Рассчитываем коэффициент полезного использования топлива	%	54,09	54,83	55,87	57,31	59,29	62,05	65,97	71,77

* Удельный расход топлива на тепло принимается равным значению удельного расхода топлива на тепло при равной электрической нагрузке и температуре сетевой воды, определенной по рис 1. Так, при $N_e = 215,3$ МВт — const; $T_{тс} = 80^{\circ}\text{C}$ $b_{мэт} = 24.02$ кг/МВт·ч.

от ТЭЦ, будут фактически в $6 \div 3$ раза ниже, чем затраты топлива на такое же тепло от котельных. Стремление региональных властей (частных собственников) передать тепловую нагрузку на собственные котельные при наличии резерва тепловой мощности на ТЭЦ приводит к прямым потерям первичного топлива — от 81 до 67% от расхода топлива, сожженного на котельной.

2. Перерасход топлива при работе с низкими электрическими нагрузками.

Результаты анализа расхода топлива на ТЭЦ (ГРЭС) показывают, насколько невыгодно работать с низкими электрическими нагрузками на турбинах. Снижение электрической нагрузки от максимальной величины в 100% (215 МВт) до минимальной величины в 20% (40 МВт) вызывает:

- рост удельного расхода топлива на электроэнергию на $19—64\%$ (с 358 до 425 г/кВт·ч при 80°C и с 380 до 625 г/кВт·ч при 120°C);

- рост удельного расхода топлива на тепло на $55—60\%$ (с $23,2$ до $36,0$ кг/МВт·ч при температуре 80°C и с

$25,8$ до $41,4$ кг/МВт·ч при температуре 120°C).

Отсюда вытекает очень важный технологический и экономический вывод: чем больше снижается нагрузка ТЭЦ, тем быстрее (в квадратичной зависимости) падает экономичность производства энергии на ТЭЦ и на ГРЭС.

3. Перерасход топлива, обусловленный процессом обеспечения системной надежности.

Совершенно очевидно, что из-за стремления работать с большим числом турбин с частичной нагрузкой в так называемом «горячем резерве» обеспечение системной надежности обходится дорого. Производители энергии стараются обеспечить надежность оборудования ТЭС за счет взаимного резервирования турбин — путем разделения 100% -ной нагрузки одной турбины на две турбины нагрузкой по 50% каждая. Удельный расход топлива при этом возрастает на 10% (с 358 до 396 г/кВт·ч). Таким образом, перерасход топлива является платой за обеспечение системной надежности, которая в квалифицированном варианте должна

Таблица 3. Алгоритм расчета прироста топлива на прирост температуры прямой сетевой воды. (при постоянной электрической и тепловой нагрузке)

Электрическая мощность $const - N_e = 180$ МВт Нагрузка отборов $const - Q_{ts} = 233$ МВт (200 Ккал/ч, 837 ГДж/ч)						
1. Задаем температуру сетевой воды	°С	120	110	100	90	80
2. Определяем расход топлива	тут/ч	78,51	76,12	74,82	73,60	72,68
3. Прирост расхода топлива на прирост температуры на 10 °С	тут/ч	2,39	1,3	1,22	0,92	0,94
4. Прирост топлива на прирост температуры сетевой воды 1 °С	%/°С	0,314	0,173	0,166	0,127	0,131
5. Усредненный прирост в интервале 120—80 °С	%/°С	0,2005				
6. Рост расхода топлива при росте температуры от 80 °С до 120 °С	%	8,02				

формироваться в тарифной политике как плата за резерв.

4. Экономия топлива при обеспечении потребителя теплом более низкой температуры.

ТЭЦ региона крайне выгодно производить низкотемпературное тепло. При понижении температуры сетевой воды (при постоянной электрической нагрузке и постоянной тепловой нагрузке) экономичность использования топлива возрастает от 0,127 до 0,314% за 1 °С.

Так, повышение температуры сетевой воды от 80 °С до 120 °С вызывает:

- рост удельного расхода топлива на тепло на 9—14% (с 23,2 до 25,8 кг/МВт·ч при 220 МВт электрических и с 36,0 до 41,4 кг/МВт·ч при 40 МВт электрических);

- рост удельного расхода на электроэнергию на 17—47% (с 358 до 380 г/кВт·ч при 220 МВт электрических и с 425 до 625 г/кВт·ч при 40 МВт электрических).

Из этого следует, что одним из самых эффективных и перспективных направлений развития энергосберегающей энергетики региона должен стать повсеместный переход от качественного регулирования отпуска тепла в теплосеть с температурным графиком 150/70 °С к количественному регулированию с температурным графиком 100/30 °С. В этом направлении заключается самый настоящий, неосвоенный «Клондайк энергосбережения» для энергетики России.

Самыми выгодными потребителями тепла от ТЭЦ являются жители, поскольку они обеспечивают максимальную экономичность производства города: население не нуждается для теплоснабжения в температурах выше 95 °С. Самыми эффективными энергосберегающими техническими и экономическими решениями в теплоэнергетической системе крупного города, позволяющими реально экономить топливо, являются: применение абсорбционных тепловых насосов, установленных в тепловых сетях; использование системы низкотемпературного отопления; массовое внедрение индивидуальных тепловых пунктов (индивидуальных регуляторов тепла типа Данфосс).

5. Миф о неэкономичности теплофикационных турбин ТЭЦ.

Анализ экономичности теплофикационной турбины Т-185/215-130 при работе в конденсационном режиме в сравнении с конденсационной турбиной К-300-240 (см. рис 2) показывает, что при максимальной нагрузке в 215 МВт снижение экономичности составляет 9,3% (364 против 333 г/кВт·ч). При минимальной нагрузке в 40 МВт экономичность падает всего на 5,8% (450 против 425 г/кВт·ч).

Данный технологический вывод подтверждает необоснованность однозначного ограничения (отказа) выработки электроэнергии на ТЭЦ в конденсационном режиме и преимущественного распределения электрической энергии на ГРЭС. Если

учитывать потери топлива при транспортировке электрической энергии на дальние расстояния, то производство электроэнергии на теплофикационных турбинах ТЭЦ и конденсационных турбинах ГРЭС оказывается практически равноэкономичным!

Именно перекрестное технологическое субсидирование создало устойчивый миф о том, что конденсационные режимы на ТЭЦ по сравнению с конденсационными режимами на ГРЭС слишком неэкономичны и позволило заложить в нормативные документы дискриминационные требования о нецелесообразности выхода ТЭЦ на оптовый рынок конденсационной электроэнергии.

Примеры расчета регионального экономического эффекта при перераспределении тепловых нагрузок

Нижеприведенные примеры являются весьма показательным и эффективным пособием для высшего топ-менеджмента электрогенерирующих компаний (финансового директора, директора по коммерции, технического директора), показывающим направления энергетической политики, нацеленные на сокращение издержек при производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ.

При постоянной тепловой нагрузке отборов турбин 232 МВт рост электрической нагрузки при температуре 80 °С ведет к экономии топлива на 5,94 т/ч (7,6% от 78,04 т/ч), а при температуре 120 °С экономия составляет 10,79 т/ч (12,8% от 83,98 т/ч).

Очевидно, что прирост электрического потребления при неизменной тепловой нагрузке влечет за собой двойную выгоду: не только расширение рынка сбыта электроэнергии от 130 до 200 МВт, но и рост термодинамической экономичности на 7,6—12,8%. И наоборот, снижение электрического потребления обуславливает двойной экономический ущерб.

При этом снижается также качество теплоснабжения. Рост темпера-

туры сетевой воды при неизменной тепловой нагрузке отборов турбины 232 МВт ведет к увеличению расхода топлива: при электрической нагрузке 200 МВт — на 5,94 т/ч (7,6%), а при 130 МВт — на 7,37 т/ч (12,9% от 56,95 т/ч).

При неизменной тепловой и электрической нагрузке рост температуры сетевой воды приводит к снижению экономичности производства. Удельный прирост топлива на тепло возрастает от 24,3 до 33,5 кг/МВт, однако даже в этом случае прирост удельного расхода топлива на тепло на ТЭЦ будет в пять-четыре раза меньше по сравнению с приростом топлива на котельной (135—142 кг/МВт).

Резервирование работы оборудования, т. е. «размазывание» электрической и тепловой нагрузки на две турбины (вращающийся резерв в виде двух турбин), приводит к очень большому перерасходу топлива — до 20,7%, или, на 17,37 т/ч (20,7% от 83,98 т/ч).

Именно фактор роста затрат топлива на обеспечение горячего резерва на 20,7% не учитывается многими электрогенерирующими компаниями и регулируемыми органами при разработке энергетической политики региона и тарифной политики на тепловую и электрическую энергию при формировании программы управления издержками (ПУИ).

Приведенный пример отражает суть теплофикации: подача дополнительной тепловой нагрузки ведет к значительной экономии топлива в системе «ТЭЦ-котельные», а применительно к региону рост расхода топлива на прирост тепловой нагрузки отбора для ТЭЦ не влияет.

При добавке 30%-ной нагрузки на тепловое потребление теплофикационных отборов расход первичного топлива для обеспечения отпуска тепла увеличивается всего на 3,1%. Прирост расхода топлива на ТЭЦ составляет 1,96 т/ч, в то время как котельная может быть полностью остановлена. Таким образом,

суммарная экономия в системе «ТЭЦ-котельная» составляет 7,94 т/ч, или, 80,2 % от расхода топлива на котельной 9,9 т/ч.

В примере столь же наглядно объяснен технологический смысл и экономическая суть теплофикации. Экономия топлива увеличивается с 7,94 до 8,44 т/ч, что составляет 85,2% от количества топлива, израсходованного на котельной. Расход топлива на ТЭЦ при этом возрастет на 10,55 т/ч (16,5% от 63,84 т/ч), но одновременно полностью остановится котельная 9,9 т/ч и разгрузится Ермаковская ГРЭС на 9,12 т/ч (13,5% от 67,6 т/ч).

Выводы

1. В статье приведены расчеты затрат топлива на два из девяти видов энергетической продукции: на электрическую мощность и на тепловую мощность при комбинированном способе производства на ТЭЦ, позволяющие адекватно оценить размеры скрытого (технологического) перекрестного субсидирования топлива на различные виды энергии.

2. Метод определения относительного прироста топлива на тепло, по сути, является универсальным методом, который дает количественную оценку экономичности производства комбинированной энергии в зависимости от качественных показателей — температуры нагреваемой сетевой воды, давления в теплофикационных производственных отборах и степени электрической загрузки турбины (вне зависимости от теплофикационной нагрузки паровой турбины).

3. Конкретные численные примеры приводят к выводу о нецелесообразности строительства квартальных и крышных котельных в центре тепловых нагрузок городов. Котельнизация — процесс передачи тепловых нагрузок от традиционных теплофикационных турбин ТЭЦ на квартальные, крышные котельные — ведет к перерасходу топлива не менее чем на 67—81% от расхода

топлива на котельных. В некоторых режимах работы для ТЭЦ дополнительный прирост топлива является несущественным.

4. Резервирование работы оборудования при переходе на частичные режимы, равно как и распределение общей 100%-ной нагрузки одной турбины на две турбины нагрузкой по 50% каждая с целью обеспечить надежность работы ТЭЦ, ведет к перерасходу топлива не менее чем на 20%.

5. Переход ТЭЦ от качественного регулирования отпуска тепла с температурным графиком 150/70 °С к количественному регулированию путем изменения расхода сетевой воды на ТЭЦ с минимально низким температурным графиком на уровне 100/30 °С, а также регулирование теплопотребления потребителя путем установки регулятора расхода на каждой батарее при прочих равных условиях обеспечивают экономию топлива по региону не менее 10Т—8%.

6. ТЭЦ и региону необходимо конкурировать за потребителей тепла. Работа с электрическими нагрузками ниже 50% является одним из основных процессов, вызывающих квадратичное снижение термодинамической эффективности и соответствующий перерасход топлива на 55—60%.

7. ТЭЦ и ГРЭС, по сути, являются равноэкономичными источниками электрической энергии по конденсационному циклу производства. Для допуска ТЭЦ на оптовый рынок конденсационной энергии необходимо выявить и устранить технологическое перекрестное субсидирование.

8. Применительно к условиям России производственная деятельность хотя бы одной ГРЭС либо АЭС со сбросом тепла в атмосферу или имеющийся дефицит запаса воды на гидроэлектростанциях влечет за собой нецелесообразный перерасход топлива не менее чем на 67—81% от сожженного топлива при работе на котельных.

