

## Котельнизация России – беда национального масштаба

А.Б. Богданов, заместитель начальника департамента перспективного развития, Омская ЭГК ТГК-11  
 (продолжение, начало см. в «НТ» № 10-11, 2006 г.,  
 полную версию статьи см. в информационной системе по теплоснабжению Ростепло.ру – [www.rosteplo.ru](http://www.rosteplo.ru))

### Отсутствие адекватного анализа издержек

В этой статье рассматриваются только затраты топлива для двух видов энергетической продукции, с которыми мы традиционно привыкли сталкиваться, а именно: затраты топлива для обеспечения тепловой мощности, и затраты топлива для обеспечения электрической мощности для случая комбинированного производства энергии на ТЭЦ. Затраты топлива и издержки, связанные с остальными видами энергетической продукции, будут рассмотрены в последующих публикациях.

С переходом к рыночным отношениям, в практике работы сложных теплоэнергетических систем крупных городов все чаще возникает вопрос о выявлении наиболее экономичных способов производства энергии, возможных вариантах перераспределения электрической и тепловой нагрузки между ТЭЦ и котельными. Вопрос определения топливной составляющей в затратах и соответственно распределения электрической и тепловой нагрузки между источниками энергии с различными технологиями производства энергии является сложной, многовариантной задачей, вызывающей различные дискуссии [1].

Сложность решения задачи по определению технологического оптимума в регионе по потреблению первичного топлива обусловлена необходимостью оценки различных технологий производства теплоты на ТЭЦ и котельных, допустимых сочетаний тепловой и электрической нагрузок на паровых турбинах, режимных факторов работы теплоэнергетических систем. Конечно же, понятно, что в реальных условиях, кроме технологического оптимума на первое место так же выходят такие вопросы, как собственность, ограничения в поставке видов топлива, социальная и энергетическая политики в регионе. Но именно расходы топлива (подчеркиваю, именно расходы топлива, а не энергии) и заявленная (подчеркиваю, именно заявленная, а не установленная) мощность являются теми ключевыми параметрами, относительно которых и формируется распределение постоянных и переменных издержек и накладных расходов, которые ложатся в основу формирования энергосберегающей тарифной политики в регионе.

Теоретические подходы к решению задачи по распределению нагрузок заключаются в оценке прироста расхода топлива на прирост отпускаемой энергии, однако материалов для практических расчетов распределения нагрузок с учетом ценности отработанного пара на ТЭЦ в настоящее время практически нет [2].

Для выявления степени перекрестного технологического (скрытого) субсидирования топливом, отражения сути комбинированного производства тепловой и электрической энергии и для практического решения задачи по суммарному снижению затрат топлива при производстве энергии ниже представлены результаты расчета энергетической характеристики ТЭЦ, основанного на методе анализа относительного прироста топлива на прирост тепловой нагрузки.

### 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 и однозначно увязывает все количественные и качественные энергетические показатели работы турбины. Количество параметров, определяющих тепловую экономичность теплофикационного турбоагрегата, сравнительно велико. Кроме основных количественных показателей (электрическая мощность генератора, нагрузка отборов турбин, расход пара на турбину), диаграмма режимов наглядно отражает влияние качественных показателей (давление и температура острого пара, давление пара в регулируемых отборах или температура нагреваемой сетевой воды и т.д.). В данной статье в качестве примера для проведения качественного и количественного анализа расхода топлива на тепло и на электроэнергию использована диаграмма режимов турбины Т-185/215-13-4 уральского турбомоторного завода [3].

Основными параметрами турбины с теплофикационным отбором пара типа «Т» являются: расход свежего пара, электрическая мощность, мощность теплофикационного отбора, температура сетевой воды.

Диаграмма отражает все три возможных основных режима работы турбоагрегата:

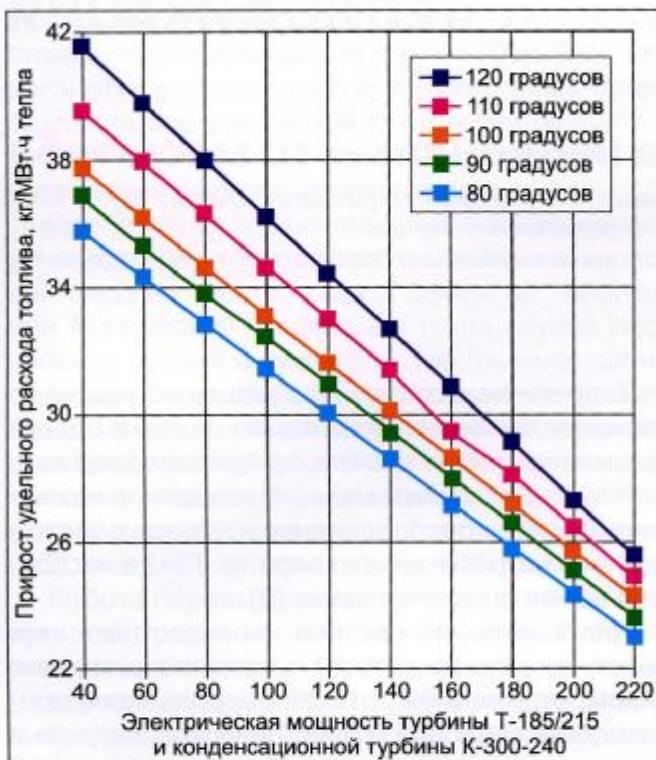


Рис. 1. Прирост удельного расхода топлива на прирост тепловой нагрузки турбины T-185/215 при изменении температуры сетевой воды от 80 до 120 °С.

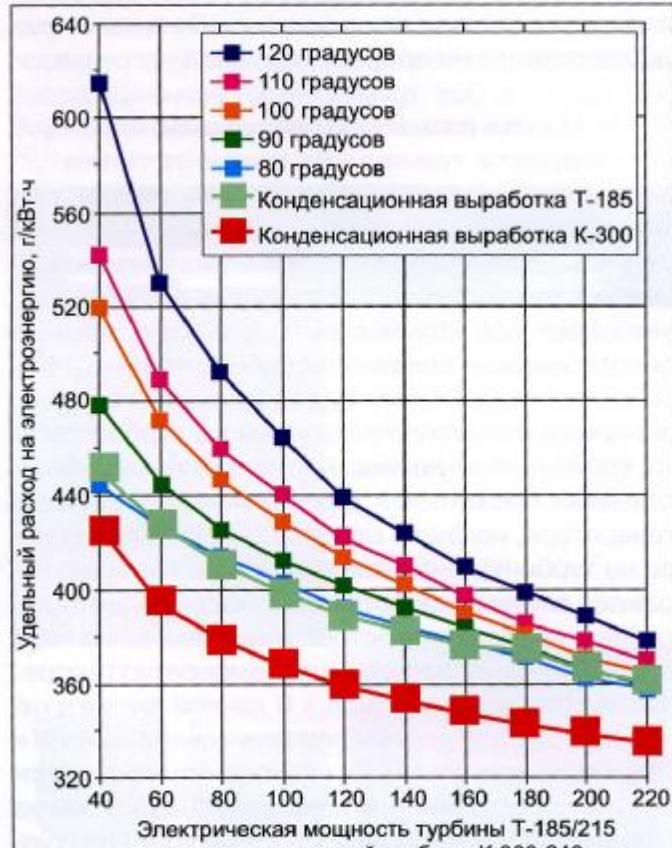


Рис. 2. Удельный расход топлива на электроэнергию от турбины T-185-215 в зависимости от температуры воды в теплосети.

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

Для учета влияния показателей (таких как расход электрической и тепловой энергии на собственные нужды, потери тепла с тепловым потоком, прочие потери) для всех трех вариантов принят единый обобщающий показатель – процент расхода топлива на собственные нужды  $K_{sn}$ , который принят в линейной зависимости от тепловой нагрузки блока. При суммарной тепловой и электрической нагрузке 837 ГДж/ч (200 Гкал/ч; 232 МВт) расход топлива на собственные нужды принят равным 10,8%. С ростом нагрузки до 2093 ГДж/ч (500 Гкал/ч; 582 МВт) процент расхода топлива на собственные нужды сокращен до 5,8%. КПД котла брутто для всех вариантов расчета принимается неизменной величиной, равной 90%.

С применением результатов математической обработки диаграммы режимов, посчитаны энергетические характеристики для турбины Т-185/215. Алгоритм расчета показателей показан в таблицах 1-3. Результаты расчетов приведены на рис. 1, 2.

В расчетах принято допущение, что в диапазоне нагрузок от 20 до 100%, **удельный расход топлива на тепло принимается равным приросту удельного расхода топлива на прирост тепловой нагрузки**. Принятие такого допущения означает то, что потери с холостым ходом турбины относятся **только на электроэнергию**, а не на тепло. Это обосновывается назначением высокопотенциального энергетического оборудования на ТЭЦ. Энергетические котлы и паровые турбины предназначены только для получения высококачественной, превращаемой механической (электрической) энергии, а не для получения отработанного пара низких параметров. Для получения пара низких параметров достаточно сжигать топливо в котлах низкого давления.

Если же заказчики энергетических технологий сознательно идут на ухудшение качества по-

**Таблица 1.** Алгоритм расчета прироста топлива на прирост тепловой нагрузки отборов турбин при постоянной электрической нагрузке (215,3 МВт) и при постоянной температуре сетевой воды ( $T_{ts}=80^{\circ}\text{C}$ ).

Расчетный параметр	Ед. измерения	Значение							
1. Задаем мощность теплофикационного отбора	МВт	372	326	279	232	186	140	93	46
2. Рассчитываем расход условного топлива	т у.т./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/МВт·ч	22,99	23,18	23,39	23,60	23,81	24,02	24,23	24,43
4. Принимаем удельный расход топлива на тепло*	кг/МВт·ч	24,02							
5. Убеждаемся в постоянстве удельного расхода топлива на электроэнергию во всем диапазоне тепловых нагрузок	г/кВт·ч	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

**Примечание:** удельный расход топлива на тепло, во всем диапазоне тепловых нагрузок от 46 до 372 МВт, принимается равным среднему приросту топлива. Результаты расчета удельного расхода топлива на тепло, при постоянной электрической нагрузке и постоянной температуре сетевой воды, наносятся на рис. 1 и являются исходными при дальнейших расчетах расхода условного топлива на электроэнергию.

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

Для сравнения конкурентных качеств теплофикационной турбины Т-185/215, работающей в чисто 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 из результатов расчета по относительным приростам

1. В отличие от нормативного метода предлагаемого официальной инструкции № 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. [4].

2. Удельный расход топлива на тепло и на электроэнергию полностью отвечают первому и второму началу термодинамики, наглядно отражают экономичность топливоиспользования **от качественного показателя температуры нагре-**

**ваемой воды, и совершенно не зависит от количественного показателя – величины теплофикационной нагрузки турбины.**

Это принципиальное отличие позволяет производить расчет расхода топлива на комбинированное производство на ТЭЦ по универсальной формуле, отвечающей любому сочетанию тепловых и электрических нагрузок, предусмотренных диаграммой режимов:

$$B_{\Sigma} = B_3 + B_{\Pi} = b_{st} \cdot N + b_{tt} \cdot Q,$$

где  $b_{st}$ ,  $b_{tt}$  – удельные расходы топлива соответственно на электроэнергию и тепловую энергию в зависимости от нагрузки турбины и температуры сетевой воды, определенные по энергетическим характеристикам на рис. 1, 2.

#### Практические выводы по оценке расхода топлива

1. **Перерасход топлива при отказе от теплофикации.** Энергетическая, тарифная политика в энергетике региона должна использовать уникальное качество комбинированного способа производства энергии и сокращать суммарное потребление топлива, за счет использования сбросного тепла от ТЭЦ, с использованием тепловых сетей от ТЭЦ. Так для рабочего диапазона тепловых и электрических нагрузок **прирост расхода топлива на прирост тепла составляет очень низкое значение  $b_{st}=23-42$  кг/МВт·ч**, против 142-90 кг/МВт·ч по физическому методу и методу ОРГРЭС. Наглядно видно, что для отпуска дополнительной одной единицы тепловой энергии с сетевой водой до 80-120 °С требуется допол-

**Таблица 2.** Алгоритм расчета удельного расхода топлива на электрическую мощность при постоянной тепловой нагрузке ( $Q_{ts}=140 \text{ МВт} = 120 \text{ Гкал/ч}$ ) и при постоянной температуре сетевой воды ( $T_{ts}=80^\circ\text{C}$ ).

Расчетный параметр	Ед. измерения	Значение							
1. Задаем электрическую нагрузку турбины	МВт	220	200	180	160	140	120	100	80
2. Рассчитываем расход условного топлива	т у.т./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 теплоэнергию	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

**Примечание:** 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 (например, при  $N_e=215,3 \text{ МВт} = \text{const}$ ;  $T_{ts}=80^\circ\text{C}$ ,  $b_{TЭЦ}=24,02 \text{ кг/МВт·ч}$ ).

**Таблица 3.** Алгоритм расчета прироста топлива на прирост температуры прямой сетевой воды при постоянной электрической ( $N_e=180 \text{ МВт}$ ) и тепловой нагрузке ( $Q_{ts}=233 \text{ МВт} = 200 \text{ Гкал/ч}$ ).

Расчетный параметр	Ед. измерения	Значение					
1. Задаем температуру сетевой воды	°С	120	110	100	90	80	
2. Определяем расход топлива	т у.т./ч	78,51	76,12	74,82	73,60	72,68	
3. Прирост расхода топлива на прирост температуры на 10 °С	т у.т./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 до 120 °С	%	8,02					

нительно всего 19-33% высококачественной первичной энергии с топливом. Это наглядно показывает, что при производстве комбинированной энергии на ТЭЦ производство тепловой энергии на ТЭЦ обходится с меньшими в 3-6 раза расходами топлива, чем на самых экономичных газовых котельных областях.

До тех пор, пока в единой энергетической системе РАО «ЕЭС России» работает хотя бы одна ГРЭС (АЭС) со сбросом тепла в окружающую среду, или пока на наших гидроэлектростанциях имеется дефицит воды, затраты топлива на ТЭЦ, необходимые для компенсации потребления тепла от ТЭЦ, фактически в 6-3 раза ниже, чем затраты топлива на такое же тепло от котельных! Стремление региональных властей, частных собственников передать тепловые нагрузки на собственные котельные, при наличии резерва тепловой мощности на ТЭЦ вызывают для региона прямые потери 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 (и ГРЭС) наглядно показывают, насколько не выгодно работать с низкими электрическими нагрузками на турбинах. Так снижение электрической нагрузки от максимальной величины в 100% (215 МВт) до минимальной величины 20% (40 МВт) вызывает:

- рост удельного расхода топлива на электроэнергию на 19-64% с 358 до 442 г/кВт·ч при 80 °С и с 380 до 625 г/кВт·ч при 120 °С;
- рост удельного расхода топлива на тепло на 55-60% (с 23,2 до 36 кг/МВт·ч при температуре 80 °С и с 25,8 до 41,4 кг/МВт·ч при температуре 120 °С).

Это и есть очень важный технологический и экономический вывод. Чем больше снижается загрузка ТЭЦ, тем быстрее, в квадратичной зависимости, падает экономичность производства энергии на ТЭЦ и на ГРЭС.

**3. Перерасход топлива, обусловленный обеспечением системной надежности.** Наглядно видно, во что обходится обеспечение системной надежности из-за стремления работать большим числом турбин с частичной нагрузкой в так называемом «горячем резерве». Так, стремление производителей энергии обеспечить надежность оборудования ТЭС за счет взаимного резервирования турбин, при разделении 100% нагрузки на одной турбине, на две турбины с нагрузкой по 50%. Рост удельного расхода топлива при этом поднимается на 10% с 358 до 396 г/кВт·ч. Это и есть скрытая плата, выраженная в перерасходе топлива за обеспечение системной надежности, которая в квалифицированном виде должна формироваться в тарифной политике как плата за резерв.

**4. Экономия топлива, при обеспечении потребителя теплом с более низкой температурой.** Для ТЭЦ региона крайне выгодно обеспечивать низкотемпературный отпуск тепла. Понижение температуры сетевой воды (при постоянной электрической нагрузке и постоянной тепловой нагрузке) приводит к повышению экономичности по использованию топлива от 0,127 до 0,314% на 1 °C.

Так рост температуры сетевой воды от 80 до 120 °C 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 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).

Наглядно видно, что одним из самых эффективных перспективных направлений развития энергосберегающей энергетики региона должен стать повсеместный переход от качественного регулирования отпуска тепла в теплосеть с температурным графиком 150/70 °C на количественное регулирование с температурным графиком 100/30 °C. В этом направлении имеется самый настоящий неосвоенный «Клондайк энергосбережения» в энергетике России!

Именно жители являются самыми выгодными потребителями тепла от ТЭЦ и обеспечивают максимальную эффективность производства. Для теплоснабжения города не нужно температур выше 95 °C. Применение абсорбционных тепловых насосов, установленных в тепловых сетях, применение системы низкотемпературного отопления, массовое внедрение индивидуальных тепловых пунктов, индивидуальных регуляторов тепла являются одними из самых эффективных энергосберегающих технических и экономических решений в теплоэнергетической системе крупного города, позволяющих реально экономить топливо.

**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 (рис. 2), показывает, что при максимальной нагрузке 215 МВт снижение экономичности составляет 9,3% (364 против 333 г/кВт·ч). При минимальной нагрузке в 40 МВт снижение экономичности составляет всего 5,8% (450 против 425 г/кВт·ч).

Этот технологический вывод показывает необоснованность однозначного ограничения (отказа) на выработку электроэнергии на ТЭЦ в конденсационном режиме и преимущественного распределения электрической энергии на ГРЭС. С учетом потерь энергии (топлива) при дальнем транспорте электрической энергии, производство электроэнергии на теплофикационных турбинах ТЭЦ и конденсационных турбинах ГРЭС – практически равнозэкономичны!

Именно перекрестное технологическое субсидирование создало устойчивый миф о значительной неэкономичности конденсационных режимов на ТЭЦ против конденсационных режимов на ГРЭС и позволило заложить в нормативные документы дискриминационные требования по возможности выхода ТЭЦ на оптовый рынок конденсационной электроэнергии.

### Выводы

1. В статье приведены расчеты затрат топлива для двух из девяти видов энергетической продукции: на электрическую мощность и на тепловую мощность при комбинированном способе производства на ТЭЦ, позволяющий 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 работы производства комбинированной энергии в зависимости от качественных показателей – температуры нагреваемой сетевой воды (давления в теплофикационных, производственных отборах), степени электрической загрузки турбины, без зависимости от теплофикационной нагрузки паровой турбины.

3. На конкретных численных примерах наглядно показаны бессмысленность и бездарность строительства квартальных и крышиных котельных в центре тепловых нагрузок городов. Котельница – процесс передачи тепловых нагрузок от традиционных теплофикационных турбин ТЭЦ на квартальные, крышиные котельные ведут к бесполезному перерасходу топлива не менее 67-81% от расхода топлива на котельных! В некоторых режимах работы ТЭЦ даже не почувствуют дополнительного прироста топлива.

4. Резервирование работы оборудования, при переходе на частичные режимы, работа с

низкими нагрузками, стремление обеспечить надежность работы ТЭЦ за счет работы на двух турбинах с нагрузкой 50%, вместо одной турбины с нагрузкой 100%, обходится перерасходом топлива не менее чем 20%.

5. Перевод ТЭЦ и потребителей тепла от качественного регулирования отпуска тепла от ТЭЦ с температурным графиком 150/70 °С на количественное регулирование путем изменения расхода сетевой воды на ТЭЦ, с минимально низким температурным графиком на уровне 100/30 °С, регулирования теплопотребления у потребителя с установкой регулятора расхода на каждой батарее, при прочих равных условиях, обеспечивает экономию топлива по региону не менее 10-8%.

6. ТЭЦ, региону необходимо бороться за тепловых потребителей. Работа с низкими электрическими нагрузками (ниже 50%) является одним из самых значительных показателей, вызывает квадратичное снижение термодинамической эффективности и соответствующий перерасход топлива на 55-60%.

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

### Литература

1. Материалы дискуссии «О теплофикации» в журнале «Электрические станции» 1989, № 11; 1990, № 8; 1991, № 4; 1992, № 6; 1993, № 8. «Теплоэнергетика», 1989, № 1; 1989, № 2; 1993, № 2-7; 1994, № 12.
2. Цоколаев И.Б. «Оценка энергетической эффективности совместного производства электроэнергии и теплоты». Автореферат на соискание ученой степени доктора технических наук. Институт энергетики и автоматики Академии наук республики Узбекистан. Ташкент 2005 г.
3. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. «Теплофикационные паровые турбины». Москва. «Энергия». 264 с.
4. Астахов Н.Л. «Некоторые методы распределения расхода топлива энергетических котлов ТЭС между электроэнергией и теплотой». В сборнике статей «Иновации в энергетических технологиях». ИПК государственных служащих. том 3. Москва 2002 г.

Продолжение следует