



Александр Богданов

начальник сектора энергоресурсосбережения ОАО «МРСК Сибири»

Анализ конкурентных свойств ТЭЦ

С переходом российской энергетики на рыночные отношения промышленная и коммунальная сферы крупных городов стали отказываться от освоенных технологий теплоснабжения и теплофикационных ТЭЦ, возвращаясь к устаревшим способам обеспечения потребителей теплом — от котельных. Иными словами, в отрасли начался процесс *рецессии*. Если необходимость строительства квартальных котельных для вводимого в эксплуатацию жилья еще можно как-то понять, то тенденция массового отключения потребителей от действующих ТЭЦ с переводом их на новые котельные и вовсе не объяснима. Правда, существует один аргумент для средств массовой информации — якобы за счет этого заметно снижается стоимость энергоснабжения благодаря значительной экономии топлива при транспортировке по магистральным тепловым сетям.

Монополизм на производство и транспорт электрической энергии, скрытое и явное перекрестное субсидирование потребителей электроэнергии за счет потребителей тепловой, отсутствие принципов тарифообразования, адекватно отражающих технологию выработки энергии, реализация амбициозных инвестиционных программ без учета их эффективности — все это приводит к непрерывному росту затрат на получение данного вида продукции. Централизованная энергия становится все более недоступной.

Цель настоящей статьи — показать изготовителям теплофикационного энергетического оборудования, собственникам генерирующих мощностей, регулирующим и надзорным органам *конкурентные свойства* теплофикационных турбин и рассчитать уровень перерасхода топлива при рецессии в энергетике и передаче тепловой нагрузки от ТЭЦ в котельные.

При функционировании энергетических систем часто возникает потребность в перераспределении электрической и тепловой нагрузки различного качества между паровыми турбинами ТЭЦ и котельными. Этот процесс, включая оценку технологического и экономического эффекта, является чрезвычайно сложной многовариантной задачей [1], что обусловлено необходимостью анализа допустимых сочетаний тепловой и электрической нагрузок, режимных факторов, ограничений в поставке видов топлива [2]. Хотя теоретически подходы к ее комплексному решению давно известны, материалов для точных расчетов с учетом качества тепла практически нет. Существующие нормативы, разработанные на основе действующего сегодня метода ОРГРЭС, который базируется на физическом методе, не позволяют наглядно, в цифрах, показать технологию комбинированного производства тепловой и электрической энергии.

Чтобы выявить эффект от использования комбинированного способа выработки тепловой и электрической

энергии на ТЭЦ, а также центры прибыли и убытков, следует определить энергетические характеристики теплофикационной турбины по относительным приростам топлива на производство тепла.

Метод расчета относительного прироста топлива на прирост тепла

Предлагаемая методика дает возможность при постоянной электрической нагрузке четко и однозначно оценить конкретную величину роста (снижения) расхода топлива на увеличение (падение) тепловой нагрузки. Отправной точкой здесь являются результаты обычного расчета, с помощью которых строится диаграмма режимов турбины. Для большей достоверности можно составить комплекс линейных уравнений, формирующих кривую режимов. На диаграмме (рис. 1) взаимосвязаны все количественные и качественные энергетические показатели работы турбины. Параметров, по которым устанавливают тепловую экономичность теплофикационного турбоагрегата, довольно много. Кроме основных количественных «составляющих» (электрическая мощность генератора, нагрузка отборов турбин, расход пара на турбину) в диаграмме отражено влияние качественных показателей, таких как давление и температура острого пара, давление пара в регулируемых отборах и / или температура нагреваемой сетевой воды и т. д. В нашем случае для всестороннего анализа расхода топлива на тепло и электро-

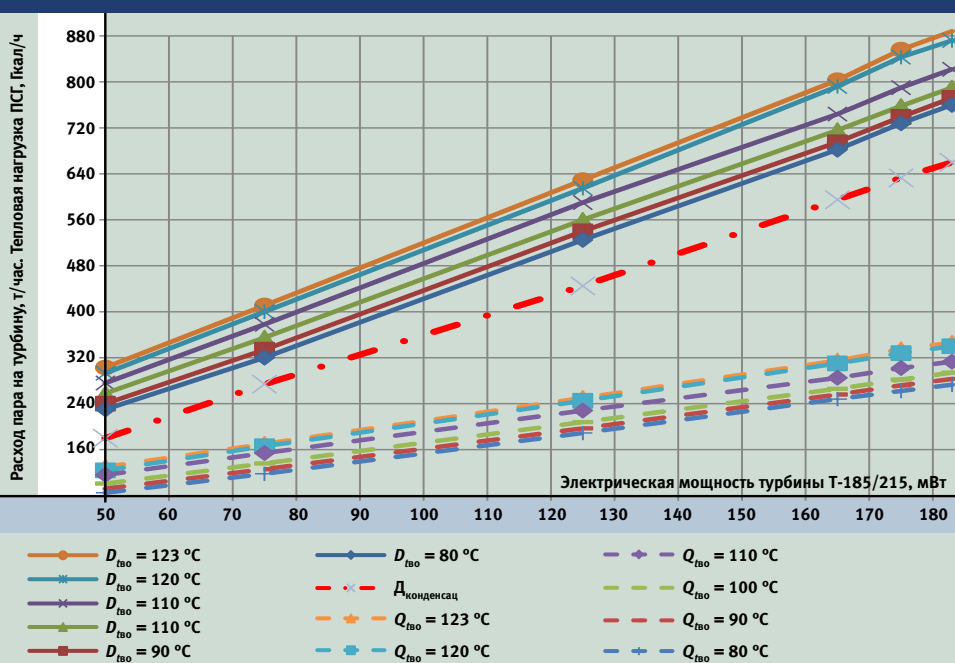
Табл. 1. Алгоритм расчета прироста топлива на увеличение тепловой нагрузки отборов турбин при постоянной электрической нагрузке $N_e = 215,3$ МВт и температуре сетевой воды $T_{ts} = 80$ °С.

Мощность теплофикационного отбора	МВт	372	326	279	232	186	140	93	46	
Расход условного топлива	т/ч	85,83	84,75	83,67	82,58	81,48	80,36	79,24	78,11	
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	
Удельный расход топлива на тепло**	кг/МВт·ч	24,02								
Удельный расход топлива на электроэнергию	г/кВт·ч	359	359	359	358	358	358	358	358	
Коэффициент полезного использования топлива	%	84,08	78,40	72,56	66,63	60,51	54,24	47,80	41,17	

* Принимается равным приросту топлива на тепло в конкретно заданном интервале изменения тепловых нагрузок 46 МВт.

** Удельный расход топлива на тепло во всем диапазоне тепловых нагрузок от 46 до 372 МВт принимается равным среднему приросту топлива.

Рис. 1. Диаграмма режимов турбины Т-185/215 УТЗ при различных температурах сетевой воды



энергию использована диаграмма режимов турбины Т-185/215-13-4 Уральского турбомоторного завода [3], поскольку она наглядно демонстрирует эффективность теплофикационных турбин в зависимости не от промежуточного параметра — давления в теплофикационном отборе, принятого для большинства установок, а от температуры сетевой воды, необходимой конечному потребителю.

Основными показателями турбины типа «Т» с теплофикационным от-

бором пара являются: расход свежего пара G_p , электрическая мощность N_e , мощность теплофикационного отбора $Q_{гв}$, температура сетевой воды T_{ts} .

Диаграмма воспроизводит три основных режима турбоустановки:

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

Отпуск тепла и тепловая мощность рассчитаны в единицах нормирования и учета показателей работы ТЭЦ — Гкал, Гкал/ч, ГДж/ч. Для лучшего восприятия степени влияния различных параметров на удельные расходы топлива итоговые результаты расчетов тепловой энергии и тепловой мощности дополнительно приведены к единому размерному показателю (МВт, МВт·ч); для электроэнергии принято обозначение $b_{эст}$ (г/кВт·ч); для тепловой — $b_{тст}$ (кг/МВт·ч). На основе диаграммы режимов для различных сочетаний тепловой и электрической мощности определен расход условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии для трех вариантов производства:

- комбинированное: получение электрической и тепловой энергии на ТЭЦ с турбиной Т-185/215-130-4;
- раздельное: выработка а) электроэнергии на ГРЭС с турбиной К-300-240 с промежуточным перегревом пара и б) тепловой энергии в котельной;
- раздельное: получение а) электроэнергии на теплофикационной турбине типа Т-185/215-4 в конденсационном цикле и б) тепловой энергии в котельной.

Для расчета абсолютного и удельного расхода топлива КПД-брутто котлов для всех вариантов является неизменным и составляет 90%. Для учета влияния потерь (расход электрической и тепловой энергии на собственные нужды, уход тепла с тепловым потоком и пр.) во всех трех вариантах используется единый обобщающий показатель — процент расхода топлива на собственные нужды $K_{сн}$, находящийся в линейной зависимости от степени загрузки турбины. При суммарной тепловой и электрической нагрузке в 40% $K_{сн}$ принят равным 10,8%. С увеличением суммарной нагрузки до 100% его значение сокращается до 5,8%.

На базе аналогичных линейных уравнений определены и энергетические характеристики турбины Т-185/215-4 Омской ТЭЦ-5. Алгоритм расчета представлен в таблицах 1—5, результаты — на рисунках 1—3.

Результаты анализа удельного расхода топлива на тепло при постоянной электрической нагрузке и температуре сетевой воды приведены на рисунке 2 и являются исходными в дальнейших расчетах затрат условного топлива на электроэнергию.

Однако здесь вводится допущение, что в диапазоне нагрузок от 20 до 100% удельный расход топлива на тепло будет равен приросту удельного расхода топлива на увеличение тепловой нагрузки. Это означает, что потери с холостым ходом турбины следует относить только на электроэнергию, а не на тепло, что объясняется функцией высокопотенциального энергетического оборудования. Так, энергетические котлы и паровые турбины предназначены именно для производства высококачественной превращаемой механической (электрической) энергии, а не отработанного пара с низкими параметрами, для получения которого достаточно сжигать топливо в дешевых водогрейных котлах малого давления. Заказчики энергетических технологий иногда сознательно допускают ухудшение показателей «конечной» механической (электрической) энергии (см. пример с теплофикационными турбинами), но исключительно с целью повышения суммарного коэффициента полезного использования топлива при комбинированном производстве энергии высокого и низкого качества.

Итак, можно сделать следующие выводы по экономичности производства комбинированной тепловой энергии.

Для рабочего диапазона тепловых и электрических нагрузок прирост расхода топлива на прирост тепла весьма незначителен: $bt_{\text{эт}} = 23 - 42$ кг/МВт·ч (см. рис. 2), тогда как при получении энергии по методу ОРГРЭС он достигает $142 - 90$ кг/МВт·ч.

Рассмотренный пример является ярким подтверждением второго закона термодинамики и соответствует расчетам технико-экономических показателей по эксергетическому методу. Видно, что для отпуска еще одной единицы тепловой энергии от теплофикационной турбины с температурой се-

тевой водой $80 - 120$ °С дополнительно требуется всего $19 - 33\%$ высококачественной первичной энергии [4] в виде топлива.

Наглядно показано, что при переключении потребителя от ТЭЦ к котельной суммарный перерасход топлива по системе составит порядка $84 - 70\%$ от его затрат в котельной. Только потери топлива будут не в конкретной котельной, обслуживающей новые жилые дома, а на далекой ГРЭС или ТЭЦ, работающей в конденсационном цикле.

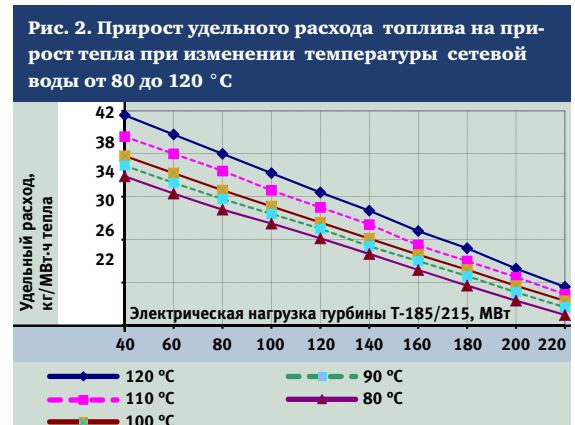
Из рисунка 2 однозначно следует, что удельный расход топлива на тепло (на его прирост) зависит только от качественных показателей: а) температуры сетевой воды и б) степени загрузки паровой турбины. Количественный показатель — объем потребления тепла от турбины — никак не влияет на удельный расход топлива.

Очевидна эффективность перехода на низкотемпературное отопление от теплофикационной турбины. Так, если при теплоснабжении паром или сетевой водой от котлов разница в удельном расходе топлива практически незаметна и данный параметр не зависит от давления пара или температуры сетевой воды, то при обеспечении потребителей теплом от теплофикационной турбины он значительно изменяется. Повышение температуры сетевой воды от 80 °С до 120 °С влечет за собой рост удельного расхода топлива на $9 - 14\%$ (с $23,2$ до $25,8$ кг за МВт·ч и с 36 до $41,4$ кг/МВт·ч при 220 и 40 МВт электрической нагрузки соответственно).

Бесспорна эффективность работы с максимально возможной загрузкой теплофикационной турбины. При снижении электрической нагрузки удельный расход топлива увеличивается на $55 - 60\%$ (с $23,2$ до 36 кг/МВт·ч и с $25,8$ до $41,4$ кг/МВт·ч при температуре 80 и 120 °С соответственно).

Выводы об экономичности производства комбинированной электрической энергии

Рисунок 3 наглядно демонстрирует, что удельный расход топлива на вы-



работку электроэнергии тоже зависит лишь от качественных показателей — температуры сетевой воды и степени загрузки паровой турбины, и на него совершенно не влияет такой параметр, как количество потребления тепла от турбины.

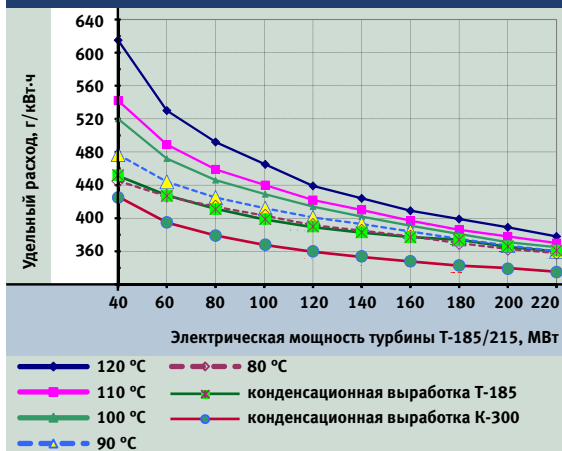
С повышением температуры сетевой воды от турбины с 80 до 120 °С удельный расход топлива на получение электроэнергии резко возрастает — на $17 - 47\%$ (с 358 до 380 г/кВт·ч и с 425 до 625 г/кВт·ч при нагрузке 220 и 40 МВт).

Как видно из таблицы 3, при каждом повышении температуры сетевой воды на один градус экономичность использования топлива при постоянной электрической и тепловой нагрузке снижается с $0,127$ до $0,314\%$.

Прослеживается сильная зависимость экономичности производства теплофикационной энергии от степени загрузки паровой турбины. Так, при падении электрической нагрузки с максимума 215 МВт до минимума 40 МВт удельный расход топлива увеличивается на $19 - 64\%$ (с 358 до 425 г/кВт·ч и с 380 до 625 г/кВт·ч при 80 и 120 °С соответственно). Данный пример явно доказывает, какой ущерб экономичности наносит стремление технического руководства перераспределять тепловую и электрическую нагрузку на большое количество турбин.

У регулирующих и надзорных органов, участников оптового рынка, менеджеров генерирующих электрических мощностей априори сложилось устойчивое, но глубоко ошибочное мнение о низкой конкурентной эффек-

Рис. 3. Удельный расход топлива на электроэнергию от турбины Т-185-215 в зависимости от температуры воды в теплосети



тивности производства конденсационной электроэнергии на теплофикационных турбинах ТЭЦ. При сравнении экономичности теплофикационной турбины Т-185/215, работающей в конденсационном режиме, с высокоэкономичной турбиной К-300-240 (см. рис. 3) становится ясно, что при максимальной нагрузке экономичность относительно турбины с промежуточным перегревом пара падает на 9,3% (364 против 333 г/кВт·ч). При минимальной нагрузке турбин ее величина снижается всего на 5,8% (450 против 425 г/кВт·ч). С учетом потерь электроэнергии на дальних линиях электропередачи двойной трансформации конденсационная электроэнергия ТЭЦ является столь же экономичной и конкурентоспособной, как и конденсационная энергия ГРЭС.

Экономичность теплофикационной турбины, функционирующей в конденсационном режиме, и конденсационной с одинаковыми параметрами пара почти идентична. Существующие методы распределения электрических нагрузок между этими видами турбин необходимо пересматривать на основе конкретных расчетов.

Уникальность приведенных на рисунках 2 и 3 диаграмм заключается в следующем:

- они отражают технологию производства энергии практически для любого многообразия допустимых сочетаний тепловой и электрической нагрузок;
- удельный расход топлива на тепло и электроэнергию находится в зависимости только от качественных показателей — а) температуры нагреваемой сетевой воды и б) степени загрузки паровой турбины;
- удельный расход топлива абсолютно не зависит от количества отпускаемого тепла.

Благодаря этим особенностям подобный метод в отличие от нормативного ОРГРЭС позволяет легко и однозначно рассчитывать расход топлива на комбинированное производство для любого многообразия сочетаний тепловых и электрических нагрузок по универсальной формуле:

$$B\Sigma = B\varepsilon + Bm = b\varepsilon t \cdot N + bmt \cdot Q,$$

где N и Q — допустимое сочетание электрической и тепловой мощности турбины; $b\varepsilon t$ и bmt — удельный рас-

ход топлива на электрическую и тепловую энергию в зависимости от нагрузки турбины и температуры сетевой воды по определяемой энергетической характеристике (см. рис. 2, 3).

Результаты представленного выше расчета не укладываются в рамки утвержденного нормативного документа по определению тепловой экономичности работы ТЭЦ. Существующую методику пора отменять. К этому еще в 1940—1950-х гг. прошлого столетия призывали ведущие специалисты энергетики И. Н. Бутаков, А. И. Андрущенко, Д. П. Гохштейн, В. В. Лукницкий. В 2004 г. доктор технических наук А. И. Андрущенко [5] в очередной раз вернулся к этой теме. Вот его слова: «... Удельные расходы топлива на ТЭЦ не являются объективными показателями совершенства ТЭЦ. Более того, их применение для формирования тарифов тормозит развитие теплофикации городов и приводит к перерасходу топлива».

Говоря о возможности проведения анализа по относительным приростам топлива и тепла, необходимо обозначить сферу его применения:

- данный метод построен на основании диаграмм режима работы турбин и полностью отражает технологию производства комбинированной энергии как по тепловому графику, так и в комбинированном режиме по электрическому графику с пропуском пара в конденсатор;
- предлагаемый метод может быть использован в программах управления издержками, для расчета фактических издержек топлива, определения центров прибыли и убытков при комбинированном способе получения энергии;
- при формировании обоснованных тарифов для потребителей тепла и электроэнергии расчеты целесообразны только для изолированных источников и абонентов, в отношении которых экономические службы соблюдают основной принцип энергетики — неразрывности производства и потребления тепловой и электри-

Табл. 2. Алгоритм расчета удельного расхода топлива на электрическую мощность при постоянной тепловой нагрузке и температуре сетевой воды $Tts = 80^\circ\text{C}$

Мощность теплофикационного отбора $Qts = 140$ МВт									
Электрическая нагрузка турбины	МВт	220	200	180	160	140	120	100	80
Расход условного топлива	т/ч	81,67	75,98	70,27	64,21	57,62	51,39	44,61	37,58
Удельный расход топлива на тепло *	кг/МВт·ч	22,98	24,32	25,72	27,17	28,67	30,12	31,51	32,81
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
Удельный расход топлива на электроэнергию	г/кВт·ч	357	363	370	378	385	393	402	414
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 эквивалентен значению аналогичного параметра при равной электрической нагрузке и температуре сетевой воды, обозначенной на рис. 2. Так, при $N\varepsilon = 215,3$ МВт const; $Tts = 80^\circ\text{C}$ $b\varepsilon t = 24,02$ кг/МВт·ч.

ческой энергии. Именно нарушение указанного принципа является главной причиной скрытого и явного перекрестного субсидирования [6] потребителей электроэнергии за счет потребителей тепловой;

- метод оптимален для потребителей тепловой и электрической энергии от ТЭЦ, расположенной рядом с крупными заводами, теплицами и жилыми районами, где за счет тепла на отработанном паре можно сэкономить до 74—80% сжигаемого в котельной топлива [7] и благодаря этому добиться значительного снижения тарифов на электроэнергию.

Еще один немаловажный момент: для реализации принципа неразрывности производства и потребления энергии от теплофикационной турбины необходимо ввести новый тип договора на комбинированную энергию.

Выводы

Переход российской энергетики на принципы рыночной экономики требует изменения существующей энергетической стратегии с ориентацией на конечного пользователя и максимальное потребление тепловой и электрической энергии, произведенной комбинированным способом.

Электроэнергия по своей сути — это высококачественный энергетический продукт, тепловая энергия от ТЭЦ и котельной — продукт низкого качества. Реальные затраты топлива на выработку единицы высококачественной электрической и низкокачественной тепловой энергии соотносятся как 25 кг/МВт·ч к ~350 кг за МВт·ч (возрастают в 14 раз!). Для обеспечения значительной эконо-

Табл. 3. Алгоритм расчета прироста топлива на повышение температуры прямой сетевой воды при постоянной тепловой нагрузке $Q_{ts} = 233$ МВт и постоянной электрической нагрузке $N_e = 180$ МВт

Температура сетевой воды	°С	120	110	100	90	80
Расход топлива	т у. т./ч	78,51	76,12	74,82	73,60	72,68
Прирост расхода топлива на увеличение температуры на 10 °С	т у. т./ч	2,39	1,3	1,22	0,92	0,94
Прирост топлива на повышение температуры сетевой воды на 1°С	%/°С	0,314	0,173	0,166	0,127	0,131
Усредненный прирост топлива в интервале 120—80 °С	%/°С	0,2005				
Перерасход топлива при теплоснабжении с температурой 120 °С относительно теплоснабжения с температурой 80 °С	%	8,02				

мии топлива *низким тарифом следует стимулировать именно потребителей сбросовой тепловой энергии от турбин, а не получателей тепловой энергии от котельной и уж тем более не потребителей электрической энергии, которые не имеют абсолютно никакого отношения к сокращению затрат.*

Предлагаемый метод определения удельного расхода топлива на тепловую энергию, основанный на расчете относительных приростов топлива на тепло, отвечает второму закону термодинамики и, по сути, дублирует эксергетический метод расчета, но *без введения дополнительных термодинамических величин, таких как энтропия, эксергия.*

Метод расчета относительного прироста топлива на тепло позволяет наиболее точно оценить экономичность работы системы теплоснабжения в зависимости от качественных показателей — температуры сетевой воды (давления в теплофикационных отборах) и степени загрузки турбины.

В отличие от существующего норматива ОРГЭС удельный расход топлива на тепло и электроэнергию, рассчитываемый по описанному выше методу, *зависит только от каче-*

ственного показателя — температуры нагреваемой воды, который и определяет экономичность работы ТЭЦ. Количественный показатель — величина теплофикационной нагрузки турбины — на него не влияет.

Работа теплофикационной турбины в конденсационном режиме равнозначна режиму отпуска тепла с температурой сетевой воды 45 °С и с нулевым удельным расходом топлива на тепло.

Метод расчета относительного прироста топлива на тепло подходит для простых энергетических систем (где имеется крупный завод, получатель тепла и электроэнергии сбалансирован по потреблению от близлежащей ТЭЦ). Он оптимален для изолированных потребителей электроэнергии, где экономические службы не имеют морального права нарушить принцип неразрывности производства и потребления энергии от ТЭЦ.

В продолжение цикла статей данной тематики предлагается рассмотреть методы определения экономичности производства тепловой и электрической энергии для сложных энергетических систем [8] с широким спектром технологий (ТЭЦ, ГРЭС, ГТУ, ПГУ, тепловые насосы, тепловые аккумуляторы [9] и т. д.).



Литература

1. Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей: Сб. статей под ред. А. В. Винтера. М.: Гозэнергоиздат, 1953.
2. Материалы дискуссии «О теплофикации» // Электрические станции. 1989. № 11; 1990. № 8; 1991. № 4; 1992. № 6; 1993. № 8 // Теплоэнергетика. 1989. № 1—2; 1993. № 2—7; 1994. № 12.
3. Бененсон Е. И., Иоффе Л. С. Теплофикационные паровые турбины. М.: Энергия, 1986.
4. Бродянский В. М. Письмо в редакцию. К дискуссии о методах разделения затрат на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 1992. № 9.
5. Андриющенко А. И. О разделении расхода топлива и формирования тарифов на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2004. № 8.
6. Богданов А.Б. Теплофикация — Золушка энергетики // Энергетик. 2001. № 11.
7. Богданов А.Б. Теплофикация — национальное богатство России // Энергия. 2001. № 10.
8. Богданов А.Б. Котельнизация России — беда национального масштаба // ЭнергоРынок. 2006. № 3, 6, 9; 2007. № 2, 6, 11; 2008. № 1, 2.
9. www.exergy.narod.ru