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) взаимоувязаны 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-

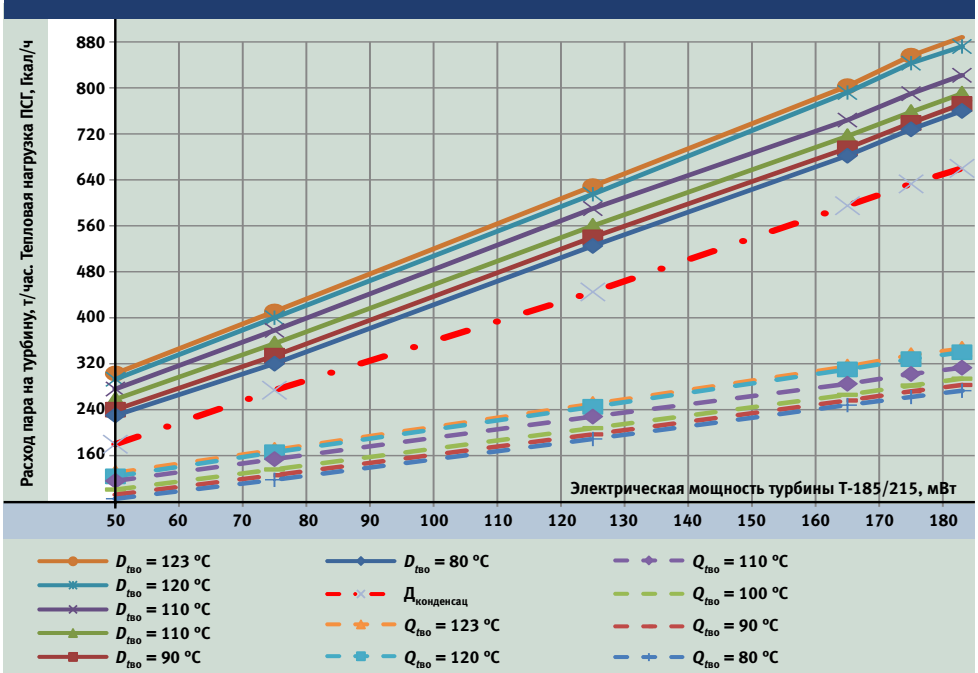
Табл. 1. Алгоритм расчета прироста топлива на увеличение тепловой нагрузки отборов турбин при постоянной электрической нагрузке N_e = 215,3 МВт и температуре сетевой воды T_{ts} = 80 °С.

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 отбором пара являются: расход свежего пара G_t, электрическая мощность N_e, мощность теплофикационного отбора Q_{tf}, 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 $b_{ээт}$ (г/кВт·ч); для тепловой — $b_{тэт}$ (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_{sn}, находящийся в линейной зависимости от степени загрузки турбины. При суммарной тепловой и электрической нагрузке в 40% K_{sn} 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: $b_{mэт}$ = 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 сетевой 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.

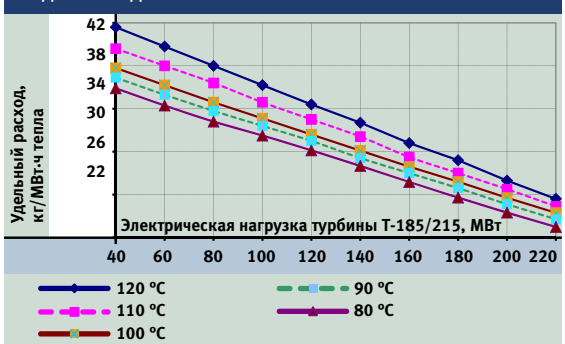
Очевидна эффективность перехода на низкотемпературное отопление от теплофикационной турбины. Так, если при теплоснабжении паром или сетевой водой от котлов разница в удельном расходе топлива практически незаметна и данный параметр не зависит от давления пара или температуры сетевой воды, то при обеспечении потребителей теплом от теплофикационной турбины он значительно изменяется. Повышение температуры сетевой воды от 80° 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 выработку 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.

Рис. 2. Прирост удельного расхода топлива на прирост тепла при изменении температуры сетевой воды от 80 до 120 °С



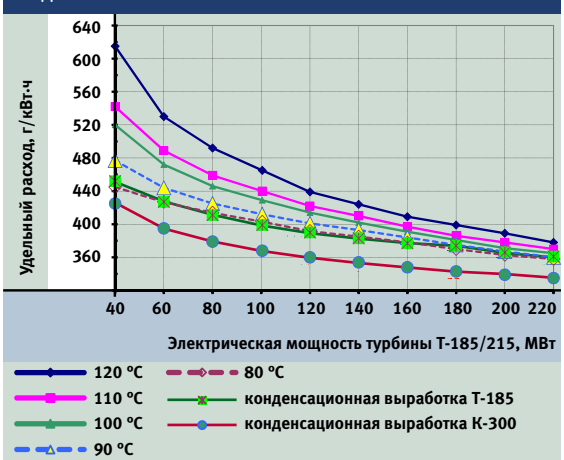
С повышением температуры сетевой воды от турбины с 80 до 120 °С удельный расход топлива на получение электроэнергии резко возрастает — на 17—47% (с 358 до 380 г/кВт·ч и с 425 до 625 г/кВт·ч при нагрузке 220 и 40 МВт).

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:

$$B\Sigma = Bэ + Bm = bэt \cdot N + bmt \cdot Q,$$

где N и Q — допустимое сочетание электрической и тепловой мощности турбины; $bэt$ и bmt — удельный расход 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. Андрющенко, Д. П. Гохштейн, В. В. Лукницкий. В 2004 г. доктор технических наук А. И. Андрющенко [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 °С

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 *Nе* = 215,3 МВт *const*; *Tts* = 80 °С bтэ 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.

Табл. 3. Алгоритм расчета прироста топлива на повышение температуры прямой сетевой воды при постоянной тепловой нагрузке *Qts* = 233 МВт и постоянной электрической нагрузке *Ne* = 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				

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 экономии 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 качественного 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.). эр

Литература

1. Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей: Сб. статей под ред. А. В. Винтера. М.: Госэнергоиздат, 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. *Андрющенко 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*