

На правах рукописи

**Матвеев Александр Сергеевич**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ  
И РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПАРОТУРБИННЫХ ТЭС  
НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

05.14.14 – Тепловые электрические станции, их энергетические  
системы и агрегаты

Автореферат диссертации  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Томск – 2003

Работа выполнена в Томском политехническом университете

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент  
Беляев Л.А.

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор

Лебедев В.М.

кандидат технических наук, доцент

Федецкий И.И.

Ведущая организация: ОАО «Красноярская ГРЭС-2» (г. Красноярск)

Защита состоится 26 декабря 2003 года в 15 часов  
на заседании диссертационного совета К 212.269.04  
в Томском политехническом университете по адресу:  
634034, г. Томск, пр. Ленина, 30, корпус 4, ауд. 406.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической  
библиотеке Томского политехнического университета

Автореферат разослан «26» ноября 2003 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

А.С. Заворин

## **Актуальность работы**

Актуальность работы заключается в том, что важными направлениями решения задачи повышения эффективности производства электрической энергии являются создание оборудования с более высокими показателями тепловой экономичности и оптимизация режимов работы действующих ТЭС. В условиях современного состояния парка оборудования ТЭС и изменившихся экономических отношений особенно актуально определение профиля перспективных паротурбинных установок и путей реконструкции существующих. Комплексное решение этих задач в настоящий момент возможно на основе численного моделирования.

В современных условиях функционирования ТЭЦ появляются новые возможности получения дополнительного эффекта. Количество электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении, может быть увеличено с помощью оптимизации режимов работы ТЭЦ, что также может быть выяснено на основе математических моделей.

## **Цель работы**

Целью работы является исследование на основе численного моделирования возможного повышения эффективности перспективных и действующих ТЭС в части:

1. разработки и создании тепловой схемы блока на суперсверхкритические параметры пара, определении места расположения турбинных экономайзеров и их влияния на экономичность блока;
2. оптимизации режимов работы существующих ТЭЦ.

## **Основные задачи исследования**

1. Разработка тепловой схемы блока суперсверхкритических параметров пара с использованием существующих блоков сверхвысокого давления.
2. Определение влияния места включения турбопривода питательного насоса второго подъема на эффективность работы блока ССКП.
3. Выявление оптимального нагрева в подогревателе при включении турбинного экономайзера параллельно рассматриваемому подогревателю.
4. Разработка способа параллельной работы теплофикационных турбоустановок.

## **Научная новизна полученных результатов состоит в следующем**

1. Разработана тепловая схема блока суперсверхкритических параметров пара с использованием существующих блоков высокого давления, с обоснованием ис-

пользования двухподъемной схемы питательных насосов и выбора места включения турбопривода питательного насоса второго подъема.

2. На основе численного эксперимента получены данные по эффективности использования в системах регенерации теплоты ПТУ турбинных экономайзеров. Выявлено влияние места установки турбинного экономайзера на изменение эффективности паротурбинной установки.

3. Впервые аналитически получено оптимальное распределение нагревов по ступеням регенеративного подогрева питательной воды при использовании в системе РППВ турбинного экономайзера. Полученная формула положена в основу методики оптимизации системы регенеративного подогрева паротурбинной установки с турбинным экономайзером.

4. Обоснован способ распределения тепловой нагрузки между параллельно работающими теплофикационными турбинами, обеспечивающий дополнительную выработку электроэнергии на тепловом потреблении. Дано теоретическое обоснование полученного эффекта, и выявлены границы определяющих параметров, при которых эффективно применение данного способа.

### **Практическая значимость**

1. Полученные результаты по совершенствованию тепловых схем паротурбинных установок на суперсверхкритические параметры пара могут быть использованы для предварительного обоснования варианта реконструкции.
2. Предлагаемая методика распределения нагревов питательной воды по ступеням регенеративного подогрева при включении в схему турбинного экономайзера позволяет определять нагревы без расчета всей тепловой схемы.
3. Разработанный способ распределения нагрузки между теплофикационными агрегатами ТЭЦ позволяет повысить выработку электроэнергии на тепловом потреблении, и может быть использован при оперативном распределении нагрузки на действующих ТЭЦ.

### **Достоверность результатов обеспечивается:**

- применением апробированных математических моделей и надежных методов вычислений;
- сравнением результатов, полученных различными методами расчета;
- хорошей сходимостью результатов вычислений с экспериментальными данными, полученными другими исследователями.

## **На защиту выносятся**

1. Результаты экспериментальных исследований по совершенствованию тепловой схемы блока на суперсверхкритические параметры пара.
2. Методика определения оптимального распределения нагревов воды по ступеням регенеративного подогрева при включении в тепловую схему турбинного экономайзера.
3. Способ распределения тепловых нагрузок между двумя параллельно работающими теплофикационными турбоустановками.

## **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались автором на VI, VII, VIII Всероссийских научно-технических конференциях «Энергетика: экология, надежность, безопасность» (г. Томск 2000, 2001, 2002 г.г.); на II семинаре вузов Сибири и Дальнего Востока по теплофизике и теплоэнергетике (г. Томск 2001 г.); на научных семинарах кафедры атомных и тепловых электрических станций Томского политехнического университета (2000-2003 г.г.)

## **Публикации**

По результатам выполненных исследований опубликовано 9 печатных работ.

## **Объем и структура диссертации**

Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, списка литературы (110 наименований) и приложений. Работа содержит 129 страниц с приложениями, 17 таблиц и 30 рисунков.

## **Личное участие автора**

Постановка задач исследований, обсуждение методики вычислительных экспериментов и принципиальных положений обсуждения результатов выполнены с участием научного руководителя к.т.н. Беляева Л.А. и соруководителя к.т.н. Калугина Б.Ф. Автором выполнены работы по созданию пакета прикладных программ для определения термодинамических и теплофизических свойств воды и водяного пара и для расчета тепловых схем паротурбинных установок, разработаны методики проведения вычислений и обработки их результатов, проведены все вычислительные эксперименты и анализ полученных данных.

## **Основное содержание работы**

*Во введении* излагается обоснование актуальности темы исследования, формулируются основные цели и задачи и намечаются пути их решения.

**В первой главе** дается анализ современного состояния рассматриваемого вопроса. Доказано, что при использовании твердого топлива паротурбинные установки на сверхвысокие параметры пара, как в ближайшее десятилетие, так и в перспективе не имеют реальных конкурентов по экономичности. Возможный и пока единственный конкурент - парогазовые установки (ПГУ) с внутрицикловой газификацией твердого топлива еще находятся на стадии опытно-промышленной эксплуатации и по оценкам специалистов уступают паротурбинным блокам по технико-экономическим показателям, а по экономичности (прогнозируемой) сопоставимы с современными паротурбинными пылеугольными энергоблоками. Этот вывод относится к твердому топливу, при использовании же природного газа лучшим решением, конечно, остается применение парогазовых установок утилизационного типа (ПГУ-У). Однако и для этого вида топлива усовершенствованный энергоблок на суперсверхкритические параметры является неплохой альтернативой.

Обзором установлено, что в тепловую схему блока ССКП необходимо включить элементы блока повышенной эффективности, а именно турбинные экономайзеры. Показана необходимость проведения исследований тепловой схемы блока, с целью определения оптимальных мест включения турбинных экономайзеров и нагревов воды в подогревателях при включении турбинных экономайзеров.

**Во второй главе** рассматриваются основные направления повышения эффективности работы теплофикационных турбин. Выявлено, что увеличение доли электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении, может быть получено в результате оптимизации режимов работы турбин и ТЭЦ в целом.

При работе теплофикационных турбин в переменной части графиков электрической и тепловой нагрузок имеется возможность повышения экономичности. Это обусловлено существенной нелинейностью фактических энергетических характеристик оборудования. Показано, что в реальных условиях эксплуатации ТЭЦ минимизация потерь тепла в холодном источнике в большинстве случаев достигается реализацией принципа максимально неравномерного распределения тепловых и электрических нагрузок между турбинами, в том числе и однотипными.

**В третьей главе** рассматриваются основы математического моделирования теплоэнергетических установок. Определены этапы решения задач моделирования теплоэнергетических установок. Приведена математическая модель установки – система балансовых уравнений, устанавливающих зависимости между параметрами связей. К ним относятся уравнения энергетического, расходного, гидравлического балансов и изменение энтальпии каждого из энергоносителей. Показана система ограничений, которая является составной частью математической модели. Рассмотрены основы определения погрешностей построения математических моделей теплоэнергетических установок.

*В четвертой главе* проведены исследования по надстройке блока К-210-130 турбиной на суперсверхкритические параметры пара.

Предлагается надстроить блок К-210-130 предвключенной турбиной на суперсверхкритические параметры пара (30 МПа, 650°C). Такой уровень параметров обусловлен возможностью осуществления их на практике (Каширская ГРЭС блок СКР-100). Отличие состоит в том, что в предлагаемой предвключенной турбине пар расширяется не до среднего, а до высокого давления. После чего пар идет в первый промежуточный пароперегреватель. На выходе из него пар имеет параметры, равные начальным параметрам пара блока К-210-130. Далее пар работает в турбине блока К-210-130. Относительные внутренние КПД турбины К-210-130 принимались на основании данных испытаний турбин на одной из станций Кузбасса.

Анализ тепловых схем современных ПТУ на суперсверхкритические параметры пара показывает, что температура питательной воды у новых блоков находится на уровне 295-310°C. Поэтому для повышения температуры питательной воды в тепловую схему нового блока включен дополнительный подогреватель высокого давления. Отбор пар на этот подогреватель осуществляется за регулирующей ступенью цилиндра высокого давления турбины К-210-130. Пар, охлаждающий проточную часть предвключенной турбины, используется в турбине К-210-130.

Осуществлен переход на двухподъемную схему питательных насосов. Насос первого подъема, устанавливаемый после деаэратора, имеет электропривод. Насос второго подъема на начальном этапе исследования также имел электропривод. Относительный прирост КПД от надстройки составил 6,43 процента.

Повышенный расход электроэнергии на привод питательного насоса второго подъема обуславливает переход от электропривода к турбоприводу. Были рассмотрены различные варианты подключения приводной турбины питательного насоса (ТПН) и выбрано оптимальное место включения турбопривода. На турбопривод идет пар с выхлопа предвключенной турбины. Сброс пара из ТПН осуществляется в ПВД 1 (рис. 1), а остаток пара идет в первый отбор турбины. Расход пара на предвключенную турбину увеличен на величину расхода пара на турбопривод. Относительное повышение экономичности надстроенного блока от установки ТПН составляет 1,81 процента.

Используя минимально допустимые диаметры ступеней у ТПН и минимально допустимые эффективные углы на выходе из сопловых решеток при частоте вращения ротора  $n = 76,66 \text{ 1/с}$ , можно получить приемлемые высоты сопел и рабочих лопаток ступеней ТПН в предлагаемом варианте. Оценка с помощью экспериментальных характеристик ступеней полученных в МЭИ подтверждает возможность получения относительного внутреннего КПД у ТПН равного 0,85.

Температура пара на выходе из турбопривода мало отличается от температуры пара в районе первого отбора главной турбины (на 20°C), что меньше различий в температурах отработанного пара ТПН и пара в районе отбора, куда

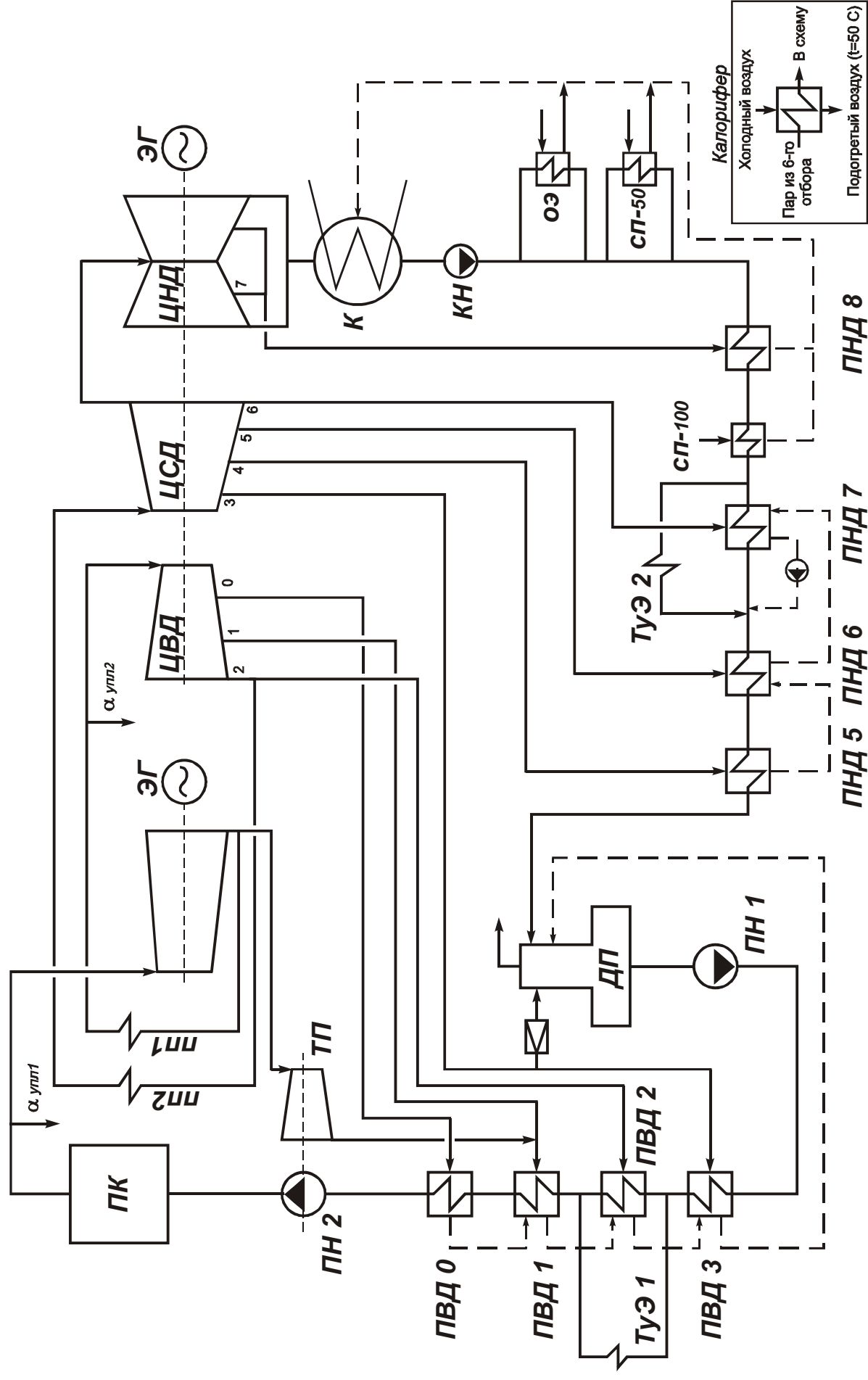


Рис.1. Схема блока К-210-130 с надстройкой, дополнительным ПВД и турбинными экономайзерами

поступает пар из ТПН, у турбины К-300-23,5 (24°C). Следовательно, с точки зрения отличий в температурах отработанного пара ТПН и пара главной турбины, такой вариант включения турбины турбопривода является осуществимым.

Проведены исследования тепловой схемы надстроенного блока с включением в его состав турбинных экономайзеров. Рассмотрены различные варианты включения турбинных экономайзеров в тепловую схему блока. Показано возможное место установки турбинных экономайзеров в опускной шахте котла. Первый турбинный экономайзер устанавливается между первой и второй ступенями воздухоподогревателя, а второй на выходе из котла. С учетом этого, найдены оптимальные места включения турбинных экономайзеров в тепловой схеме блока. Один турбинный экономайзер включается в обвод второго ПВД, а другой в обвод седьмого ПНД. Относительный прирост КПД от включения в схему надстроенного блока турбинных экономайзеров составил 1,09 процента.

Следующим этапом исследований явилась установка дополнительного пятого ПВД с целью повышения температуры питательной воды. Пар на этот ПВД подается из холодной нитки первого промперегрева. Относительное повышение КПД от установки дополнительного ПВД составляет 0,55 процента.

При создании турбин серии К-210-130 в первоначальном замысле имелось в виду, что первичный перегрев и промежуточный перегрев будут составлять 565°C. Поэтому была сделана оценка, на сколько повышается КПД надстроенного блока при увеличении температуры пара первого и второго промежуточных перегревов до 565°C. Относительное повышение КПД от повышения температур первого и второго промперегревов составило 1,59 процента.

Также были проведены исследования блока на суперсверхкритические параметры пара, когда КПД цилиндров турбины К-210-130 определялся на основании заводского расчета третьей модели: КПД отсека нерегулируемых ступеней ЦВД – 0.8871, относительный внутренний КПД ЦСД – 0.9407, относительный внутренний КПД ЦНД – 0.8734.

После всех этапов модернизации блока относительное повышение КПД по сравнению с блоком К-210-130 составляет 15,94 процентов. Если рассчитывать КПД нетто надстроенного блока по общепринятой методике, когда в числителе кроме отпущенной электрической мощности имеем еще мощность турбины питательного насоса, то КПД надстроенного блока составляет 44,62 процентов.

Таким образом, проведенные исследования показывают, что:

- надстройка блока К-210-130 турбиной на суперсверхкритические параметры пара целесообразна;
- применение турбинных экономайзеров оправдано;

**В пятой главе** проводится исследование влияния турбинных экономайзеров на оптимальный нагрев воды в подогревателе. Показано, что при включении турбинного экономайзера параллельно подогревателю, оптимальный нагрев воды в этом подогревателе не может быть найден по традиционной методике.

Начальным этапом данного исследования явилось распределение нагревов питательной воды по подогревателям, на примере турбоустановки К-210-130. Тепловая схема турбоустановки была идеализирована: все поверхностные подогреватели были заменены на подогреватели смешивающего типа (рис. 2). Для распределения нагревов по ступеням регенеративного подогрева воспользуемся методикой приведенной в книге Рыжкина В.Я. «Тепловые электрические станции». Согласно этой методики были определены оптимальные нагревы питательной воды по ступеням регенеративного подогрева.

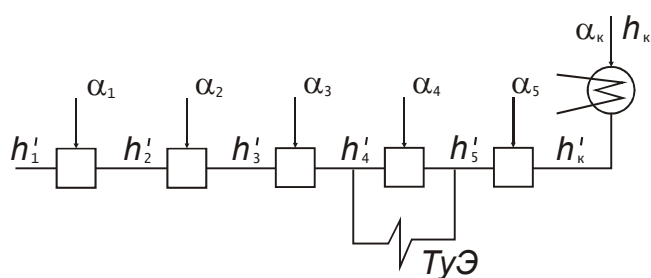


Рис. 2. Включение турбинного экономайзера в тепловую схему паротурбинной установки

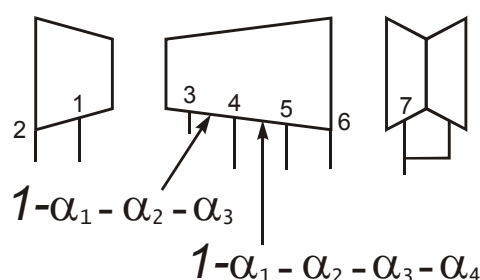


Рис. 3. Относительные расхода пара через отсеки до и после отбора, к которому подключен турбинный экономайзер

Затем в схему был включен турбинный экономайзер (рис. 2).

Аналитически было получено выражение для определения удельной работы одного килограмма пара, с учетом ухода части его в отборы, на участке двух отсеков турбины, расположенных перед и за отбором того смешивающего регенеративного подогревателя, который включен по потоку основного конденсата параллельно с турбинным экономайзером.

$$l = \left( \prod_1^{i-2} \frac{q}{q + \tau} \right) \times \frac{q_{i-1}}{q_{i-1} + (M - \tau_i)} \times [h_{i-1} - h_i] + \\ + \left[ \left( \prod_1^{i-2} \frac{q}{q + \tau} \right) \times \frac{q_{i-1}}{q_i + (M - \tau_i)} \times \frac{q_i}{q_i + \tau_i} + \frac{q_{ТУЭ0}}{q_i + \tau_i} \right] \times (h_i - h_{i+1})$$

где

$i$  – номер отбора, подогреватель которого обводится через турбинный экономайзер, начало нумерации отборов с головы турбины;

$\Pi$  – знак произведения;

$q = h - h'$  – количество тепла, отдаваемое паром отбора при конденсации;

$h$  – энтальпия пара отбора,

$h'$  – энтальпия насыщенной воды, при давлении в подогревателе, подключенном к рассматриваемому отбору;

$\tau$  - нагрев в подогревателе, равный разнице энтальпий питательной воды (потока основного конденсата) на выходе из рассматриваемого подогревателя и на входе в него;

$$M = h_{i-1}' - h_{i+1}' ;$$

$$q_{\text{ТУЭ}0} = \frac{Q_{\text{ТУЭ}}}{G_0} - \text{удельная тепловая нагрузка турбинного экономайзера};$$

$Q_{\text{ТУЭ}}$ , кВт – тепловая мощность турбинного экономайзера;  
 $G_0$ , кг/с – расход пара на турбину.

Исследование этой формулы на максимум позволяет определить оптимальную величину нагрева воды в  $i$ -ом подогревателе, работающем параллельно с турбинным экономайзером (табл. 1):

Таблица 1

| Подогреватель                                                                                                                                    | ПЗ    | П4    | П5    | П7    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Оптимальный нагрев в подогревателе, кДж/кг                                                                                                       | 132,6 | 130,2 | 127,9 | 123,5 |
| Оптимальный нагрев в подогревателе, рассчитанный по предлагаемой методике (при включении ТуЭ параллельно рассматриваемому подогревателю), кДж/кг | 162   | 147   | 149   | 145   |

Результаты проделанных вычислений показывают, что при включении турбинного экономайзера параллельно подогревателю, оптимальный нагрев в этом подогревателе не может быть найден по традиционной методике.

Следующим этапом исследований явилось определение оптимального нагрева воды в подогревателе смешивающего типа при включении турбинного экономайзера параллельно этому подогревателю на математической модели идеализированной турбоустановки К-210-130. Расчет проводится следующим образом. Нагрев в подогревателе, а, следовательно, и в турбинном экономайзере, принимается в интервале от 60 до 200 кДж/кг. Нагревы в остальных подогревателях оставались неизменными, за исключением вышестоящего подогревателя. То есть любое изменение нагрева в рассматриваемом подогревателе компенсируется вышестоящим подогревателем. Определялась энтальпия за рассматриваемым подогревателем, давление в нем, давление в отборе турбины. Мощность турбинного экономайзера во всех вариантах была постоянна – 5000 кВт. По этим данным рассчитывалась схема турбоустановки, определялся абсолютный внутренний КПД турбоустановки  $\eta_i$ , строились графики зависимости этого КПД от нагрева в подогревателях (рис.4.). По максимальному КПД определялся оптимальный нагрев.

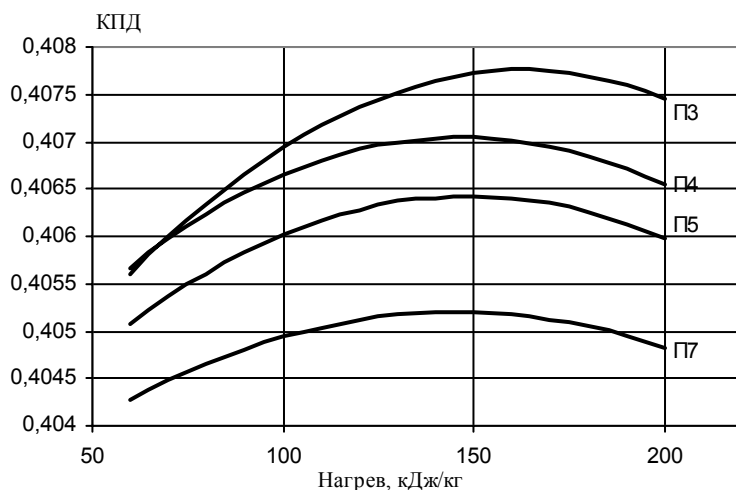


Рис. 4. Зависимость КПД идеальной турбоустановки  $\eta_i$  от нагрева в подогревателях при включении турбинного экономайзера параллельно различным подогревателям. Мощность турбинного экономайзера принималась равной 5000 кВт.

Исследование всей схемы по определению наивыгоднейшей величины нагрева воды в  $i$ -ом подогревателе, работающем параллельно с турбинным экономайзером дает совпадение с результатами вычислений определенными по предлагаемой методике, приведенной выше.

После этого были проведены расчеты для определения влияния мощности турбинного экономайзера на оптимальный нагрев воды в подогревателе. Так как наилучшие результаты дает включение турбинного экономайзера параллельно третьему подогревателю, то влияние мощности турбинного экономайзера на оптимальный нагрев воды исследовалось именно на этом подогревателе. На рисунке 5 представлены кривые, построенные при оптимизации величины нагрева воды в подогревателе.

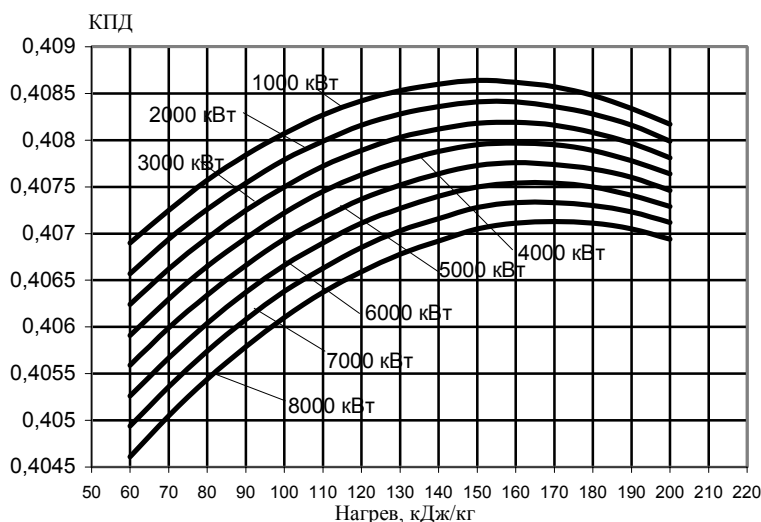


Рис. 5. Зависимость  $\eta_i$  турбоустановки от нагрева в третьем подогревателе при включении параллельно ему турбинного экономайзера с различными мощностями.

На основании выполненных исследований построены графики (рис. 6) наглядно демонстрирующие повышенные значения КПД  $\eta_i$ , рассчитанные при оптимальном нагреве в подогревателе (линия 1), по сравнению с КПД турбоустановки при разбивке нагревов по традиционной методике (линия 2). Следует

подчеркнуть, что в обоих видах схем турбинный экономайзер включался в обвод подогревателя.

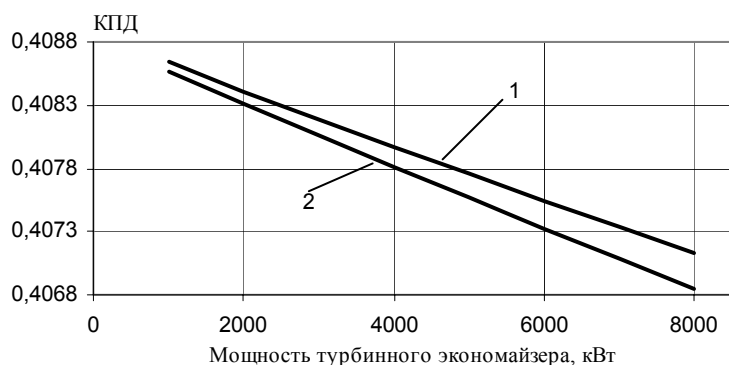


Рис. 6. Зависимость  $\eta_i$  турбоустановки от величины нагрева воды в третьем подогревателе (ПЗ).

1-  $\eta_i$  при оптимальном значении нагрева в ПЗ;

2-  $\eta_i$  при нагреве воды в ПЗ, рассчитанном по традиционной методике.

Здесь необходимо отметить, что в рассмотренных вариантах не учитывалось повышение КПД котла за счет уменьшения температуры уходящих газов. Именно этим объясняется снижение КПД с увеличением мощности турбинного экономайзера.

Следующим этапом исследований явился расчет схемы реальной турбоустановки К-210-130 с регенеративными подогревателями поверхностного типа. Причем в рассматриваемом случае турбинный экономайзер включался параллельно третьему подогревателю высокого давления. То есть, целью данного этапа исследования являлось определение оптимального нагрева в третьем ПВД, а соответственно и давления в третьем отборе турбины.

Тепловая мощность третьего ПВД, до включения турбинного экономайзера параллельно ему, составляла 8100 кВт. В рассматриваемом варианте мощность турбинного экономайзера была принята равной 8000 кВт. То есть подогреватель практически полностью обводился по питательной воде.

Результаты данного расчета представлены на рис. 7.

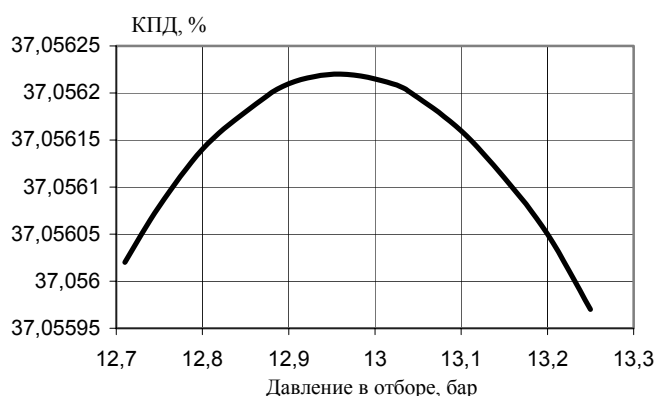


Рис. 7. Зависимость  $\eta_i$  реальной турбоустановки К-210-130 от нагрева в подогревателе при включении турбинного экономайзера параллельно третьему подогревателю ПЗ.

Оптимальное давление, соответствующее максимальному КПД  $\eta_i$ , составило 12,96 бар, тогда как у турбоустановки К-210-130 это давление равно 11,45 бар.

Таким образом, доказано, что величина нагрева питательной воды (потока основного конденсата) в регенеративном подогревателе, обводимого частью

воды через турбинный экономайзер – вода нагревается в последнем – должна быть больше величины нагрева, определенной для этого подогревателя по традиционным методикам, рекомендуемым в литературе по тепловым электростанциям при отсутствии турбинного экономайзера, а также определенной по заводской разбивке.

Выявлено, что на величину оптимального нагрева воды в подогревателе влияет мощность турбинного экономайзера, включенного параллельно этому подогревателю.

**В шестой главе** рассмотрен новый способ распределения тепловых нагрузок между параллельно работающими теплофикационными установками.

Согласно предлагаемому способу теплофикационные отборы одной из турбоустановок, к которым подключены ее подогреватели сетевой воды, загружались наиболее сильно. Далее везде вместо слов «подогреватели сетевой воды» будут употребляться просто «подогреватели». Это достигалось с помощью увеличения расхода сетевой воды через подогреватели и нагревом этого потока воды (путем изменения давления, в допустимых пределах, в регулируемых теплофикационных отборах) до температуры, которая превышает температуру воды за подогревателями, соответствующую температурному графику теплосети (рис. 8). А другой поток воды нагревался в подогревателях второй турбоустановки до температуры, лежащей ниже температуры воды за сетевыми подогревателями по тепловому графику теплосети. Причем, после смешения обеих потоков температура сетевой воды была равна температуре за сетевыми подогревателями по тепловому графику теплосети. При этом загрузка по расходу пара первой турбины была очень большой, относительный внутренний КПД частей турбины до теплофикационных отборов и межотборного отсека возрастали. И в целом по обеим турбоустановкам выработка электроэнергии на тепловом потреблении возрастала на несколько процентов.

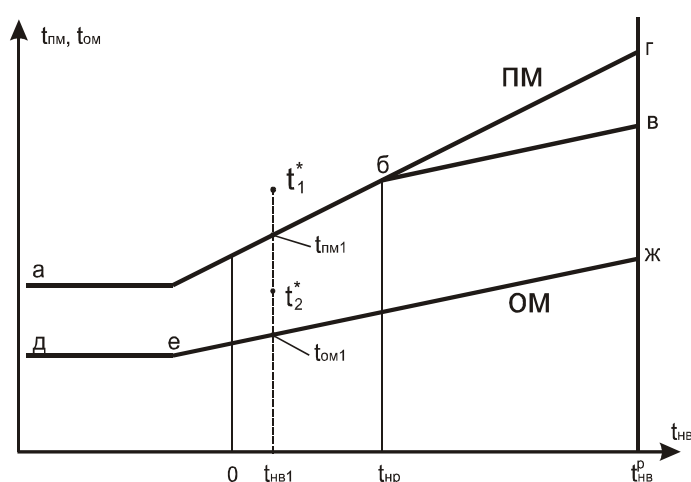


Рис. 8. Температурный график теплосети.

Схема двух параллельно работающих теплофикационных турбоустановок приведена на рис. 9.

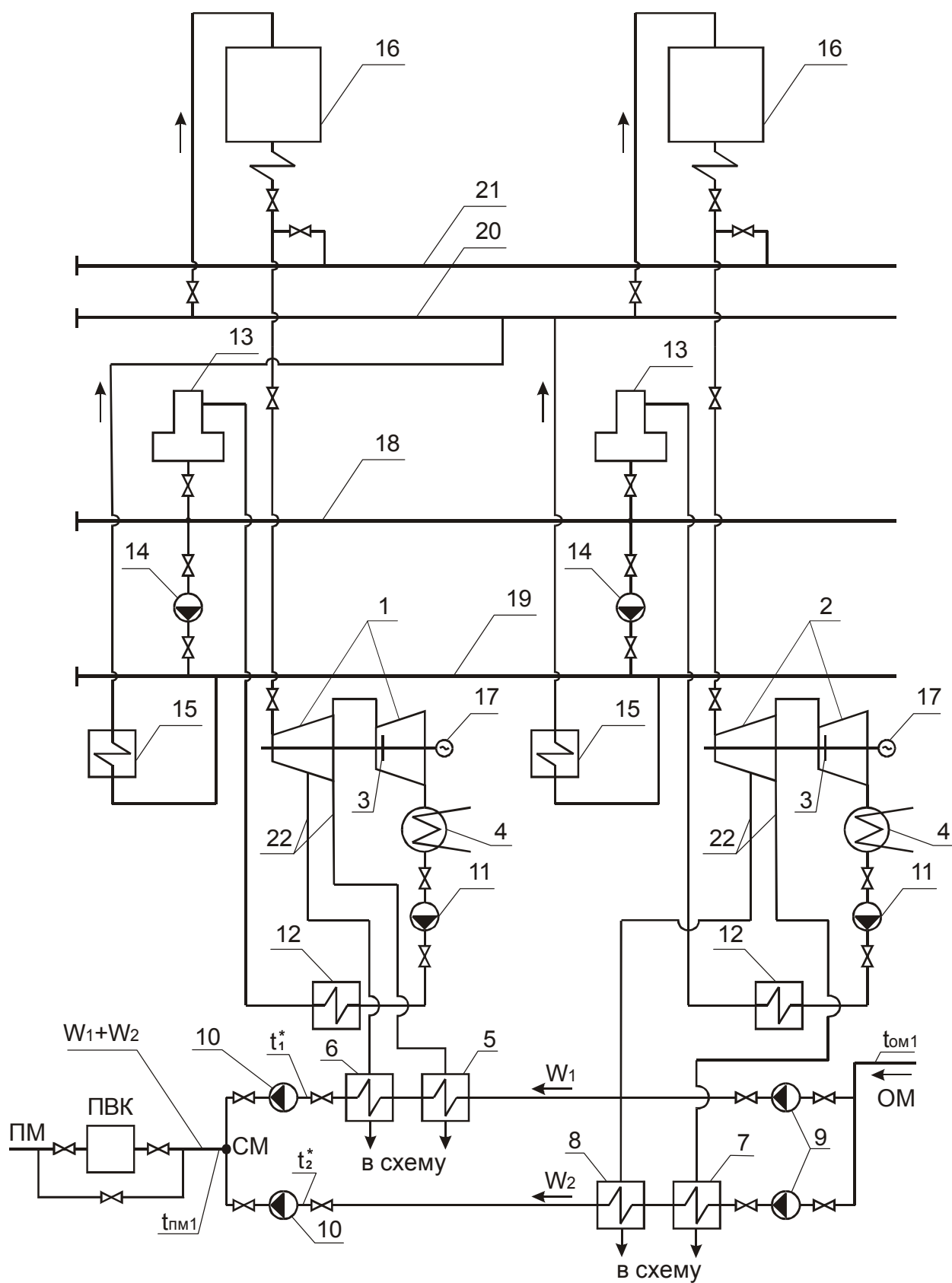


Рис. 9. Схемы двух турбоустановок с регулируемыми отборами пара для целей теплофикации.

В таблице 2:  $t_{нм1}/t_{ом1}$  – температуры за сетевыми подогревателями/на входе в сетевые подогреватели, согласно температурному графику теплосети (см. рис. 8); в строке температурный график по турбоустановкам первая температура в колонке – это температура за сетевыми подогревателями, вторая – на входе в сетевые подогреватели соответствующей турбоустановки.

Таблица 2

| Режимы                                             | 1       |        | 2       |        | 3       |        | 4       |        | 5       |         |
|----------------------------------------------------|---------|--------|---------|--------|---------|--------|---------|--------|---------|---------|
| $t_{нв}$ , °C                                      | -5      |        | -5      |        | -5      |        | -5      |        | -5      |         |
| $t_{пм1}/t_{ом1}$ , °C                             | 80/46   |        | 80/46   |        | 80/46   |        | 80/46   |        | 80/46   |         |
| № турбоустановок                                   | №1      | №2     | №1      | №2     | №1      | №2     | №1      | №2     | №1      | №2      |
| Расход сетевой воды, т/ч                           | 3000    | 3000   | 4000    | 2000   | 4000    | 2000   | 4500    | 1500   | 4500    | 1500    |
| Температурный график по турбинам, °C               | 80/46   | 80/46  | 80/46   | 80/46  | 89/46   | 62/46  | 80/46   | 80/46  | 84,1/46 | 67,7/46 |
| Тепловая нагрузка сетевых подогревателей, МВт      | 118,54  | 118,54 | 158,05  | 79,03  | 200,03  | 37,05  | 177,8   | 59,27  | 199,31  | 37,8    |
| Суммарная тепловая нагрузка, МВт                   | 237,08  |        | 237,08  |        | 237,08  |        | 237,07  |        | 237,11  |         |
| Эл. мощность, вырабатываемая турбинами, МВт        | 61,317  | 61,317 | 85,434  | 37,921 | 108,99  | 18,042 | 96,914  | 26,933 | 109,22  | 17,762  |
| Суммарная электрическая мощность, МВт              | 122,634 |        | 123,355 |        | 127,029 |        | 123,847 |        | 126,983 |         |
| Расход топлива, кг/с                               | 14,815  |        | 14,856  |        | 14,995  |        | 14,865  |        | 14,999  |         |
| Расход топлива на выработку тепловой энергии, кг/с | 9,362   |        | 9,352   |        | 9,342   |        | 9,341   |        | 9,343   |         |
| Расход топлива на выработку эл. энергии, кг/с      | 5,453   |        | 5,505   |        | 5,653   |        | 5,524   |        | 5,656   |         |

Характеристики режимов:

- 1-ый режим – общий расход сетевой воды  $1666,7 \text{ кг/с}$  ( $6000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) делится поровну между подогревателями турбоустановок, причем температуры сетевой воды на входе и выходе сетевых подогревателей берут в соответствии с температурным графиком теплосети ( $t_{нм1}/t_{ом1}$  см. рис. 8).
- 2-ой режим – расход сетевой воды через подогреватели первой турбоустановки  $W_1=1111,1 \text{ кг/с}$  ( $4000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) и через подогреватели второй турбоустановки  $W_2=555,56 \text{ кг/с}$  ( $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ). Температуры сетевой воды на выходе и входе у подогревателей сетевой воды обеих турбоустановок соответствуют температурному графику теплосети ( $t_{нм1}/t_{ом1}$  см. рис. 8).
- 3-ий режим – распределение сетевой воды по подогревателям сетевой воды такое же, как и во втором. Но температуры сетевой воды на выходе и входе в

подогреватели у первой турбоустановки 89/46, у второй турбоустановки 62/46 (или согласно рис. 9 –  $t_1^*/t_{ом1}$  и  $t_2^*/t_{ом1}$ ). То есть, в соответствии с предлагаемым способом подогрева сетевой воды.

- 4-ый режим – расход сетевой воды через подогреватели первой турбоустановки  $W_1=1250 \text{ кг/с}$  ( $4500 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) и через подогреватели второй турбоустановки  $W_2=416,67 \text{ кг/с}$  ( $1500 \text{ м}^3/\text{ч}$ ). Причем, температуры сетевой воды на выходе и входе у подогревателей сетевой воды обеих турбоустановок соответствуют температурному графику теплосети.
- 5-ый режим – распределение сетевой воды по подогревателям сетевой воды такое же, как и в четвертом. Но температуры сетевой воды на выходе и входе в подогреватели у первой турбоустановки 84,1/46, у второй турбоустановки 67,7/46.

Следует подчеркнуть, что в режимах 3 и 5, согласно предлагаемого способа подогрева сетевой воды, подогреватели первой турбоустановки (следовательно, и регулируемые теплофикационные отборы турбин) загружены наиболее сильно. Еще необходимо отметить, что, согласно паспортным данным турбин на одной из ТЭЦ Сибири, максимальная тепловая нагрузка регулируемых теплофикационных отборов каждой турбины Т-110/120-130-4 составляет 203,7 МВт. Подогреватели сетевой воды второй турбины в режимах 3 и 5 загружены гораздо меньше.

Во всех режимах турбоустановки работают при закрытых поворотных диафрагмах. Через последнюю ступень за поворотными диафрагмами идет только вентиляционный поток пара, т.е. турбоустановки работают по тепловому графику.

В режимах 2 и 4 турбоустановки имеют температуры сетевой воды на выходе/входе в подогреватели согласно традиционному подогреву сетевой воды в подогревателях сетевой воды.

Сравнивая режимы 2 и 3 (одинаковые по расходам сетевой воды через подогреватели), видим, что суммарная электрическая мощность турбин в третьем режиме (нагрев сетевой воды по предлагаемому способу) выше, чем во втором (традиционный способ подогрева сетевой воды) на 3,674 МВт. По правилам сравнения вариантов во втором режиме для выравнивания электрической мощности должны ввести замещающую мощность  $\Delta N_{зам}=3,674 \text{ МВт}$  на замещающей КЭС, например с турбинами К-210-130, где удельный расход условного топлива составляет 340 г.у.т./кВт·ч. Тогда во втором режиме дополнительный расход топлива составит  $(0,340 \times 3674)/3600=0,3647 \text{ кг.у.т./с}$  (это без учета потерь в сетях и на собственные нужды). Общий расход топлива во втором режиме на выработку электроэнергии составляет  $5,505+0,3647=5,852 \text{ кг.у.т./с}$ , т.е. больше, чем в третьем режиме. Общий расход топлива во втором режиме, с учетом замещающей мощности составит  $5,852+9,352=15,204 \text{ кг.у.т./с}$ . В третьем же режиме общий расход условного топлива составляет 14,995 кг.у.т./с. Разница между ними составляет 0,209 кг.у.т./с, или 752,36 кг.у.т./ч. Т.е. во втором режиме за час расходуется на 752,36 кг.у.т больше. Нужно учесть, что вве-

дение замещающей КЭС – это еще и увеличение капитальных затрат в мощность и в линии электропередач.

Аналогично рассуждая, сравниваем режимы 4 и 5. В результате получаем, что в четвертом режиме общий расход топлива больше, чем в пятом, на 583,84 кг.у.т/ч.

Первый режим, когда расходы сетевой воды делятся поровну между подогревателями турбоустановок, проигрывает по электрической мощности всем остальным режимам.

Расчеты показывают, что предлагаемый способ подогрева сетевой воды дает заметную экономию в топливе.

Необходимо отметить, что предлагаемый способ осуществим только при наличии поперечных связей на станции.

Традиционный способ подогрева сетевой воды в подогревателях сетевой воды теплофикационных турбоустановок, когда перед и за сетевыми подогревателями температура воды выдерживается по температурному графику теплосети, в обычной форме исчерпал возможности увеличения выработки электроэнергии при сниженных тепловых нагрузках на ТЭЦ.

Доказано, что традиционные способы подогрева сетевой воды не являются оптимальными при сниженных отопительных и вентиляционных тепловых нагрузках на ТЭЦ.

Предлагаемый способ подогрева сетевой воды при малых тепловых нагрузках на ТЭЦ обеспечивает увеличение выработки электроэнергии на 2,9÷3,58 процента и, несомненно, представляет интерес для персонала ТЭЦ.

## **Выводы**

1. Разработана тепловая схема блока суперсверхкритических параметров пара на основе существующих блоков высокого давления. Предлагаемая установка дает возможность использования твердого топлива и конкурентоспособна по эффективности с другими перспективными направлениями развития ТЭС.
2. Доказано, что для предложенного блока на суперсверхкритические параметры пара оптимальным местом включения турбопривода питательного насоса второго подъема является подключение ТПН к выхлопному патрубку предвключенной турбины со сбросом пара в первый ПВД и остатка пара - в первый отбор турбины. Выявлены места установки турбинных экономайзеров, их влияние на эффективность в рассматриваемом блоке на суперсверхкритические параметры пара.
3. Предложена методика определения оптимального распределения нагревов по ступеням регенеративного подогрева питательной воды при использовании в системе РППВ турбинного экономайзера любого паротурбинного блока. На основании предлагаемой методики установлено, что оптимальный на-

грев воды в регенеративном подогревателе при включении параллельно ему турбинного экономайзера выше, чем нагрев в этом подогревателе, определенный по традиционной методике. Показано, что предлагаемая методика определения оптимального нагрева воды позволяет правильно определить этот нагрев.

4. Найден способ распределения тепловой нагрузки между параллельно работающими теплофикационными турбинами, позволяющий получить дополнительную выработку электроэнергии ( $2,9 \div 3,58$  процента) на тепловом потреблении. Выявлены границы определяющих параметров, при которых эффективно применение данного способа. Дано теоретическое обоснование полученного эффекта.

### **Основное содержание работы отражено в следующих публикациях**

1. Калугин Б.Ф., Матвеев А.С. Пути повышения эффективности надстройки блока К-210-12,75. Материалы шестой Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность». Томск: Изд-во ТПУ, 2000. т.1. 360 с. С.84-87.

2. Калугин Б.Ф., Матвеев А.С. К вопросу применения суперсверхкритических параметров пара на действующих ТЭС. Материалы шестой Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность». Томск: Изд-во ТПУ, 2000. т.1. 360 с. С.87-90.

3. Калугин Б.Ф., Матвеев А.С. К вопросу применения турбинных экономайзеров в схемах энергоблоков ТЭС. Материалы докладов седьмой Всероссийской научно-технической конференции "Энергетика: экология, надежность, безопасность". Томск: Изд-во ТПУ, 2001. - т.1. 295 с. С.102-105.

4. Калугин Б.Ф., Матвеев А.С. Организация параллельной работы двух теплофикационных турбоустановок. Материалы докладов восьмой Всероссийской научно-технической конференции "Энергетика: экология, надежность, безопасность". Томск: Изд-во ТПУ, 2002. - т.1. С.99-102.

5. Калугин Б.Ф., Матвеев А.С. Применение турбопривода у питательного насоса при надстройке блока К-210-12,75. Том. политехн. ун-т, Томск, 2000. – 11 с.: ил. – Библиогр.: 10 назв. – Рус. – Деп. в ВИНТИ 10.05.00, № 1355-B00.

6. Калугин Б.Ф., Матвеев А.С. Оценка эффективности некоторых способов повышения к.п.д. при надстройке блока К-210-12,75. Том. политехн. ун-т. Томск, 2000. – 11 с.: ил. – Библиогр.: 6 назв. – Рус. – Деп. в ВИНТИ 10.10.00, № 2585-B00.

7. Калугин Б.Ф., Матвеев А.С. Влияние турбинных экономайзеров на нагрев воды в регенеративных подогревателях. Том. политехн. ун-т. Томск,

2001. – 9 с.: ил. Библиогр.: 5 назв. Рус. Деп. в ВИНТИ 26.10.01. № 2263-B2001.

8. Калугин Б.Ф., Матвеев А.С. К вопросу параллельной работы двух теплофикационных турбоустановок на тепловых электростанциях. Том. политехн. ун-т. Томск, 2002. – 10 с.: ил. Библиогр.: 3 назв. Рус. Деп. в ВИНТИ 16.10.02. № 1749-B2002.

9. Б.Ф. Калугин, А.С. Матвеев. Оптимизация схем паротурбинных установок суперсверхкритических параметров пара // Известия Томского политехнического университета, 2002 г., том 305, вып. 2, с.95-100.