

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. Введен 01.01.2004 г. СПЗ1-110-2003. – М., 2004.
2. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Руководящий документ РД34.20.185-94. – М., 1994.
3. ВСН 59-88. Электрооборудование жилых и общественных зданий. Нормы проектирования. – М.: Госкомархитектура, Стройиздат, 1990.
4. ВСН 97-83 Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей. – М.: Госкомархитектура, Стройиздат, 1984.

УДК 621.165

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СХЕМ ОТПУСКА ТЕПЛА ОТ ТЭЦ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ

В.Е. Губин, А.С. Матвеев

Томский политехнический университет
E-mail: matveev@tpu.ru

Рассмотрено влияние температуры обратной сетевой воды на эффективность работы теплофикационной установки ТЭЦ. Получены аналитические зависимости для оценки изменения мощности турбоустановки при отклонении параметров сетевой воды от температурного графика теплосети. Предложена модель для анализа вариантов совершенствования схем отпуска тепла от ТЭЦ.

Важными направлениями повышения энергетической и экономической эффективности ТЭЦ является совершенствование схем отпуска тепла. В современных условиях функционирования систем централизованного теплоснабжения с учетом новых экономических отношений особенно актуальны энергоэффективные технологии, которые позволят повысить конкурентоспособность ТЭЦ на рынке тепловой и электрической энергии. В первую очередь эти задачи должны решаться с учетом реальных балансов и фактических режимов работы системы, определенных на основе энергетического обследования. Анализ функционирования ТЭЦ показал, что наиболее эффективным способом получения полной информации о ТЭЦ и выявления потенциала ТЭЦ является энергетическое обследование.

Получение дополнительного эффекта для ТЭЦ возможно за счет внедрения обоснованных технологических мероприятий. Проблема совершенствования технологий производства, транспорта и распределения тепловой энергии вошла в число наиболее актуальных, что отражается в большом числе публикаций по данной тематике [1, 2].

Отпуск тепла с ТЭЦ обеспечивается за счет отборов теплофикационных турбин с подогревом сетевой воды в основных сетевых подогревателях и пиковыми источниками тепла – с подогревом сетевой воды до расчетной температуры в пиковых сетевых подогревателях паром от редуцированных охлаждающих устройств, энергетических котлов [2].

Существуют четыре основных параметра, определяющих режимы работы теплофикационной установки: тепловая нагрузка, расход сетевой воды, температура прямой и обратной сетевой воды. Три первых параметра являются управляемыми и поддерживаются на ТЭЦ на заданном уровне. Температура же обратной сетевой воды является неуправляемым параметром и определяется режимом работы всей системы теплоснабжения.

В режимах работы теплофикационной турбины по тепловому графику развиваемая мощность в значительной мере зависит от уровня температуры обратной сетевой воды. Повышенная температура поступающей на ТЭЦ обратной сетевой воды приводит к повышению давления в регулируемом теплофикационном отборе, вследствие чего регулятор давления дает команду на закрытие регулирующих клапанов перед цилиндром высокого давления. А это, в свою очередь, приводит к разгрузке турбины, как по отпуску тепла, так и по выработке электроэнергии.

Опыт проведения энергетических обследований таких крупных объектов энергетики как АО «Томскэнерго», Беловская ГРЭС, Красноярская ГРЭС-2, Чебоксарская ТЭЦ-2 показывает, что имеет место завышение температуры обратной сетевой воды t_{oc} на 10...15 °С по сравнению с температурным графиком. Учитывая развитие и темпы внедрения систем автоматического регулирования теплотребления на индивидуальных тепловых пунктах, можно сделать вывод, что ситуация с завышением температуры обратной сетевой воды может только усугубиться.

Повышение t_{oc} приводит к росту температуры насыщения в подогревателе и, как следствие, смещению давлений теплофикационных отборов и к нерезимной работе межотборного отсека, КПД которого влияет на всю турбину.

Негативное влияние отклонения температуры обратной сетевой воды на показатели станции может быть оценено на примере теплофикационной турбоустановки Т-100-130, широко распространенной на объектах РАО «ЕЭС России» [3].

Нормативные характеристики турбоустановки представляют собой набор нелинейных многофакторных графических зависимостей, сложных для аппроксимации. Поэтому оценка влияния внешних факторов на показатели работы теплофикационной

турбоустановки представляет собой трудоемкий процесс. Для оценки влияния отклонений температуры обратной сетевой воды на показатели станции предложено применение аналитических зависимостей, полученных с помощью аппроксимации фактических температурных графиков непрерывными функциями. Для этого в уравнение теплового баланса введена величина, отражающая реальное завышение температуры обратной сетевой воды по сравнению с нормативным температурным графиком Δt_{oc} :

$$Q_m = C_p(t_{nc} - (t_{oc} + \Delta t_{oc}))G_{cv} \cdot 10^{-3},$$

где Q_m – тепловая мощность отборов турбин, МВт; C_p – теплоемкость воды, кДж/кг·°С; t_{nc} , t_{oc} – температура, соответственно, прямой и обратной сети, °С; G_{cv} – расход сетевой воды, кг/с.

Используя аналитические многофакторные характеристики турбоустановки Т-100-130, получено выражение для уменьшения теплофикационной мощности ΔN_m (в МВт) турбоустановки Т-100-130, связанное с повышенной температурой обратной сетевой воды:

$$\Delta N_m = 0,0005 G_{cv} C_p \Delta t_{oc}. \quad (*)$$

Перерасход топлива ΔB (т.у.т./ч), вызванный завышением температуры обратной сети по сравнению с температурным графиком:

$$\Delta B = \frac{(q_k - q_m) \Delta N_m}{Q_n^p \eta_{ка} \eta_{mn}},$$

где q_k , q_m – удельный расход теплоты брутто на выработку электроэнергии, соответственно по конденсационному и теплофикационному циклам, ккал/кВт·ч; Q_n^p – теплота сгорания условного топлива, ккал/кг; $\eta_{ка}$, η_{mn} – КПД котла брутто и теплового потока соответственно.

Для подтверждения полученных аналитических зависимостей была проведена серия численных экспериментов с использованием эталонной компьютерной модели турбоустановки Т-100-130.

Результаты сравнения данных, полученных с использованием ур. (*) и в результате численного эксперимента на компьютерной модели, приведены на рис. 1.

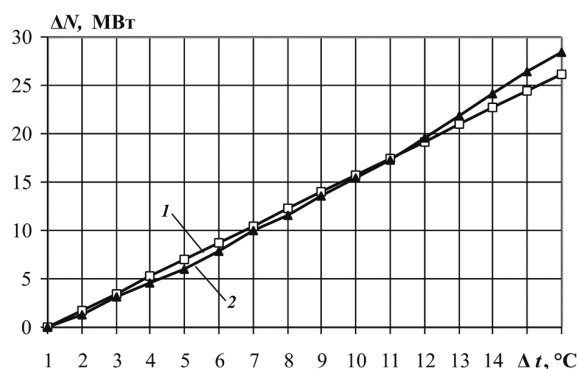


Рис. 1. Сравнение результатов: 1) аналитический расчет и 2) численный эксперимент (модель Т-100-130, выполненная на ПЭВМ)

Максимальное расхождение не превышает 6 %, что подтверждает достоверность использованных выражений и проведенных расчетов.

Неплохая сходимость результата расчетов на эталонной модели турбоустановки Т-100-130 с результатами, полученными по аналитическим зависимостям, позволяет использовать примененный подход для анализа характеристик любого типа турбоустановок. При понижении температуры в подающей линии на ТЭЦ происходит увеличение электрической нагрузки по сравнению с режимом без понижения температуры в подающей линии. Станция вынуждена для сглаживания негативного влияния завышенной температуры обратной сети снижать температуру подающей линии. Это вызывает недоотпуск тепла потребителю в связи со снижением средней температуры отопительных приборов.

Таким образом, необходим учет влияния внешних факторов при анализе режимов работы оборудования ТЭЦ.

Современные особенности функционирования схем отпуска тепла от ТЭЦ и выявленные в результате натурных исследований тенденции были учтены при разработке модели для анализа вариантов совершенствования схем отпуска тепла от ТЭЦ.

Структура модели включает в себя блоки:

- задания исходных условий, особенностей ТЭЦ, масштабов реконструкции;
- процедуры оценки реального спроса на тепловую энергию;
- вариантов технических решений;
- критериев оценки;
- сопоставления новых вариантов с базовым.

Аналитический блок сопоставления новых вариантов с базовым включает в себя следующие подблоки.

1. Определение реального уровня спроса на основе комплексного энергетического обследования:

$$Q_{потр} = f(S_p, T, Y, P_f),$$

где $Q_{потр}$ – реальный спрос промышленно-городской агломерации, S_p – состояние оборудования, T – температурные условия (фактический температурный график), Y – состояние и уровень штатной системы учета, P_f – масштаб проведенных аппаратных исследований.

2. Климатологический фактор и отнесение показаний реального спроса на отопительный период учитывается аппроксимацией по Россандеру [1]:

$$Q = Q_{потр} \left[1 - (1 - f_0) \left(\frac{\tau}{\tau_{oc}} \right)^{\frac{f - f_0}{1 - f}} \right],$$

где Q – текущая отопительная нагрузка, МВт;

$f_0 = \frac{t_{вн} - t_{нв}^{+8}}{t_{нв}^p + t_{вн}}$ – коэффициент нагрузки начала отопительного сезона; τ – продолжительность до теку-

шей отопительной нагрузки; τ_{oc} – продолжительность отопительного сезона; $f = \frac{\tau_{max}}{\tau_{oc}}$ – коэффициент загрузки; τ_{max} – число часов использования максимума за отопительный сезон; $t_{вн}$ – регламентированная температура в помещении, °С; $t_{вн}^{+8}$, $t_{вн}^p$ – расчетная температура наружного воздуха в начале отопительного сезона (8 °С) и за отопительный период, °С; t_{oc}^p – расчетная температура наружного воздуха, °С.

3. Теплофикационная выработка $\mathcal{E}_{тф}$ за отопительный сезон:

$$\mathcal{E}_{тф} = \int_0^{\tau_{oc}} N_3 dt,$$

где N_3 – электрическая мощность.

4. Аппроксимация реального температурного графика на основе энергетического обследования:

$$t = t^p + a_t \left(\frac{\tau}{\tau_{oc}} \right)^{\varphi_t}.$$

где t^p – расчетная температура сетевой воды; a_t , φ_t – эмпирические поправочные коэффициенты, определяемые по результатам энергетического обследования.

5. Для оценки влияния внешних факторов на показатели работы ТЭЦ используют аналитические многофакторные характеристики моделей теплофикационных агрегатов:

$$N_3 = f(Q_m, G_{cv}, t_{oc}),$$

$$Q_m = f(Q, G_{cv}, t_{oc}).$$

Возможные технические решения по совершенствованию схем отпуска тепла от ТЭЦ, рис. 2, рассматривались по вариантам, актуальным при энергетических обследованиях электрических станций:

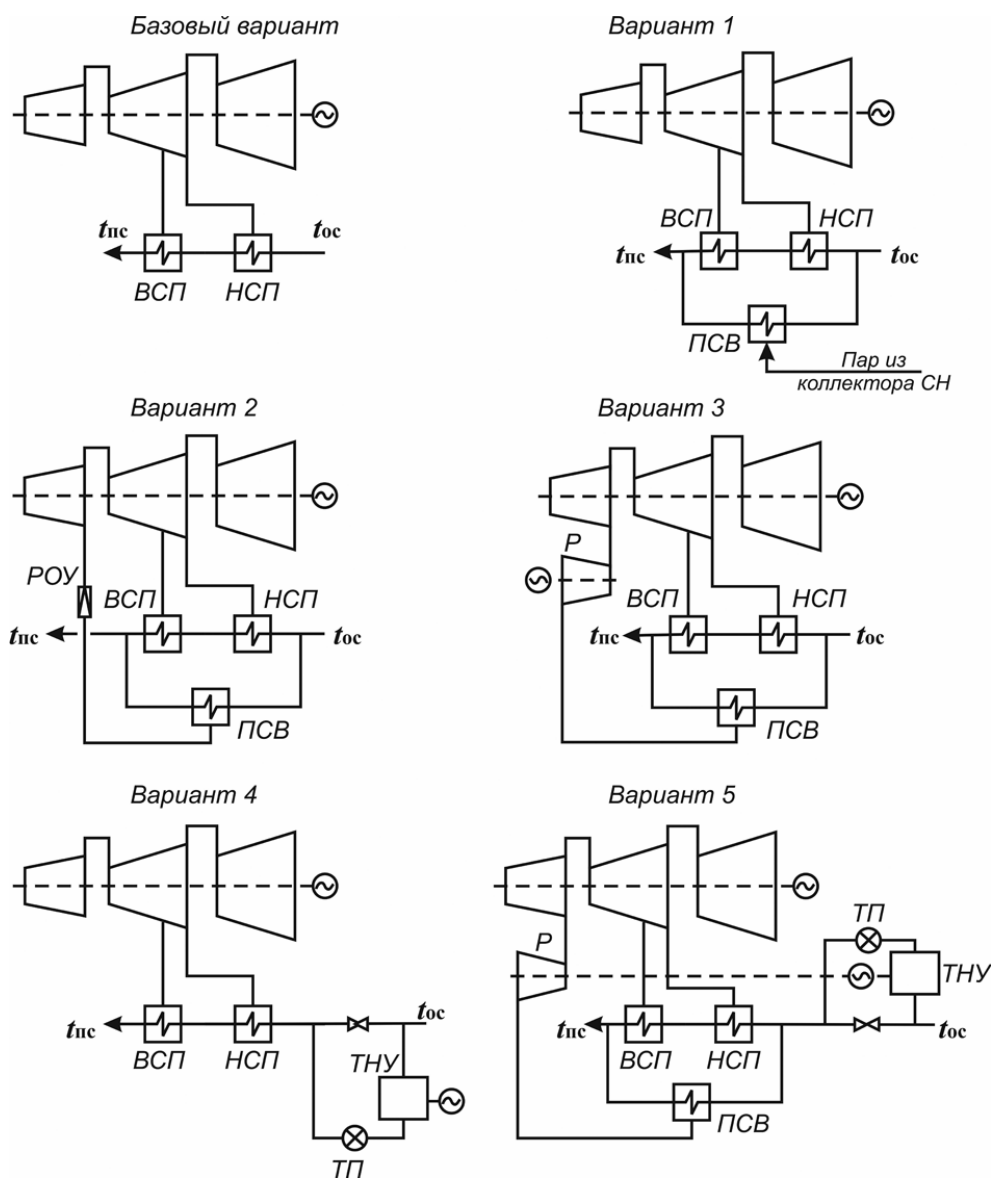


Рис. 2. Варианты схем отпуска тепла от ТЭЦ. ВСП, НСП – верхний и нижний сетевые подогреватели; ПСВ – подогреватель сетевой воды; СН – собственные нужды; РОУ – редуцирующее охлаждающее устройство; P – противодавленческая турбина; ТП – тепловой потребитель

1. Включение параллельного сетевого подогревателя и нагрев повышенного количества сетевой воды.
2. Использование недогруженного промышленного отбора. Данный метод эффективнее первого, т.к. обеспечивает дополнительную выработку электрической энергии.
3. Подключение к промышленному отбору противоаварийной турбины. Метод позволяет вырабатывать электрическую энергию при дополнительном подогреве сетевой воды.
4. Подключение теплонасосной установки к обратной магистрали, которое приводит к снижению температуры обратной сетевой воды.
5. Теплонасосная установка и противоаварийная турбина, подключенная к производственному отбору. Эта схема сочетает в себе достоинства 3 и 4 вариантов.

Сравнение вариантов осуществлялось по двум основным показателям – отпуску тепловой и электрической энергии.

Для рассматриваемых вариантов проведена оценка их эффективности (на примере турбоустановки ПТ-135/165-130/15), таблица.

Приведенный перечень схем является не полным и должен корректироваться для каждой конкретной системы теплоснабжения.

Выводы

1. Получены аналитические зависимости для оценки изменения мощности турбоустановки при отклонении параметров сетевой воды от температурного графика теплосети. Сходимость результата расчетов на математической модели турбоустановки Т-100-130 с результатами, полученными по аналитическим зависимо-

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. Режимы работы и эксплуатации ТЭС. – М.: Энергия, 1980. – 288 с., ил.

Таблица. Характеристики вариантов схем отпуска тепла от ТЭЦ

Вариант	Ожидаемый эффект	
	Дополнительный отпуск тепловой энергии, МВт	Дополнительная выработка электрической мощности
1	до 130 в ПСВ	–
2	до 130 в ПСВ	До 35 МВт в части высокого давления (ЧВД) с удельным расходом условного топлива на выработку кВт·ч электроэнергии $b_{уд}=200$ г/кВт·ч.
3	до 130 в ПСВ	<ul style="list-style-type: none"> • До 35 МВт в ЧВД с $b_{уд}=200$ г/кВт·ч. • До 24 МВт в противоаварийной турбине с $b_{уд}=150$ г/кВт·ч.
4	до 40 в ТНУ	5...20 МВт при $b_{уд}=200$ г/кВт·ч в зависимости от температуры обратной сети.
5	до 130 в ПСВ до 40 в ТНУ	<ul style="list-style-type: none"> • До 35 МВт в ЧВД с $b_{уд}=200$ г/кВт·ч. • До 24 МВт в противоаварийной турбине с $b_{уд}=150$ г/кВт·ч. • Снижение температуры обратной сети, что позволит увеличить электрическую мощность на 5...20 МВт.

стям, позволяет использовать примененный подход для анализа характеристик любого типа турбоустановок.

2. Классифицированы и оптимизированы возможные технические решения по совершенствованию схем отпуска тепла на ТЭЦ.
3. Предложена модель для анализа вариантов совершенствования схем отпуска тепла от ТЭЦ, основанная на оценке реального спроса на тепловую энергию и аппроксимации фактических температурных графиков непрерывными функциями. Модель успешно использована для анализа целесообразности и оценки ожидаемых эффектов по актуальным вариантам совершенствования схем отпуска тепловой энергии от ТЭЦ.

2. Гиршфельд В.Я. Анализ режимов отпуска тепла на отопительной ТЭЦ с учетом неопределенности исходной информации // Теплоэнергетика. – 1988. – № 8. – С. 48–52.
3. Типовая нормативная характеристика турбоагрегата Т-100-130. – М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971. – 68 с.