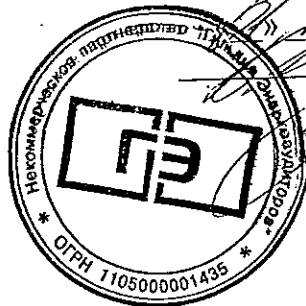




гильдия энергоаудиторов

УТВЕРЖДАЮ
Директор Некоммерческого Партнерства
«Гильдия Энергоаудиторов»



В.В. Банников
2010 года
/ В.В. Банников

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
Расчет потенциала энергосбережения в ЖКХ

Московская область, г. Королев
2010 год

Введение:

В соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" обязательному энергетическому обследованию подлежат:

- 1) органы государственной власти, органы местного самоуправления, наделенные правами юридических лиц;
- 2) организации с участием государства или муниципального образования;
- 3) организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности;
- 4) организации, осуществляющие производство и (или) транспортировку воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, добычу природного газа, нефти, угля, производство нефтепродуктов, переработку природного газа, нефти, транспортировку нефти, нефтепродуктов;
- 5) организации, совокупные затраты которых на потребление природного газа, дизельного и иного топлива, мазута, тепловой энергии, угля, электрической энергии превышают десять миллионов рублей за календарный год;
- 6) организации, проводящие мероприятия в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, финансируемые полностью или частично за счет средств федерального бюджета, бюджетов субъектов Российской Федерации, местных бюджетов.

Организация - энергоаудитор в своих действиях должна руководствоваться Законами Российской Федерации, актами органов государственной власти субъектов РФ, СНиПами, ПТЭ и ПТБ в электроустановках и тепловых сетях и другими нормативно-техническими документами, Стандартами и Правилами НП «Гильдия Энергоаудиторов».

В настоящем Стандарте изложены:

- Вопросы, которые необходимо включать в состав программы энергосбережения,
- Методика расчётов по определению потенциала энергосбережения предприятий ЖКХ.

Основные термины и определения.

Энергетическое обследование - сбор и обработка информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации об объеме используемых энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте;

Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР) - совокупность природных и произведенных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности.

Энергосбережение - реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг);

Энергетическая эффективность - характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю;

Потенциал энергосбережения - количество ТЭР, которое можно сберечь в результате реализации технически возможных и экономически оправданных мер, направленных на эффективное их использование и вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источни-

ков энергии при условии сохранения или снижения техногенного воздействия на окружающую и природную среды.

Показатель энергетической эффективности (объекта) - количественная характеристика уровней рационального потребления и экономного расходования ТЭР при создании продукции, реализации процессов, проведении работ и оказании услуг, выраженная в виде абсолютного, удельного или относительного показателя их потребления (потерь).

Нерациональное расходование энергетических ресурсов - расход топливно-энергетических ресурсов на энергетических и технических установках, в промышленном и коммунально-бытовом секторе, в том числе в жилых и общественных зданиях, на которых выявлены резервы для снижения потребления топливно-энергетических ресурсов.

Непроизводительный расход ТЭР - расход ТЭР, обусловленный несоблюдением требований, установленных государственными стандартами, а также нарушением требований, установленных иными нормативными актами, нормативными и методическими документами.

Рациональное использование ТЭР - достижение максимальной эффективности использования ТЭР в хозяйстве при существующем уровне развития техники и технологии с одновременным снижением техногенного воздействия на окружающую среду.

Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов - нормативный документ, отражающий баланс потребления и содержащий показатели эффективности использования ТЭР в процессе хозяйственной деятельности объектами производственного назначения, а также содержащий энергосберегающие мероприятия.

Типовая структурная программа проведения энергетического обследования

Анализ состава оборудования, условий топливо- и водоснабжения, особенности тепловой схемы.

1. Условия топливоснабжения, схемы технического водоснабжения, режимы работы котлов:

- какой вид топлива является проектным;
- на сжигание какого вида топлива рассчитано установленное котельное оборудование и оборудование топливоподачи;
- какие установлены проектные горелочные устройства, результаты их испытаний;
- результаты режимно-наладочных испытаний на проектном и резервном видах топлива, их анализ;
- влияние сжигания различных видов топлива на экономические показатели котельной;

2. Особенности тепловой схемы в части:

- отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды;
- наличие перетоков теплоносителей между отдельными котельными агрегатами.

3. Схемы электропитания механизмов (электропитания собственных нужд).

4. Основные технико-экономические показатели работы оборудования в динамике за последние 3 года.

По результатам анализа этих данных делаются выводы об использовании установленной мощности, уровне эффективности энергопроизводства, причинах изменения

удельных расходов, уровне эксплуатационного и ремонтного обслуживания оборудования.

Оценка состояния технического учета и отчетности, нормирования и анализа показателей топливоиспользования.

1. Проверка соответствия парка приборов измерения расходов, давлений и температур.
2. Анализ методики определения тепловых нагрузок котлов.
3. Оценка составляющих затрат тепла и электроэнергии, относимых на собственные нужды. Анализ методов их определения.
4. Определение величин расхождения КПД брутто котлов.
5. Анализ соответствия нормативно-технической документации по топливоиспользованию.
6. Оценка состояния и организации работ по расчету, анализу показателей топливоиспользования, выявлению перерасходов топливно-энергетических ресурсов и степень автоматизации этих работ.
7. Проведение выборочных проверочных расчетов фактических, номинальных технико-экономических показателей, резервов экономии топлива на котельной.
8. Анализ порядка определения количества и качества поступающего топлива при оперативном учете, проверка наличия необходимых поверок.
9. По видам сжигаемого топлива необходимо рассмотреть следующие вопросы:
 - соответствие монтажа расходомерных устройств и их эксплуатации Правилам Госстандарта;
 - анализ порядка списания естественных потерь топлива. (Посмотреть возможность установки более современных счетчиков расхода газа с коррекцией по температуре и давлению с разрешающей документацией);
10. Анализ организации на котельной работы по количеству и качеству поступающего топлива.
11. Анализ учёта израсходованного топлива:
 - проконтролировать, как осуществляется учёт топлива, используемого на хозяйственные нужды, а также отпускаемого на сторону;
 - инвентаризация остатков жидкого топлива;

Анализ состояния оборудования, эффективности работы элементов технологической схемы.

1. **Котельное оборудование.**
2. Проверка соответствия парка приборов измерения расходов, давлений и температур.
3. Проведение режимно-наладочных испытаний (не реже 1 раза в 3 года).
4. Контроль за присосами воздуха в топочную камеру и газоходы.
5. Состояние расходомерных устройств и их соответствие требованиям Правил Госстандарта (топливо, пар, горячая вода и др.)
6. Оценить техническое состояние узлов и элементов каждого котла:

- изоляции и обмуровки оборудования трубопроводов пара и горячей воды, а также арматуры. (Опрессовка трубопроводов, арматуры);
- вспомогательных механизмов котлов (дымососов, дутьевых вентиляторов и т.д.). - проанализировать характеристики, их работу, загрузку в соответствии с режимами работы котла, возможность применения частотно-регулируемого привода; имеются ли какие-либо устройства для управления и регулирования характеристиками дымососов и вентиляторов.

7. Анализ загрузки котлов в соответствии с режимными картами.

8. Проанализировать ведение водно-химического режима котлоагрегатов, в том числе загрязнённость поверхностей нагрева на перерасход топлива.

9. Проанализировать проведение очисток котлов, расход топлива и электроэнергии на водоподготовку, на нужды очисток, на обезвреживание отмывочных растворов и т.д.

10. Проанализировать:

- полноту исполнения проектных схем;
- всостояние горелок, форсунок, их тарировка, фактическая работа, режим сжигания мазута и газа (температура, давления, коэффициент избытка воздуха и т.д.); наличие подгрева воздуха перед топкой котла.

11. Проверить:

- параметры сетевой воды;
- выдерживание температур прямой и обратной сетевой воды в соответствии с графиком теплосети.

12. Проверить состояние фактического и расчётного расходов сетевой воды на собственные нужды и в тепловую сеть, с целью выявления причин несоответствий нагрузке

11. Оборудование ВПУ.

12. Проверить наличие норм расхода тепла на подогрев «сырой» воды и фактический расход.

13. Проверить наличие норм расхода тепла на подогрев «сырой» воды и фактический расход.

14. Проанализировать расход электрической и тепловой энергии на собственные нужды химического цеха в сравнении с нормативными.

15. Проанализировать дополнительные затраты тепла, топлива, электроэнергии, вызванные необходимостью дополнительной подготовки воды.

16. Проверить работу водоподготовительных установок (для котлов, теплосети). 1

17. Здания и сооружения.

18. Оценить состояние здания котельной (стены, кровля, остекление и т.д.), проанализировать затраты тепла на отопление и вентиляцию котельной и сопоставить их фактические значения с нормативными.

Оптимизация распределения тепловых нагрузок между агрегатами котельной.

1. Проверяется выполнение мероприятий по реализации выявленных при разработке НТД ТИ резервов тепловой экономичности за период от даты разработки до данного энергетического обследования.
2. Выявляются причины невыполнения мероприятий, анализируется энергетический эффект от выполненных мероприятий.

Составление топливно-энергетического баланса.

1. В приходной части топливно-энергетического баланса котельной отражается тепло сожжённого в котлах топлива, в расходной безвозвратные потери, расходы внешним потребителям и на собственные нужды.
2. Топливо-энергетический баланс составляется на основе данных отраслевой технической отчётности о тепловой экономичности котельной по форме 1-тэк.
3. Энергетические балансы для котельной составляются по методу равноценности электрической и тепловой энергии.

Составляющие топливно-энергетического баланса выражаются в единицах измерения теплоты (рекомендуется в Гкал).

Разработка мероприятий по реализации выявленного потенциала энергосбережения.

Мероприятия по реализации выявленного потенциала энергосбережения разрабатываются по следующим основным направлениям:

1. Доведение показателей оборудования до нормативного уровня. Разработка рекомендаций по внедрению на котельной наиболее эффективных мероприятий по устранению выявленных при энергообследованиях причин.
2. Внедрение новой энергосберегающей техники и технологии (регулируемый электропривод, новые типы теплообменников и методы очистки поверхностей нагрева и т.д.).

Совершенствование технического учёта: внедрение автоматизированного коммерческого учёта отпуска тепла, расхода газа, выработки, оперативного и технического учёта мазута, развитие претензионной работы с топливоснабжающими организациями.

Оформление результатов энергетического обследования.

1. Отчёт о проведении энергетического обследования;
2. Топливо-энергетический баланс;
3. Энергетический паспорт;
4. Мероприятия и рекомендации по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

В отчете о проведении энергообследования должны быть отражены:

1. Цели и задачи обследования, его вид.
2. Программа проведения энергообследования и результаты её выполнения.
3. Краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования, условия топливоснабжения, схемы технического водоснабжения, режимы работы котлов.
4. Оценка состояния технического учёта, отчётности, нормирования и анализа показателей топливоиспользования.

5. Результаты оценки энергосберегающего потенциала, причины выявленных нарушений в использовании ТЭС, имеющиеся резервы.

Выводы и рекомендации по организационным и техническим решениям повышения энергетической эффективности котельной.

Мероприятия по энергосбережению.

Внедрение частотно-регулируемого привода (ЧРП) на насосных установках.

Практика применения частотных преобразователей для управления насосами и вентиляторами доказывает целесообразность не просто включения преобразователя для управления агрегатом, а создания специализированных систем управления технологическим процессом. Именно такой подход позволяет получить экономический эффект не только от снижения потребляемой из сети электрической мощности, но и добиться существенного уменьшения эксплуатационных расходов, улучшение условий труда и увеличение срока службы оборудования. Современные преобразователи частоты позволяют получать более 20 параметров состояния электропривода. Соответствующая обработка этих параметров позволяет проводить глубокое диагностирование как оборудования системы, так и протекающих процессов. Появляется возможность не только реагировать на возникшую аварию, но и предупреждать её, что для энергетических объектов значительно важнее.

Создание системы с частотно-регулируемыми приводами, в которых управление частотой осуществляется наряду с контролем целого комплекса различных технологических параметров, позволяет снизить не только потребление электрической энергии, но и обеспечивает экономию потребления энергоресурсов всей системы.

Применение частотно-регулируемых приводов для насосов и вентиляторов в технологических процессах позволяет снизить энергопотребление технологическим оборудованием. Перед началом внедрения рекомендуется провести технико-экономическое обоснование, позволяющее определить не только сроки окупаемости от внедрения, но и правильно организовать технологический процесс с учётом возможностей привода с частотным регулированием. Целесообразно использование преобразователей частоты не в качестве элементов системы управления конкретного агрегата, а как составляющих комплексных системных решений с подключением широкого набора средств автоматизации технологического процесса. Такие решения позволяют получить дополнительный эффект, который заведомо больше простой экономии электрической энергии.

Экономическая эффективность внедрения ЧРП.

1. Основные зависимости, характеризующие энергетику насосов

Мощность, потребляемая насосом:

$$P = (Q * H * 9.81) / \text{КПД}, \text{ кВт}, (1)$$

где

Q - производительность, м³/с;

H - высота напора, равная сумме высот всасывания и нагнетания, м. водяного столба;

КПД - коэффициент полезного действия установки, принимается по каталогу или паспорту.

Изменение основных параметров работы насосного агрегата при изменении скорости вращения рабочего колеса насоса ("формулы подобия"):

$$P1 / P2 = n1^3 / n2^3 \quad (2)$$

$$H1 / H2 = n1^2 / n2^2 \quad (3)$$

$$Q1 / Q2 = n1 / n2 \quad (4)$$

где

n - число оборотов вала рабочего колеса в мин;

P - мощность, потребляемая насосом, кВт;

H - напор, создаваемый насосом, м вод. столба;

Q - производительность насоса, м³/с.

Индексы 1 и 2 относятся к первому и второму режимам работы оборудования соответственно.

Для определения мощности, потребляемой приводным двигателем (P_d , Вт), при известном его токе, применяется следующая формула:

$$P_d = 1,73 * I_d * U * \cos \Phi \quad (5)$$

где

I_d - ток фазы двигателя, А;

U - напряжение двигателя, В;

$\cos \Phi$ - коэффициент мощности двигателя.

2. Получение исходных данных для расчета

Вспомогательными данными для расчета являются паспортные данные насоса и его приводного двигателя, занесенные в таблицу 1.

Таблица 1. Паспортные (номинальные) данные насоса и его приводного двигателя

Параметр	Значение
Мощность насоса, кВт	
КПД насоса, %	
Напор насоса, м	
Подача насоса, м ³ /ч	
Мощность двигателя, кВт	
Ток двигателя, А	
КПД двигателя, %	
$\cos \Phi$ двигателя, о.е.	

Основные данные измеряются при различных режимах работы насосного агрегата с помощью соответствующих технических средств и помещаются в таблицы, примеры которых приведены ниже.

Таблица 2. Результаты замеров при полностью закрытой напорной задвижке

Измеряемый параметр	Мощность P_{min} , кВт, или ток I_{min} , А
Средство измерения	Ваттметр, амперметр или счетчик электро-энергии

Примечание: замеры при закрытой напорной задвижке следует проводить максимально оперативно для исключения возможности перегрева насоса.

Таблица 3. Результаты замеров при полностью открытой напорной задвижке

Измеряемый параметр	Мощность P_{\max} , кВт, или ток I_{\max} , А	Расход воды Q_{\max} , м ³ /ч
Средство измерения	Ваттметр, амперметр или счетчик электроэнергии	Расходомер

Примечание: замеры при открытой напорной задвижке желательно проводить во время максимального разбора воды (в 8...10 ч. и 18...20 ч. при обслуживании коммунальной сферы, 13...15 ч. для административных зданий и т.п.).

По данным таблиц 2 и 3 строится график зависимости потребляемой мощности P от относительного расхода воды Q/Q_{\max} при различных способах регулирования. Для потребляемой мощности при дросселировании можно записать выражение:

$$P_{\text{дрос}} = P_{\min} + (P_{\max} - P_{\min}) * (Q/Q_{\max}) \quad (6)$$

Для потребляемой мощности при частотном регулировании можно записать выражение:

$$P_{\text{чрп}} = P_{\max} * (Q/Q_{\max})^3 \quad (7)$$

Зависимость потребляемой мощности при дросселировании $P_{\text{дрос}}$ от относительного расхода Q/Q_{\max} (Q - текущий расход, Q_{\max} - максимальный расход, указанный в таблице 3) получается на графике соединением точек P_{\max} и P_{\min} прямой линией, зависимость потребляемой мощности при использовании ЧРП $P_{\text{чрп}}$ от относительного расхода Q/Q_{\max} получается при вычислении выражения (7) с подстановкой в него измеренной ранее величины P_{\max} и нескольких значений Q/Q_{\max} (например, от 0 до 1 с шагом 0,25).

Пример такого графика приведен на Рис. 1.

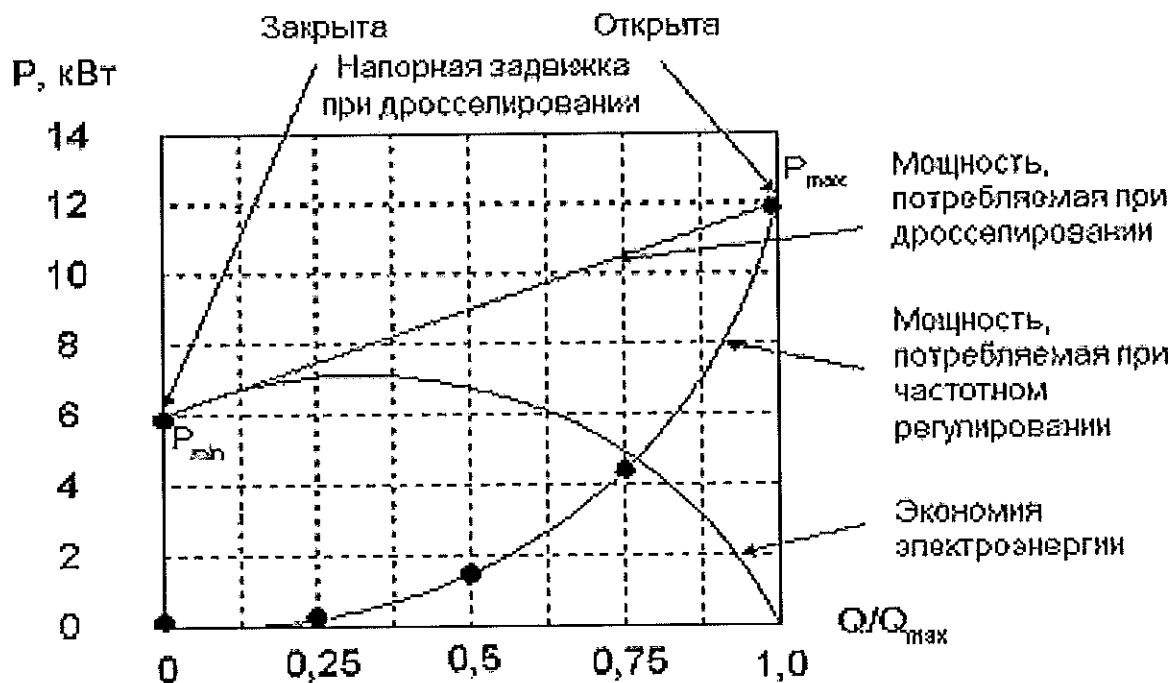


Рис. 1. Потребление мощности при различных способах регулирования скорости вращения насосов

Для получения информации о загрузке насоса определяется график его работы по периодам времени с приблизительно одинаковой нагрузкой (расходом воды). Для измерений используется расходомер. Измерения суточного расхода производятся в течение 2-3 дней. По результатам таких замеров заполняется таблица 4. Полученные данные по суточному расходу усредняются и строится график суточного расхода воды. Пример такого графика приведен на Рис. 2.

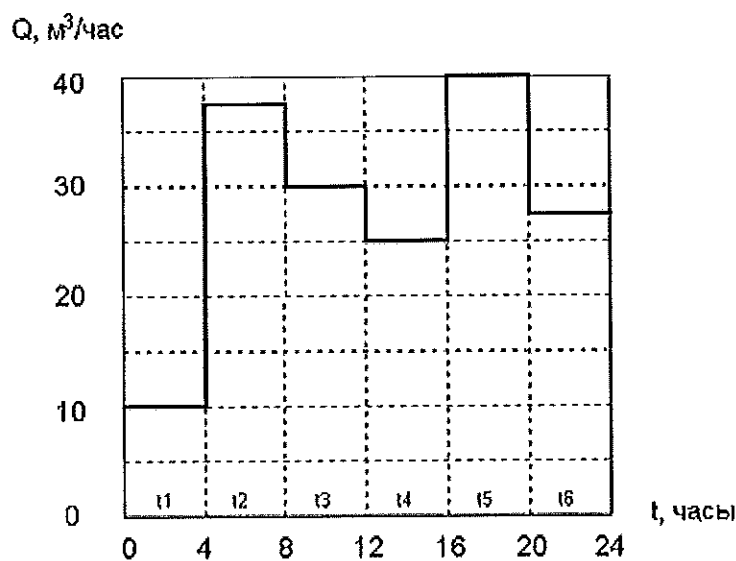


Рис. 2. Суточный график расхода воды по результатам замеров (6 временных отрезков)

Таблица 4. Суточный и общий расходы воды

Период времени t_i , час.	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	...
Суточный расход Q_i , м³/ч, (первый день измерений)						...
Суточный расход Q_i , м³/ч, (второй день измерений)						...
Суточный расход Q_i , м³/ч, (третий день измерений)						...
Средний суточный расход Q_i ср, м³/ч						...

При затруднительности определения данных по суточному графику расхода воды (к примеру, из-за невозможности снятия данных о расходе каждые несколько часов или из-за отсутствия технических средств для автоматизации этого процесса, таких как самописец, регистратор и т.п.) допускается измерить только общий расход за несколько (7-10) дней и составить примерный вид суточного графика расхода воды. При этом необходимо учесть, что погрешность в вычислении величины сэкономленной электроэнергии составит 10...15 %. При расчетах принимается, что оборудование работает в режиме, при котором обеспечиваются нормальные параметры подачи воды, воздуха, газа с требуемыми давлением и температурой.

3. Расчет величины экономического эффекта

Расчет экономической эффективности основан на определении разницы между величинами потребления электроэнергии при регулировании напора насоса путем дросселирования напорной подвижной и при регулировании с помощью ЧРП.

Для каждого ранее определенного периода работы i , в котором определена приблизительно постоянная нагрузка насоса Q_i , рассчитываются экономия мощности $DP_i = P_{дрос i} - P_{чрп i}$. Величины $P_{дрос i}$ и $P_{чрп i}$ выбираются по рис.1 или рассчитываются по формулам (6) и (7). Величина расхода Q_i берется из рис. 2. или таблицы 4.

Затем определяется суммарная экономия электроэнергии за заданный временной интервал работы оборудования (к примеру, за сутки) по формуле:

$$\sum_{i=1}^k DЭк = \sum_{i=1}^k DP_i * t_i, \quad (8)$$

где

$DЭк$ - экономия электроэнергии при применении ЧРП вместо дроссельного регулирования, кВт*ч;

DP_i - экономия мощности за i - й период (к примеру, с 0 до 4 часов), кВт;

t_i - время, в течение которого привод работает с постоянной нагрузкой Q_i насоса (к примеру, 4 часа), час;

k - число периодов времени с постоянными значениями $DP_i * t_i$ (к примеру, 6 периодов).

При круглогодичной работе насоса с приблизительно постоянным суточным графиком расхода годовая экономия электроэнергии $DЭг$ определяется умножением $DЭк$ на число дней работы насоса в году, т.е. можно принять $DЭг = DЭк * 365$. В случае наличия в году нескольких периодов времени с характерными суточными графиками расхода, к примеру, зима - лето и т.п., $DЭк$ вычисляется для каждого такого периода, а $DЭг$ получается как сумма сэкономленной электроэнергии $DЭк$ по всем периодам, в которых действуют свои суточные графики расхода.

Далее производится оценка стоимости сэкономленной электроэнергии по тарифу, действующему для предприятия в данной энергосистеме, с учетом факторов экономии, например, воды, воздуха, топлива. По имеющемуся опыту для оценки стоимости снижения расхода холодной воды может вводиться коэффициент 1.15, для горячей воды - 1.2, для воздуха - 1.1, топлива - 1.02

Таким образом, экономия электроэнергии и ресурсов составит для холодной и горячей воды:

$$СТ_{ээ} = (1.15...1.2) * Тэ * DЭг, \quad (9)$$

где

$СТ_{ээ}$ - стоимость сэкономленной электроэнергии и ресурсов, руб.;

$Тэ$ - тариф на электроэнергию в энергосистеме, руб./кВт*ч.;

Для определения срока окупаемости, а, следовательно, оценки экономической эффективности применения ЧРП используется формула:

$$Ток = СТ_{чрп} / СТ_{ээ}$$

где

$Ток$ - срок окупаемости установки ЧРП, год.;

$СТ_{ээ}$ - стоимость сэкономленной электроэнергии и ресурсов за один год, руб.;

$СТ_{чрп}$ - стоимость ЧРП, руб.

При принятии решения о целесообразности внедрения ЧРП следует учитывать, что кроме экономического эффекта от экономии электроэнергии применение ЧРП дополнительно обеспечивает следующее:

- ✓ снижается износ запорной арматуры, т.к. большую часть времени задвижки полностью открыты;
- ✓ большую часть времени насосы работают при пониженных давлениях, что снижает утечки в системе водоснабжения;
- ✓ снижается износ коммутационной аппаратуры, т.к. ее переключения происходят при отсутствии тока;

- ✓ снижается износ подшипников двигателя и насоса, а также крыльчатки за счет плавного изменения числа оборотов, отсутствия больших пусковых токов;
- ✓ уменьшается опасность аварий за счет исключения гидравлических ударов;
- ✓ обеспечивается одновременная защита двигателя от токов короткого замыкания, замыкания на землю, токов перегрузки, неполнофазного режима, недопустимых перенапряжений;
- ✓ снижается уровень шума, что особенно важно при расположении насосов вблизи жилых или служебных помещений;
- ✓ упрощается дальнейшая комплексная автоматизация объектов системы водоснабжения.

Анализ режимов работы силовых трансформаторов.

1. Потери электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе.

$$W_{тр.} = W_a + W_p ; \quad \text{кВт.ч.}$$

W_a – потери активной электроэнергии, кВт.ч.

W_p – приведённые потери реактивной электроэнергии, кВт.ч.

2. Потери активной электроэнергии.

$$W_a = P_{х.х.} * T_{п} + P_{к.} * K_{н}^2 * T_{р} ; \quad \text{кВт.ч.}$$

$P_{х.х.}$ - потери холостого хода трансформатора, кВт.

$P_{к.}$ - потери мощности короткого замыкания, кВт.

$K_{н}$ - коэффициент нагрузки трансформатора.

$T_{п}$ - полное время работы трансформатора, час.

$T_{р}$ - число часов работы под нагрузкой, час.

$T_{п}$ - принимается в :

(январе, марте, мае, июле, августе, декабре), равном 744 часа.

(апрель, июнь, сентябрь, ноябрь), равном 720 часов.

$T_{р}$ - принимается:

для предприятий работающих в одну смену - 200 часов в месяц.

для предприятий работающих в две смены - 450 часов в месяц.

для предприятий работающих в три смены - 700 часов в месяц.

$$K_{н} = \frac{W_a}{S_{ном} * T_{п} * \cos \varphi_{ср.}} ; \quad \begin{array}{l} \cos \varphi_{ср.} - \text{средневзвешанный коэффициент мощности.} \\ S_{ном} - \text{номинальная мощность трансформатора, кВа.} \end{array}$$

$$\text{tg } \varphi_{ср.} = \frac{W_p}{W_a} ; \quad W_a, W_p - \text{данные счётчиков активной и реактивной электроэнергии.}$$

$$\cos^2 \varphi_{ср.} = 1 - \sin^2 \varphi_{ср.} ;$$

$$\cos \varphi_{ср.} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}$$

Ориентировочно число часов работы трансформатора под нагрузкой так же можно определить по эмпирической формуле:

$$T_{р} = (0,124 + \frac{T}{\dots}) * 8760 ; \quad \text{час.}$$

10000

T – число часов использования максимальной нагрузки, час.

$$T = \frac{W_a}{\sqrt{3} * U_n * I_{\text{макс.}}} ; \quad I_{\text{макс.}} - \text{максимальный ток в зимний максимум, А.}$$

3. Приведённые потери реактивной электроэнергии.

$$W_p = Q_{x.x.} * T_{п.} + Q_{к.з.} * K^2_{н.} * T_{р.}; \quad \text{кВт.ч.}$$

$$Q_{x.x.} = \frac{I_{xx}}{100} * S_{ном.};$$

I_{xx} – ток холостого хода, %.

$S_{ном.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВа.

$$Q_{к.з.} = \frac{U_{к.}}{100} * S_{ном.};$$

$U_{к.}$ – напряжение короткого замыкания, %.

$$W_p = \frac{I_{xx}}{100} * S_{ном} * T_{п.} + \frac{U_{к.}}{100} * S_{ном} * K^2_{н.} * T_{р.}; \quad \text{кВт.ч.}$$

4. Коэффициент полезного действия трансформатора.

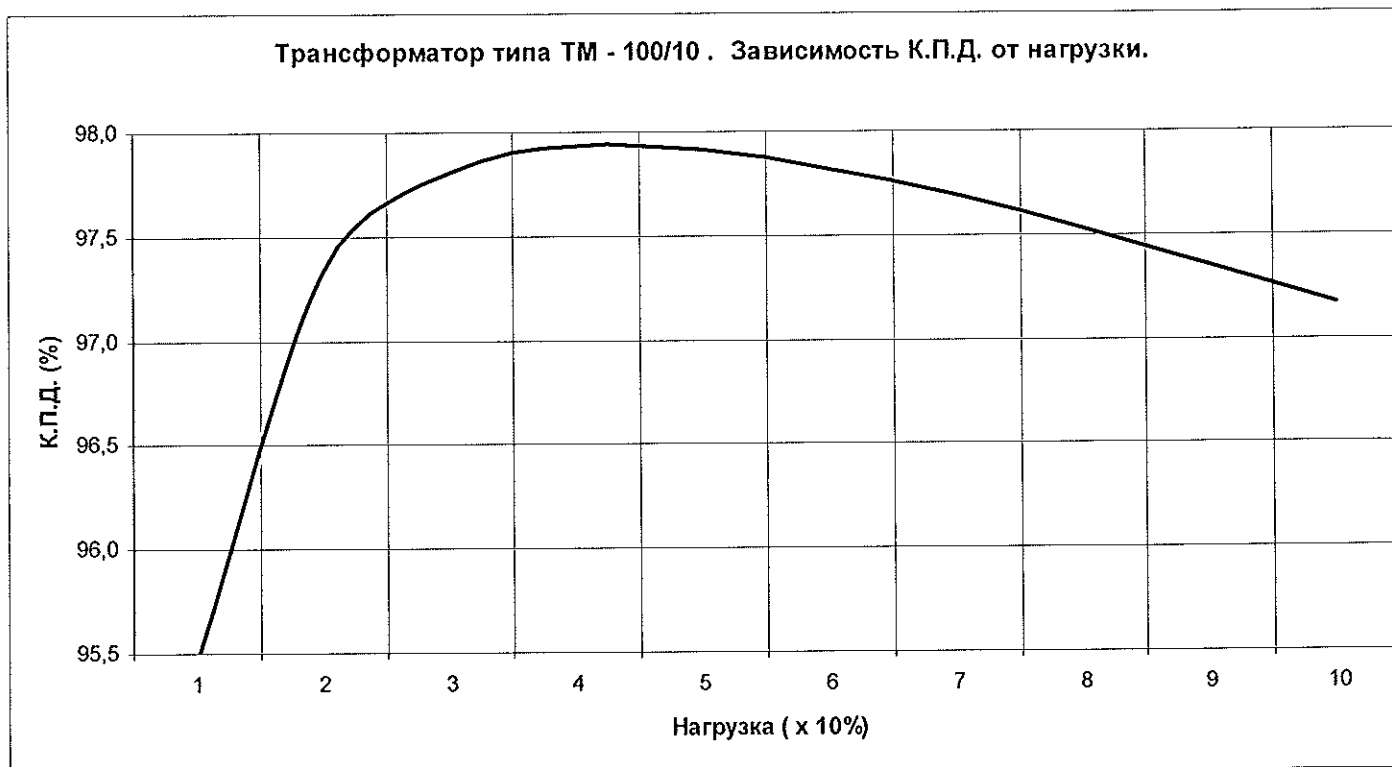
$$\eta = \left(1 - \frac{P_x + K^2_{н.} * P_k}{K_{н.} * S_n * \cos \varphi + P_x + K^2_{н.} * P_k} \right) * 100;$$

Для расчёта ориентировочно принимаем $\cos \varphi = 0,8$.

Наибольший К.П.Д трансформатора достигается при коэффициенте нагрузки ($K_{н.опт.}$) равном:

$$K_{н.опт.} = \sqrt{\frac{P_x}{P_k}};$$

Для примера приведён график зависимости К.П.Д. трансформатора от нагрузки:



5. Потери электроэнергии в трёхобмоточном трансформаторе.

- Определяем коэффициент нагрузки для каждой обмотки трансформатора:

$$K_{вн.} = \frac{W_{а. в.н.}}{S_{в.н.} * T_{п} * \cos \varphi_{ср в.н.}} ;$$

$$K_{сн.} = \frac{W_{а. с.н.}}{S_{с.н.} * T_{п} * \cos \varphi_{ср с.н.}} ;$$

$$K_{нн.} = \frac{W_{а. н.н.}}{S_{н.н.} * T_{п} * \cos \varphi_{ср н.н.}} ;$$

$$W_{тр.} = P * T_{п.} + (P_{вн.} * K_{вн.}^2 + P_{сн.} * K_{сн.}^2 + P_{нн.} * K_{нн.}^2) * T_{р}; \quad \text{кВт.ч.}$$

6. Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на подстанциях с двумя и более трансформаторами. Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой.

При работе подстанции по заданному графику минимум приведенных затрат на трансформацию электроэнергии соответствует минимуму потерь мощности в трансформаторах. Поэтому граничное значение нагрузки, при котором целесообразно отключение одного из параллельно работающих трансформаторов, определяется из равенства потерь мощности в n и $n-1$ трансформаторах.

Отключение одного из n однотипных трансформаторов целесообразно в режимах, при которых нагрузка трансформаторов:

$$S < S_{HT} \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_X}{\Delta P_K}},$$

При n разнотипных трансформаторов граничное значение нагрузки, при котором целесообразно отключение одного из них, определяется из условия

$$\sum_{l=1}^n \Delta P_{xl} + \left(\frac{S}{\sum_{l=1}^n S_{HTl}} \right)^2 \sum_{l=1}^n \Delta P_{kl} = \sum_{l=1}^{n-1} \Delta P_{xl} + \left(\frac{S}{\sum_{l=1}^{n-1} S_{HTl}} \right)^2 \sum_{l=1}^{n-1} \Delta P_{kl},$$

В левой части выражения производится суммирование данных по всем трансформаторам, а в правой - без одного из них. Подсчитав значения правой части при отключении каждого из трансформаторов (а при большом числе их - и по парном отключении), получим ряд значений S , при которых целесообразно отключение того или иного трансформатора.

Например, отключение одного из трех трансформаторов целесообразно, если

$$S \leq \sqrt{\frac{\Delta P_{X3} S_{HT2}^2 S_{HT3}^2}{(\Delta P_{K1} + \Delta P_{K2}) S_{HT3}^2 - (\Delta P_{K1} + \Delta P_{K2} + \Delta P_{K3}) S_{HT2}^2}},$$

где ΔP_{X3} - потери холостого хода в отключаемом трансформаторе;

S_{HT2}, S_{HT3} - сумма номинальных мощностей двух и трех трансформаторов, МВ·А;

$\Delta P_{K1}, \Delta P_{K2}, \Delta P_{K3}$ - потери КЗ в первом, втором и третьем трансформаторах, кВт.

Как правило, отключение одного из двух или более трансформаторов, установленных на одной подстанции, целесообразно, если их максимальная нагрузка не превышает 40-45% суммарной номинальной мощности трансформаторов.

Плановое и фактическое снижение потерь электроэнергии при отключении трансформатора определяется по формуле:

$$\delta W = (\delta W_X - \delta W_H) 10^{-3} \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч},$$

где δW_X - снижение потерь холостого хода, кВт·ч;

δW_H - увеличение нагрузочных потерь, кВт·ч;

δW_X и δW_H - определяются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \delta W_X &= \sum_{j=1}^K \delta P_{Xj} t_j \\ \delta W_H &= \sum_{j=1}^K \delta P_{Hj} t_j \end{aligned} \right\} \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч}$$

где δP_{Xj} - снижение потерь мощности холостого хода в j -м периоде продолжительностью t_j при отключении того или иного трансформатора;

δP_{Hj} - увеличение нагрузочных потерь мощности в j -м периоде, равное $\Delta P_{Hj}^{n-1} - \Delta P_{Hj}^n$;

K - количество характерных периодов.

Нагрузочные потери мощности в n трансформаторах в j -м периоде определяются по формуле:

$$\Delta P_{Hj}^n = \left(\frac{S_{Hj}}{\sum_{l=1}^n S_{HTl}} \right)^2 \sum_{l=1}^n \Delta P_{Kl} \text{ кВт}$$

где S_{Hj} - средняя нагрузка подстанции за время t_j .

Отключение трансформаторов менее чем на 2 ч нецелесообразно.

Потери электроэнергии при работе насосных установок.

1. Общий расход электроэнергии по насосной станции.

$$W_{н.ст.} = N_0 * V_0; \quad \text{кВт.ч.}$$

N_0 – общепроизводственная норма расхода электроэнергии по насосной станции, кВтч/тыс. м³.

V_0 - объём перекачиваемой воды, тыс.м³.

2. Общепроизводственная норма расхода электроэнергии.

$$N_0 = N_T + \frac{W_{всп.}}{V_0}; \quad \text{кВт.ч./тыс. м}^3.$$

N_T – технологическая норма расхода электроэнергии на 1000м³ добываемой или перекачиваемой воды насосной установкой, кВтч/тыс. м³.

$W_{всп.}$ – расход электроэнергии на вспомогательные нужды, кВт.ч.

3 Технологическая норма расхода электроэнергии.

$$N_T = \frac{2,72 * H_{п.н.}}{\eta_{уст.}}; \quad \text{кВт.ч./тыс. м}^3.$$

$H_{п.н.}$ – полный напор, м. вод. ст.

$\eta_{уст.}$ - КПД установки.

$\eta_{уст.} = \eta_{н.} + \eta_{э.} + \eta_{пер.};$

$\eta_{н.}$ – КПД установки.

$\eta_{э.}$ - КПД электродвигателя.

$\eta_{пер.}$ – КПД передачи от электродвигателя к насосу.

4. Расход электроэнергии на вспомогательные нужды.

$$W_{всп.} = W_{осв.} + W_{вент.} + W_{всп.мех.} \quad \text{кВт.ч}$$

$W_{осв.}$ – расход электроэнергии на освещение насосной станции, кВт.ч.

$W_{вент.}$ – расход электроэнергии на вентиляцию помещения насосной станции, кВт.ч.

$W_{всп.мех.}$ – расход электроэнергии на вспомогательные механизмы, кВт.ч.

5. Технологическая норма расхода электроэнергии по насосной станции.

Определяем как средневзвешанную величину норм расхода всех имеющихся насосных установок.

$$\text{Нт.ст.} = \frac{\text{Нт.}^{n1} * Q^{n1} * T^{n1} + \text{Нт.}^{n2} * Q^{n2} * T^{n2} + \dots + \text{Нт.}^{nn} * Q^{nn} * T^{nn}}{Q^{n1} * T^{n1} + \text{Нт.}^{n2} * Q^{n2} + \dots + Q^{nn} * T^{nn}} ; \text{ кВт.ч/тыс. м}^3$$

$\text{Нт.}^{n1}, \text{Нт.}^{n2}, \dots, \text{Нт.}^{nn}$ - технологическая норма расхода электроэнергии для каждой насосной установки, кВтч/тыс. м³.

$Q^{n1}, Q^{n2}, \dots, Q^{nn}$ - производительность насосной установки (паспортная), тыс. м³/час.

б. Снижение расхода электроэнергии на насосных установках.

Потери электроэнергии при уменьшении КПД.

$$\text{W}_{\text{КПД}} = 0,00272 \times \frac{H}{\eta_{\text{э.}}} * \frac{1}{\eta_{\text{н.}} - \eta_{\text{уст.}}} * Q * T ; \text{ кВт.ч.}$$

H – напор воды, м. вод. ст.

Q – подача насоса, м³/час.

T – число часов работы насоса, час.

$\eta_{\text{э.}}$ – КПД электродвигателя.

$\eta_{\text{н.}}, \eta_{\text{уст.}}$ – КПД нового и устаревшего насоса.

Внедрение частотно-регулируемого привода (ЧРП) на насосных установках.

Практика применения частотных преобразователей для управления насосами и вентиляторами доказывает целесообразность не просто включения преобразователя для управления агрегатом, а создания специализированных систем управления технологическим процессом. Именно такой подход позволяет получить экономический эффект не только от снижения потребляемой из сети электрической мощности, но и добиться существенного уменьшения эксплуатационных расходов, улучшение условий труда и увеличение срока службы оборудования. Современные преобразователи частоты позволяют получать более 20 параметров состояния электропривода. Соответствующая обработка этих параметров позволяет проводить глубокое диагностирование как оборудования системы, так и протекающих процессов. Появляется возможность не только реагировать на возникшую аварию, но и предупреждать её, что для энергетических объектов значительно важнее.

Создание системы с частотно-регулируемыми приводами, в которых управление частотой осуществляется наряду с контролем целого комплекса различных технологических параметров, позволяет снизить не только потребление электрической энергии, но и обеспечивает экономии потребления энергоресурсов всей системы.

Применение частотно-регулируемых приводов для насосов и вентиляторов в технологических процессах позволяет снизить энергопотребление технологическим оборудованием. Перед началом внедрения рекомендуется провести технико-экономическое обоснование, позволяющее определить не только сроки окупаемости от внедрения, но и правильно организовать технологический процесс с учётом возможностей привода с частотным регулированием. Целесообразно использование преобразователей частоты не в качестве элементов системы управления конкретного агрегата, а как составляющих комплексных системных решений с подключением широкого набора средств автоматизации технологического процесса. Такие решения позволяют получить дополнительный эффект, который заведомо больше простой экономии электрической энергии.

Экономия в системах электрического освещения

Примерно 3 - 5% общего электропотребления ЖКХ расходуется на обеспечение функционирования систем освещения.

В ходе энергоаудита необходимо проверить степень использования естественного освещения и оснащенности эффективными источниками искусственного освещения, применение новых технологий его регулирования.

Новые энергоэффективные источники света (Таб. 4 - 6) позволяют значительно снизить затраты электроэнергии на освещение.

При замене ламп накаливания на люминесцентные источники света в 6 раз снижается электропотребление.

Таблица 4. Основные характеристики источников света

Тип источников света	Средний срок службы, ч	Индекс цветопередачи, R_a	Световая отдача лм/Вт	Световая энергия, вырабатываемая за срок службы (на 1 усл. Вт)	
				Млн·час	Относ. ед.
Лампы накаливания общего назначения (ЛН)	1000	100	8 - 117	0,013	1
Люминесцентные лампы (ЛЛ)	10000 - 12000	92 - 57	48 - 80	0,900	69
Компактные люминесцентные лампы (КЛЛ)	5500 - 8000	85	65 - 80	4,60	35
Дуговые ртутные лампы (ДРЛ)	12000 - 20000	40	50 - 54	0,632	48
Натриевые лампы высокого давления (НЛВД)	10000 - 12000	25	85 - 100	0,960	94
Металлогалогенные лампы (МГЛ)	3000 - 10000	65	66 - 90	0,780	60

Таблица 5. Возможная экономия электрической энергии (ЭЭ) при переходе на более эффективные источники света (ИС)

При замене ИС	Средняя экономия ЭЭ, %
ЛН на КЛЛ	40 - 60
ЛН* на ЛЛ	40 - 54
ЛН* на ДРЛ	41 - 47
ЛН* на МГЛ	54 - 65
ЛН* на НЛВД	57 - 71
ЛЛ на МГЛ	20 - 23
ДРЛ на МГЛ	30 - 40
ДРЛ НЛВД	38 - 50

* При снижении нормированной освещенности для ЛН на одну ступень в соответствии с действующими нормами освещения.

Таблица 6. Сравнительные характеристики компактных люминесцентных ламп с лампами накаливания

ЛН		КЛЛ		Отношение световой отдачи КЛЛ к световой отдаче ЛН, отн. ед.
Мощность, Вт	Световой поток, лм	Мощность, Вт	Световой поток, лм	
25	200	5	200	4.3
40	420	7	400	5.3
60	710	11	600	4.5
75	940	15	900	4.7
100	1360	20	1200	4.3
2 x 60	1460	23	1500	5.4

Применение в комплекте люминесцентных источников света взамен стандартной пускорегулирующей аппаратуры (ПРА) электромагнитных ПРА с пониженными потерями повышает светоотдачу комплекта на 6 - 26%, а электронной ПРА - на 14 - 55%.

Применение комбинированного (общего + локального) освещения вместо общего освещения (Таб. 7) позволяет снизить интенсивность общего освещения и, в конечном счете, получить экономию электрической энергии.

Таблица 7. Экономия электрической энергии при применении комбинированной системы освещения

Доля вспомогательной площади от полной площади помещения, %	Экономия электрической энергии, %
25	20 - 25
50	35 - 40
75	55 - 65

Оценка возможностей экономии электрической энергии при различных способах регулирования искусственного освещения приведена в Таб. 8.

Таблица 8. Оценка возможностей экономии электрической энергии при различных способах регулирования искусственного освещения

Число рабочих смен	Вид естественного освещения в помещении	Способ регулирования искусственного освещения	Экономия электрической энергии, %
1	Верхнее	непрерывное	36 - 27
		ступенчатое	32 - 13
	Боковое	непрерывное	22 - 7
		ступенчатое	12 - 2
1	Верхнее	непрерывное	36 - 27
		ступенчатое	32 - 13
	Боковое	непрерывное	22 - 7
		ступенчатое	12 - 2

Для систем освещения, устанавливаемых на высоте более 5 м от уровня освещаемой поверхности рекомендуется применение металлогалогенных ламп вместо люминесцентных.

Рекомендуется шире применять местные источники освещения.

Применение современных систем управления

Автоматическое поддержание заданного уровня освещенности с помощью частотных регуляторов питания люминесцентных ламп, частота которых пропорциональна требуемой мощности освещения, позволяет достичь экономии электроэнергии до 25 - 30%.

Использование современной осветительной арматуры (применение пленочных отражателей на люминесцентных светильниках позволяет на 40% сократить число ламп и следовательно, мощность светильников).

Применение аппаратуры для зонального отключения освещения.

Использование эффективных электротехнических компонентов светильников (балластных дросселей с низким уровнем потерь и др.).

Применение автоматических выключателей для систем дежурного освещения в зонах постоянного, временного пребывания персонала. Управление включением освещения может осуществляться от инфракрасных и другого типа датчиков, применяемых в системах охранной сигнализации.

Комплексная модернизация системы освещения позволяет экономить до 20 - 30% электроэнергии при среднем сроке окупаемости 1,5 - 2 года.

Потенциал экономии электрической энергии в осветительных установках при проведении комплексных мероприятий:

- чистка светильников;
- очистка стекол световых проемов;
- окраска помещений в светлые тона;
- своевременная замена перегоревших ламп со снижением расчетного коэффициента запаса мощности системы при осмотре через интервал времени:

для ЛН - 0,1τ

для ДРЛ - 0,035τ

для МГЛ и НЛВД - 0,02 τ (τ - средний срок службы ламп)

и замене вышедших из строя позволяет реализовать потенциал экономии, численные значения которого приведены в Табл. 9.

Таблица 9. Потенциал экономии электрической энергии при применении перечисленных средств

Мероприятия	Экономия ЭЭ %
1. Переход на светильники с эффективными разрядными лампами (в среднем)	20 - 80
• использование энергоэкономичных ЛЛ	10 - 15
• использование КЛЛ (при прямой замене ЛН)	75 - 80
• переход от ламп ДРЛ на лампы ДНаТ	50
• улучшение стабильности характеристик ламп (снижение коэффициента запаса (ОУ))	20 - 30
2. Снижение энергопотерь в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА):	
• применение электромагнитных ПРА с пониженными потерями для ЛЛ	30 - 40
• применение электронных ПРА	70
3. Применение светильников с эффективными КСС и высоким КПД	15 - 20
4. Применение световых приборов нужного конструктивного исполнения с повышенным эксплуатационным КПД - снижение коэффициента запаса (на 0,2 - 0,35)	25 - 45

Электробаланс и оценка режимов электропотребления

Электробаланс коммунального предприятия состоит из прихода и расхода электрической энергии (активной и реактивной). В приход включается электроэнергия, полученная от энергосистемы и выработанная электроустановками предприятия. Учет ведется по показаниям электросчетчиков. Расходная часть электробаланса активной электроэнергии делится на следующие статьи расхода:

- Прямые затраты электроэнергии на основные технологические процессы объектов ЖКХ и на нужды потребителей.
- Косвенные затраты на основные технологические процессы вследствие их несовершенства или нарушения технологических норм.
- Затраты энергии на вспомогательные нужды (вентиляция, освещение и др.).
- Потери в элементах системы электроснабжения (трансформаторах, линиях, компенсирующих устройствах, двигателях и др.).
- Отпуск сторонним потребителям (столовые, клубы, поселки, магазины, транспорт).

В зависимости от специфики обследуемой организации набор статей может быть различным, может отсутствовать часть статей.

Полученный в результате анализа удельный расход электрической энергии относится на единицу выпускаемой продукции (Гкал отпущенного тепла, м³ воды) и сопоставляется с показателями передовых предприятий.

Задачей составления электробаланса является:

- Выявление и нахождение расходов энергии по статьям 2, 3, 4, 5 с целью четкого выделения ее расхода на основную продукцию коммунального предприятия (на выработку и распределение 1 Гкал, на 1 м³ очищенной воды и т.п.).
- Выявление микрорайонов с дефицитом электрической мощности, перегруженными сетями и др.
- Определение удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции предприятия (кВт·час/Гкал, кВт·час/м³) и сравнение с аналогичными затратами других предприятий.

Выявление возможности сокращения нерациональных расходов энергии путем проведения различных мероприятий по усовершенствованию технологических процессов и снижения нерациональных вспомогательных затрат.

Необходимо также провести экономический анализ режимов суточного электропотребления и режимов работы оборудования с целью определения экономического эффекта от перехода на двухтарифный режим оплаты за пользование электрической энергией. При этом может оказаться целесообразным изменение графика работы отдельного технологического оборудования (сместить на ночной период время включения скважинных насосов, подающих воду в емкости второго подъема).

Энергоаудит систем теплоснабжения

Система теплоснабжения состоит из теплогенерирующей установки (котельная или теплоэлектроцентраль), системы магистральных теплотрасс, разводящих тепло по микрорайонам к центральным тепловым пунктам, разводящих теплотрасс, индивидуальных тепловых пунктов и систем отопления зданий.

При проведении энергоаудита систем теплоснабжения города, района выясняются:

- структура построения системы, организационная структура, тип системы (открытая, закрытая);
- источники тепла (марки и количество котлов, их состояние, балансовая принадлежность источников, температурный график и график расхода теплоносителя, режимы эксплуатации, способ регулирования системы отопления в зависимости от температуры окружающей среды, способ и характеристики водоподготовки);
- общая тепловая нагрузка на отопление, горячее водоснабжение и вентиляцию, климатические характеристики и расчетная температура);
- тепловые сети (схемы теплотрасс, обеспеченность требуемых напоров у потребителя, состояние трубопроводов и их теплоизоляционных и антикоррозионных покрытий, наличие гидроизоляции, потери теплоносителя, аварийность на 1 км тепловых сетей, сравнение нормативных и фактических теплопотерь);
- схема теплоснабжения с указанием распределения потоков энергоресурсов, районов с дефицитом обеспеченности энергоресурсами;
- размещение, состояние и характеристики тепловых пунктов и насосных станций (типы водоподогревателей, наличие и характеристики отложений в них, оснащенность тепловых пунктов средствами борьбы с отложениями, оснащенность контрольно-измерительными приборами, средствами учета расхода энергоресурсов, наличие автоматических систем регулирования);
- распределение тепла по группам потребителей (население, бюджетная сфера, промышленность, сфера обслуживания);
- состояние диспетчеризации и автоматизации систем сбора информации;
- общие характеристики теплопотребления жилищного фонда и общественных зданий, расчетные и фактические нагрузки, обеспеченность энергоресурсами;
- характеристики и состояние внутридомовых инженерных сетей, оснащенности их средствами автоматического регулирования и учета потребления энергоресурсов, тип и состояние отопительных приборов, наличие отложений, качество обслуживания потребителей, качество работы систем, состояние диспетчеризации, организационная структура управления, соотношение нормативного и фактического потребления энергоресурсов.

Утепление и уплотнение ограждающих конструкций зданий

Через ограждающие конструкции зданий в атмосферу теряется большая часть тепловой энергии. На отопление и вентиляцию зданий различного назначения расходуется около 40% всех расходуемых топливных энергетических ресурсов (ТЭР). Потери тепла через наружные стены, в зависимости от высоты и конструкции строения, составляют в пределах 20 - 60% от общего расходуемого тепла. На долю световых проемов (окна, двери) зданий, отвечающих ранее действующим СНиП II-3-79, приходится около 80% всех теплопотерь здания.

Однослойные бетонные конструкции, которые изготавливались большинством предприятий стройиндустрии, не соответствуют современным энергетическим требованиям (требованиям энергосбережения).

Переход к применению трехслойных конструкций с эффективной теплоизоляцией позволит получить в расчете на 1 млн. м² вводимой в эксплуатацию общей площади годовую экономию в пределах 10 - 12 тыс. тонн условного топлива.

Потери тепла через оконные проемы в 4 - 6 раз выше, чем через стены. Применение двойного и тройного остекления позволит в 1,5 - 2,0 раза сократить указанные потери. Размещение между рамами окон дополнительного слоя пленки с покрытием, отражающим инфракрасное излучение из помещения и увеличивающей термическое сопротивление пространства между стеклами, почти в четыре раза снижает теплопотери через окна. Измерения тепловых потоков от ограждения здания с помощью инфракрасной аппаратуры показывают, что при этом практически исчезает разница между излучением от стен и окон.

Проблему снижения теплопотерь через оконные проемы необходимо решать комплексно с проблемой вентиляции квартир.

Велика составляющая инфильтрационных потерь в общем тепловом балансе здания. Необходимо обеспечить хорошую герметичность стыков панелей, тамбуров подъездов, окон лестничных клеток. Особенно возрастает влияние инфильтрации в высоких зданиях, для которых велико давление "самотяги", пропорциональное величине:

$$(1/T_{нар} - 1/T_{вн})H_{зд},$$

где:

$T_{нар}$ - абсолютная температура наружного воздуха °К ;

$T_{вн}$ - абсолютная температура внутреннего воздуха °К;

$H_{зд}$ - высота отапливаемой части здания.

Основные резервы энергосбережения лежат в сфере реконструкции. Ранее построенные здания потребляют 85 - 90% тепловой энергии жилого сектора и их реконструкция может позволить достичь большой экономии энергоресурсов.

При сокращении тепловых потерь через ограждающие конструкции имеется возможность экономить около 42% на отоплении и около 39% на горячем водоснабжении по сравнению с ранее действовавшими нормами (рис. 7 - 8).

На рис. 7 приведено соотношение долей потребления топлива для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий.

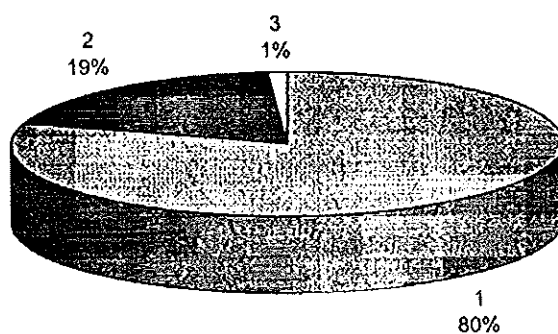


Рис. 7. Соотношение долей потребления топлива для отопления (1), горячего водоснабжения (2), и вентиляции (3) жилых и общественных зданий

Ниже (рис. 8, 9) приведено (для наглядности в виде количества сжигаемого топлива) сравнение величин теплопотерь для двух одинаковых домов, один из которых построен в соответствии с ранее действовавшими нормами теплозащиты (СНиП II-3-79* "Строительная теплотехника") (А), другой для построенного в соответствии с новыми требованиями, введенными с 1995 года (постановлением Министра России от 11.08.95 г. № 18-81) (Б).

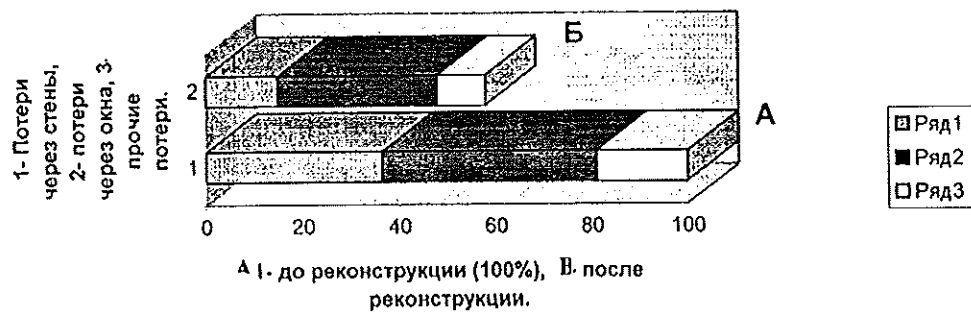


Рис. 8. Важность экономии затрат теплоты на отопление при сокращении теплопотерь через ограждения и модернизации систем зданий

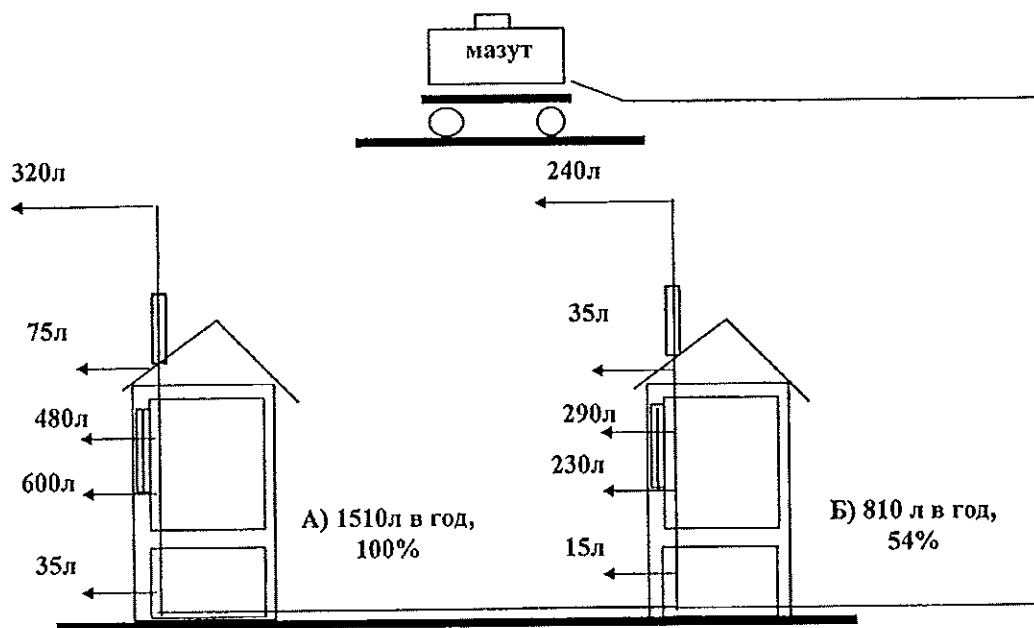


Рис. 9. Потребность в жидком топливе в литрах в год на отопление обычной 2-х комнатной квартиры в многоэтажном здании

Разность между существующим положением и возможной перспективой оценивается как резерв энергосбережения (рис. 10).

Важно оценить вклад конкретных мероприятий при возможном использовании общего резерва энергосбережения (рис. 11 и 12).

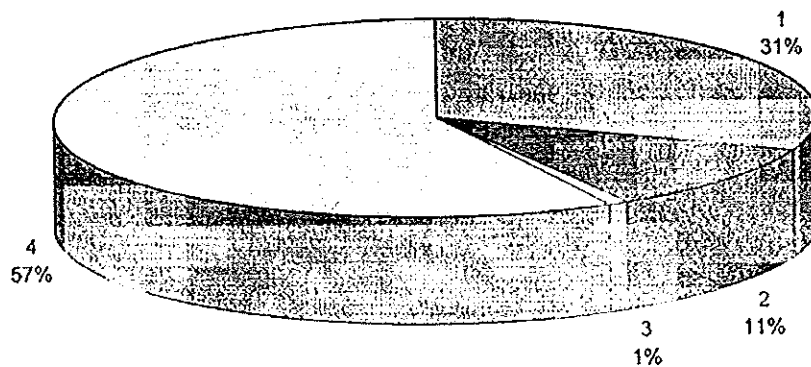


Рис. 10. Роль систем инженерного оборудования в общем резерве энергосбережения в жилых и общественных зданиях

1 - потери при производстве и транспортировке энергии, 2 - в системах горячего водоснабжения, 3 - в вентиляции, 4 - в системах отопления

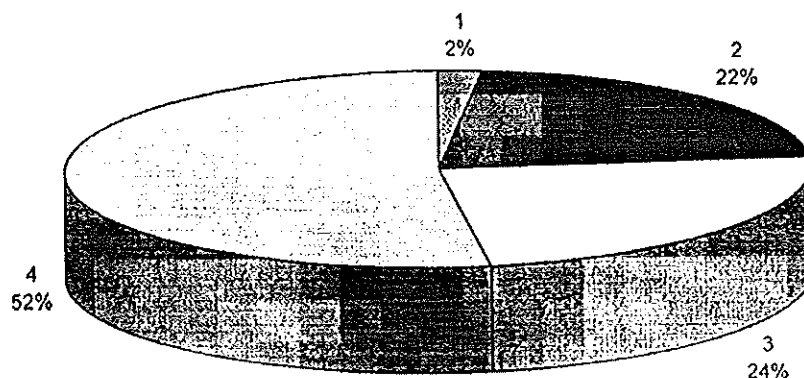


Рис. 11. Роль различных мероприятий по энергосбережению в общем резерве энергосбережения в жилых и общественных зданиях

1 - нетрадиционные источники, 2 - модернизация, 3 - учет расхода теплоты, 4 - тепловая изоляция

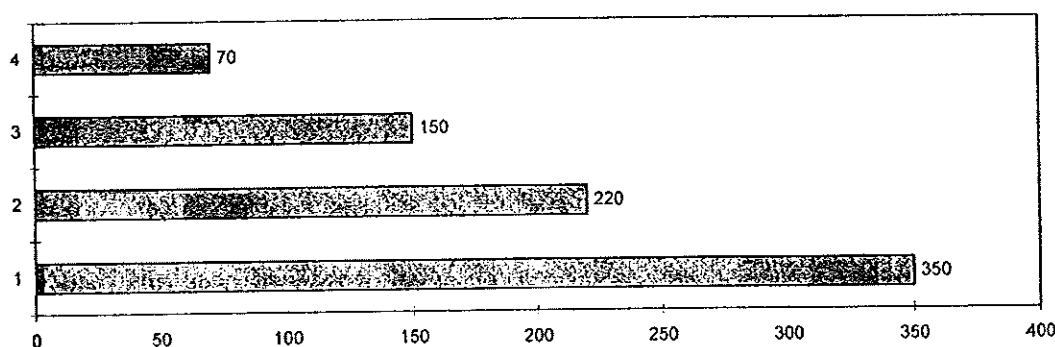


Рис. 12. Удельное годовое потребление энергии в домах (кВтч/м²)

1 - Восточная и Центральная Европа, 2 - страны OECD (Организации Международного Сотрудничества и Развития), 3 - Скандинавия, 4 - Высокоэффективный дом.

Соотношение температуры воздуха t_a и радиационной температуры (средневзвешенной температуры всех поверхностей помещения) t_R °С, обуславливающее комфортные условия для холодного периода года в помещениях жилых и общественных зданий, выражается уравнением:

$$t_R = 29 - 0,57 t_a \pm 1,5.$$

Анализ режимов эксплуатации котельного оборудования

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в паровых котельных

В задачу энергоаудита входит кроме снижения общего потребления энергоносителей снижение финансовых затрат потребителя за используемые энергоресурсы.

Котельная потребляет для своей работы топливо, электрическую энергию и воду.

Использование термодинамического потенциала пара котельной для выработки электроэнергии для собственных нужд снижает общие финансовые затраты на обеспечение работы котельной. Себестоимость выработки электроэнергии на небольшой противодавленческой

турбине получается в три - четыре раза ниже, чем закупаемая из энергосистемы. При этом на выработку электроэнергии тратится дополнительно не более 10% используемого топлива.

Учитывая, что стоимость электрической энергии с учетом затрат на ее транспортировку и распределение в 8 - 10 раз дороже тепловой, все большее применение находят системы децентрализованного комбинированного производства тепловой и электрической энергии, - (мини ТЭЦ), где тепловая энергия частично преобразуется в более эффективную электрическую. Установка в паровой котельной турбины или винтовой паровой машины с противодавлением позволяет преобразовывать срабатываемый теплоперепад в электроэнергию, которую можно использовать для собственных нужд, а избыток продавать другим потребителям.

Экономии термодинамического потенциала топлива нужно проводить на всех этапах генерирования и использования тепловой энергии для целей теплоснабжения объектов ЖКХ, в котельных, в системах транспортировки и распределения, у потребителя.

Например, в котельной с четырьмя паровыми котлами ДКВР-10 может быть установлена одна турбина мощностью 1,5 МВт, что позволяет полностью обеспечить собственные нужды котельной (0,5 МВт), а избыток продать другим потребителям. Наиболее распространенным у потребителей является давление 0,12, 0,4, 0,6 МПа. Удельная выработка электроэнергии на установках приведенного типа составляет от 50 до 120 кВтчас/Гкал, удельный расход пара на турбину - от 30 до 50 кг/с/кВт. Расход пара и топлива при этом увеличивается, как правило, на 5 - 7%. Стоимость дополнительного расхода топлива в 8 - 9 раз ниже стоимости выработанной электроэнергии (сравнение в кДж). Турбины с противодавлением мощностью 0,5 - 1,5 МВт на общей раме с генератором, комплектно со щитом КИП поставляет Калужский турбинный завод (имеется информация и о менее мощных турбинах), разработана и проходит испытания паровая винтовая машина мощностью 200 кВт.

Турбина ПТГ-1000 производства ГНПП "Пролетарский завод" (г. Санкт-Петербург) с генератором на общей раме имеет габариты 5,5 x 2,5 x 2 м и может быть установлена либо в свободных ячейках котельной, либо в сборном металлическом модуле заводской поставки. Расход пара на турбину 38 т/ч, масса турбогенератора 7 т.

Экономическая целесообразность превращения котельной в мини-ТЭЦ должна определяться только на этапе окупаемости. Прибыль на втором этапе является текущим показателем, повышающим эффективность системы.

Типовой алгоритм энергоаудита отопительной котельной

Раз в три - пять лет в котельных проводятся пуско-наладочные работы и тепловые балансовые испытания, в которых проверяется КПД котлов, подбирается оптимальный, по результатам газового анализа, коэффициент избытка воздуха α на различных режимах нагрузки котлов. Составляются режимные карты работы котлов. При энергоаудите целесообразно провести газовый анализ уходящих дымовых газов для проверки q_2 , q_3 и α (коэффициент избытка воздуха в уходящих газах позволяет оценить подсосы воздуха и качество обмуровки котла, допустимое значение α при работе на газообразном топливе равно 1,05 - 1,20). Низкое содержание СО и α указывают на правильную настройку режимов работы горелочных устройств.

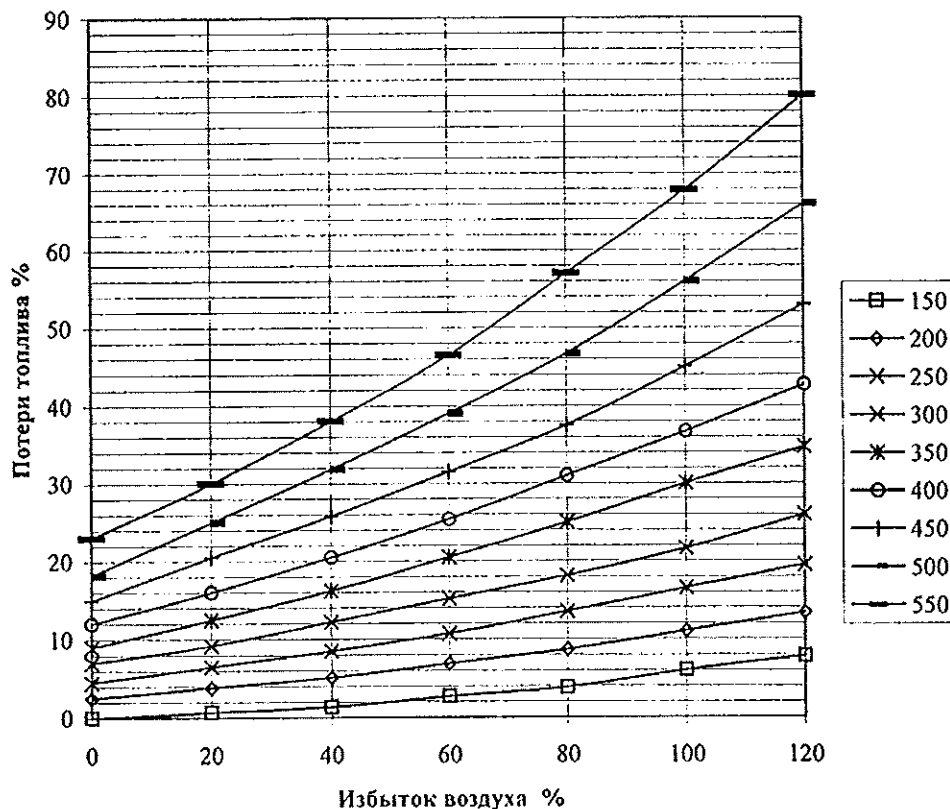


Рис. 13. Влияние избытка воздуха на потери газа при его сжигании (справа - температура уходящих газов °C).

Базовое топливо - метан, базовый КПД - 84,4%,
 $t_{ух.газов} - 150^{\circ}\text{C}$, избыточный воздух = $80 \cdot O_2 / (21 - O_2)$.

Высокие значения α в хвостовой части котла указывают на плохое качество обмуровки и большие подсосы наружного воздуха, приводящие к снижению КПД котлоагрегата и перерасходу электроэнергии на привод дымососов.

По температуре уходящих газов необходимо оценить возможность применения экономайзера и контактных теплообменников для увеличения КПД котельных агрегатов. При использовании газообразного топлива интерес представляет применение контактных теплообменников, позволяющих значительно снизить температуру уходящих газов, т.к. при хорошо организованном процессе горения нагреваемая при орошении топочных газов вода практически не загрязняется продуктами сгорания.

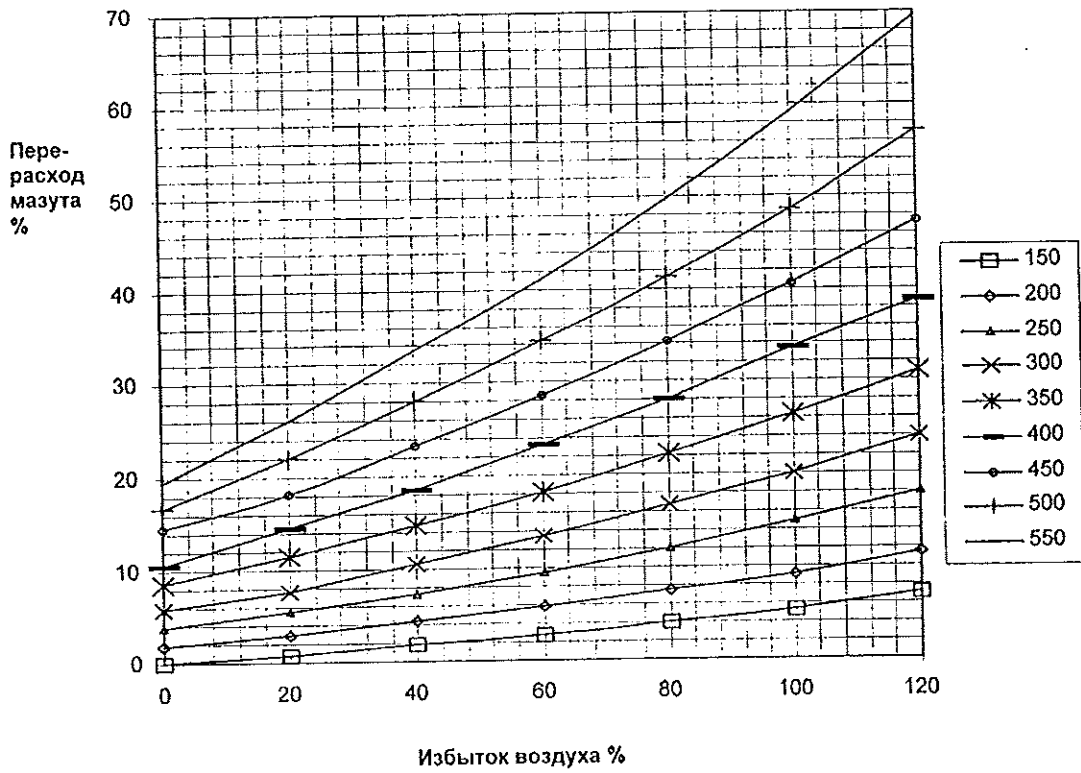


Рис. 14 Влияние избытка воздуха на перерасход мазута (справа - температура уходящих газов °С).
 Базовое топливо - C_4H_5 , $t_{ух.газов} - 150^{\circ}C$,
 избыточный воздух = $94,5 \cdot O_2 / (21 - O_2)$, базовый КПД - 89,93%

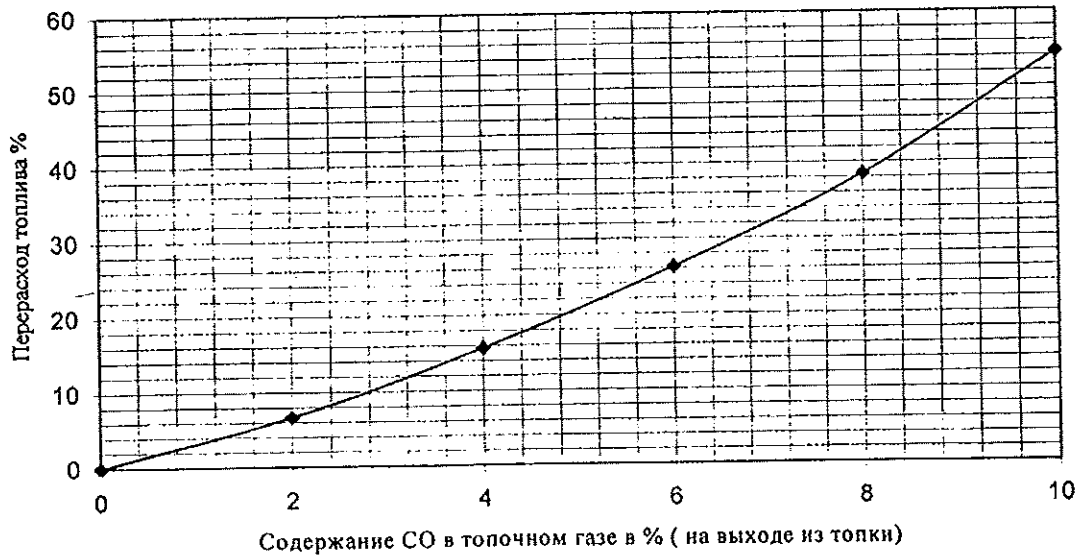


Рис. 15. Влияние содержания СО (химический недожег) в топочном газе на перерасход топлива (газ, нефть)

Более точные результаты получают при проведении тепловых балансовых испытаний котельных агрегатов, которые проводятся специальными лицензированными организациями. Испытания ограничиваются 3 - 4 наиболее характерными режимами: 50, 70, 90 и 100% номинальной производительности при соблюдении заданных параметров теплоносителя и питательной воды.

При испытаниях проводится осмотр котла и вспомогательного оборудования, определяется засоренность золой поверхностей теплообмена, наличие отложений, накипи. (Отмеченные недостатки устраняются до начала испытаний, что оформляется соответствующим актом).

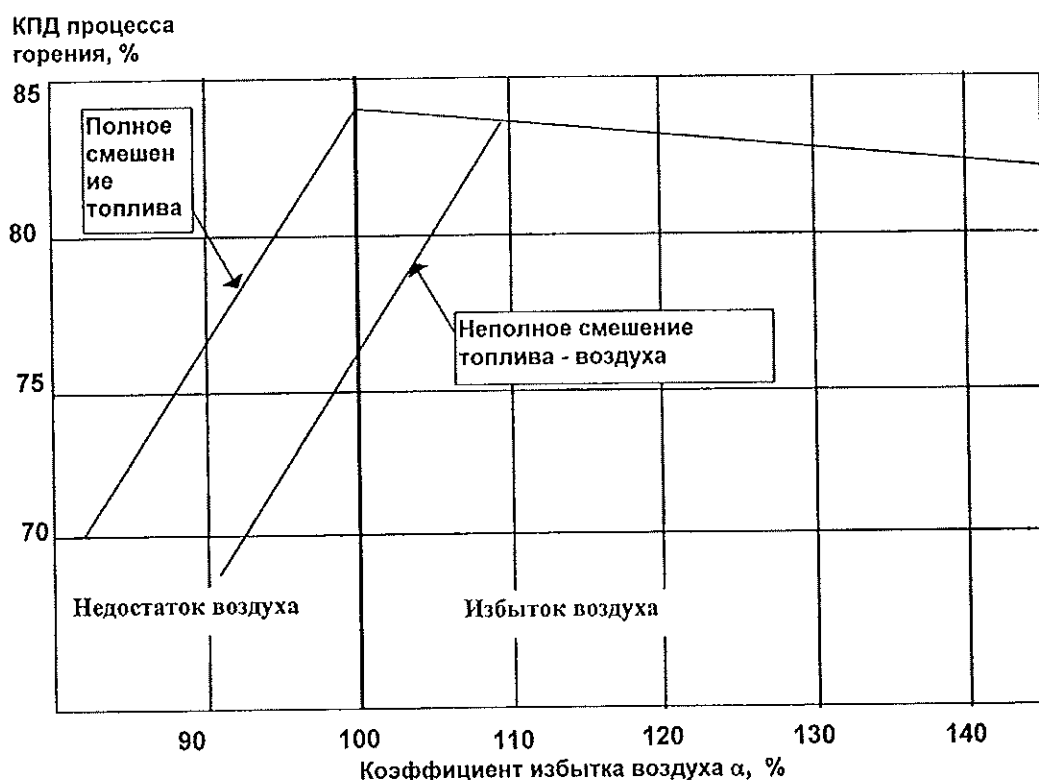


Рис. 16. Влияние процессов смесеобразования и коэффициента избытка воздуха в горелочных устройствах на КПД горения газа, $t_{yx.газов} = 183^{\circ}\text{C}$

Плохая работа деаэратора приводит к наличию в питательной воде растворенных газов (особенно, вредных для металлоконструкций кислорода и углекислого газа). Каждый случай питания котлов сырой водой должен фиксироваться в журнал. При нагреве недеаэрированной воды растворимость растворенных в ней газов (в их составе O_2 и CO_2) уменьшается, они становятся как бы избыточными, более химически активными и агрессивными к металлам. Практика показывает, что при наличии избыточного кислорода и углекислого газа в системах горячего теплоснабжения, котлов, отопления трубы могут выйти из строя на 3 - 5 год эксплуатации. Коррозионный коэффициент кислорода при наличии углекислого газа увеличивается почти в 3 раза.

При переводе паровых котлов на водогрейный режим по отопительному графику без предварительного подогрева воды на входе в котел возникает низкотемпературная коррозия хвостовых поверхностей нагрева котла. Иногда такая коррозия выводит из строя котлы на 3-5-й год эксплуатации. Согласно СНиП II-35-76 температура питательной воды на входе в экономайзер и в водогрейные котлы должна на 5 - 10 $^{\circ}\text{C}$ превышать температуру точки росы дымовых газов. Эта температура для продуктов сгорания природного газа составляет 60 $^{\circ}\text{C}$, для мазута - 43 $^{\circ}\text{C}$. При работе котла на сернистом мазуте температура питательной воды на входе в стальной экономайзер должна превышать 135 $^{\circ}\text{C}$.

В связи с возрастанием стоимости топлива необходимо оценить целесообразность улучшения теплоизоляции котлов, водоподогревателей, трубопроводов для уменьшения потерь в системах генерирования и распределения теплоты. Рекомендуемая наружная температура обмуровки современных котлов не превышает на 10 - 15 $^{\circ}\text{C}$ температуру окружающего воздуха.

По результатам измерения расходов подпиточной воды определяются потери воды в системе теплоснабжения и степень возврата конденсата в систему питания котлов. Анализ показывает, что экономические потери от невозврата конденсата в систему питания котлов значи-

тельно превышают потери тепловой энергии, связанные с частичным недоиспользованием его тепла.

Таблица 10. Примеры предлагаемых энергосберегающих мероприятий и их эффективность при эксплуатации котлоагрегатов

№ п.п.	Мероприятия	Топливо (%)	
		Экономия	Перерасход
1.	Снижение присосов воздуха по газовому тракту котлоагрегата на 0,1%	0,5	-
2.	Увеличение коэффициента избытка воздуха в топке на 0,1%	-	0,7
3.	Установка водяного экономайзера за котлом	5 - 6	-
4.	Применение за котлоагрегатами установок глубокой утилизации тепла, установок использования скрытой теплоты парообразования уходящих дымовых газов (контактный теплообменник)	до 15	
5.	Применение вакуумного деаэратора	1,0	-
6.	Отклонение содержания CO_2 в уходящих дымовых газах от оптимального значения на 1%		0,6
7.	Снижение температуры отходящих дымовых газов на 10°C для сухих и влажных топлив	0,6 и 0,7	-
8.	Повышение температуры питательной воды на входе в барабан котла на 10°C ($P = 13$ ата, и КПД = 0,8)	2,0	-
9.	Повышение температуры питательной воды на входе в водяной экономайзер на 10°C	-	0,23
10.	Подогрев питательной воды в водяном экономайзере на 6°C	1,0	-
11.	Увеличение продувки котла свыше нормативных значений на 1%	-	0,3
12.	Установка обдувочного аппарата для очистки наружных поверхностей нагрева	2,0	-
13.	Наличие накипи на внутренней поверхности нагрева котла, толщиной 1 мм	-	2,0
14.	Замена 1 т невозвращенного в тепловую схему котельной конденсата химически очищенной водой	-	20 кг у.т.
15.	Перевод работы парового котла на водогрейный режим	2,0	-
16.	Работа котла в режиме пониженного давления (с 13 ата)	-	6,0
17.	Отклонение нагрузки котла от оптимальной на 10% • в сторону уменьшения • в сторону увеличения		0,2 0,5
18.	Испытания (наладка) оборудования и эксплуатация его в режиме управления КИП	3,0	-
19.	Утечка пара через отверстие 1 мм при $P = 6$ ата	-	3,6 кг у.т.

20.	Забор воздуха из верхней зоны котельного зала на каждые 1000 м ³ газообразного топлива	17 кг у.т.	-
21.	Повышение температуры воды на выходе из котла		4
22.	Применение щелевых деаэраторов		
23.	Применение трансоников (пароструйных смесительных теплообменников), экономящих затраты энергии на перекачку воды в системе.		

При обследовании котельных необходимо оценить соответствие характеристик применяемого насосного и вентиляционного оборудования их режимам эксплуатации. Необходимо проверить правильность подборки параметров и количества основного и вспомогательного котельного оборудования, позволяющего его эксплуатировать все время в режимах близких к номинальным значениям, экономично отслеживать колебания отопительной нагрузки и нагрузки на горячее водоснабжение.

Образующаяся из солей кальция и магния накипь в 10 - 700 раз хуже проводит теплоту, чем сталь. Имеющиеся в составе питательной воды хлориды натрия и магния усиливают коррозию. При толщине слоя накипи 0,5 мм перерасход топлива составляет 1%, при 2 мм - 4%. Вследствие термического сопротивления слоя накипи уже при ее толщине 0,2 мм температура стенок котла может сильно отличаться от температуры котловой воды и в современных котлах достигать 700°C.

Серьезная проблема борьбы с отложениями возникает в теплообменниках системы горячего водоснабжения, когда проходное сечение труб почти полностью зарастает накипью. При механической очистке часто повреждаются эти трубки и на ремонт требуются значительные финансовые затраты.

Для тепловых систем, питаемых водой из водозаборных скважин, задача борьбы с отложениями накипи в котлах, теплообменниках и трубопроводах является сложной технической проблемой. Традиционно применяемые системы ионообменных фильтров капиталоемкие, требуют больших эксплуатационных затрат и не всегда технически грамотно эксплуатируются в небольших тепловых системах.

Заращение отложениями трубопроводов тепловых систем, в том числе и оборотного водоснабжения, приводит к значительному увеличению их гидравлического сопротивления, регулировке систем отопления и большим энергетическим потерям на прокачку системы.

Борьба с отложениями является сложной технической проблемой. Она проводится как механическим, так и химическим способами и требует остановки сетей на ремонт.

В системе водоподготовки питательной воды начали применяться новые, более дешевые способы ее обработки: ультразвуковые, магнитные, присадки комплексонов и др.

Большой интерес представляет дешевый и эффективный способ борьбы с накипеобразованиями в зонах нагрева сырой воды с помощью комплексонов.

Ультразвуковой способ основан на разрыхлении и смывке образующихся отложений при воздействии ультразвукового излучателя. Мощность излучателя составляет несколько кВт и зона воздействия ограничена.

Магнитная обработка не требует постоянных затрат энергии, но эффективность действия зависит от состава воды.

Электроискровой высоковольтный способ очистки отложений возможен только в период ремонтных работ при остановке системы.

Промывка котлов и тепловых систем с помощью слабых растворов соляной кислоты производится также при остановке системы в период ремонтных работ.

Применение комплексонов для промывки, борьбы с накипеобразованиями и отложениями в водогрейных котлах и тепловых сетях

Применение комплексонов, содержащих фосфоновые группировки $PO(OH)_2$, и комплексонов, производных от комплексонов, в системах теплоснабжения позволяет не только избежать отложения накипи в котлоагрегатах и теплообменниках, но и отмыть контуры систем теплоснабжения и водогрейных котлоагрегатов от предыдущих отложений. При применении комплексонов в системах с большими объемами воды, где накопилось большое количество отложений, целесообразна установка фильтров шламоудалителей твердых мелкодисперсных отложений. В связи с низкой скоростью витания они начинают скапливаться в зонах с низкими скоростями течения, которые часто расположены в нижних коллекторах котлов, а это может привести к прогоранию труб. После очистки системы от накипи эта опасность уменьшается. Возможно, перед началом применения комплексонов необходимо промыть систему.

Эффективность применения комплексонов зависит от их концентрации и химического состава воды. При обработке комплексонами воды с содержанием железа более 0,3 мг/л целесообразно предварительно провести ее обезжелезивание.

До начала применения комплексонов системы с отложениями целесообразно отмыть, предельно, в несколько этапов, при больших дозировках концентрации комплексонов.

При эксплуатации сетей с накопившимися отложениями поддерживается концентрация комплексонов, соответствующая равновесному состоянию, когда старые отложения не отмываются, а новые не образуются.

Нарушение этого равновесия в сторону интенсивной отмывки сетей приводит к тому, что все накопившиеся шламы попадают в воду и начинают скапливаться в зонах системы с низкой скоростью движения воды. Особенно это опасно для котлов.

В системах, использующих комплексоны, необходимо применять интенсивные методы шламоудаления, правильно размещая неполнопоточные шламоотделители. В процессе эксплуатации в конечном счете вся вода пройдет через них.

Расход комплексонов рассчитывают исходя из объема отмываемого контура и количества отложений. На завершение очистки указывает стабильность во времени концентраций ионов железа, комплексона и значения pH.

Учитывая возросшие экономические затраты на традиционные способы обработки питательной и сетевой воды с применением ионообменных фильтров (стоимость достигает 10 и более руб./м³), представляет интерес переход на новую автоматизированную (стоимостью около 30 - 50 тыс.руб. за установку) систему обработки воды. При цене комплексона 25 - 30 руб./кг одного килограмма комплексона достаточно для обработки до 1500 м³ питательной воды. Себестоимость обработки одного м³ воды при этом достигает нескольких копеек, нет сброса хлоридов металлов на очистные сооружения, трубы системы подвергаются обработке замедляющей химическую коррозию (при применении цинконата комплексонов), происходит отмывка тепловой системы от ранее накопившихся отложений.

Обработка комплексонами воды не предотвращает образование биологических и наносных отложений. Поэтому используемая из поверхностных источников вода должна пройти предварительную механическую очистку.

Применение комплексонов не исключает необходимость деаэрации подпиточной воды. Остаточное содержание комплексона в системе не должно превышать предельных допустимых концентраций указанных в Санитарно-гигиенические характеристики оксиэтилидидифосфоновой кислоты ОЭДФ, тринатриевой $Na_3OЭФД$, монокалийевой $KOЭФД$ ее кислот, нитрилотриметилфосфоновой кислоты НТФ по данным Института реактивов и особо чистых веществ (ИРЭА), г. Москва, приведены в Таблице 11.

Таблица 11. Допустимые нормы концентрации комплексонов в воде хозяйственно-бытового назначения

Соединение	ПДК в воде водоемов санитарно-бытового назначения	ПДК в воде рыбохозяйственных водоемов	ОБУВ в воздухе рабочей зоны	ОБУВ в атмосферном воздухе
	Перечень № 2932-83 ПДК и ОБУВ в воде веществ в водных объектах хозяйственно-питьевого и культурно-бытового пользования МЗ СССР	Дополнительный перечень № 30-11-Г1 Главрыбвода к приложению № 3 "Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами".	Список №6 вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Перечень № 2155-80 МЗ СССР от 18.03.80г.	Список 21-91-80 от 01.08.80г. Дополнение к списку 14-30-76 от 03.07.76г. ОБУВ загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
ОЭДФ	0,6 мг/л	0,9 мг/л	2,0 мг/м ³	0,04 мг/м ³
Na ₃ ОЭДФ	0,3 мг/л		5,0 мг/м ³	0,2 мг/м ³
КОЭДФ	0,3 мг/л		2,0 мг/м ³	
ZnОЭДФ	5,0 мг/л (для горячей воды)			
НТФ	1,0 мг/л	0,1 мг/л	2,0 мг/м ³	0,03 мг/м ³

Перечисленные вещества умеренно токсичны с умеренно-выраженной способностью к кумуляции. Относятся к 3 классу умеренно-опасных веществ (ГОСТ 12.1.007-76). Слабо раздражают кожу и слизистую оболочку глаз. Пролиты концентрата цинкового комплексона ZnОЭДФ смываются водопроводной водой. При попадании на кожу или в глаза необходимо промыть пораженное место водой, а затем соответствующим раствором бикарбоната натрия (2% раствор для нейтрализации раствора на поверхности кожи и 0,5% - для промывки глаз). Эти рекомендации необходимо иметь в виду при приготовлении концентрированных рабочих растворов для дозирующих устройств.

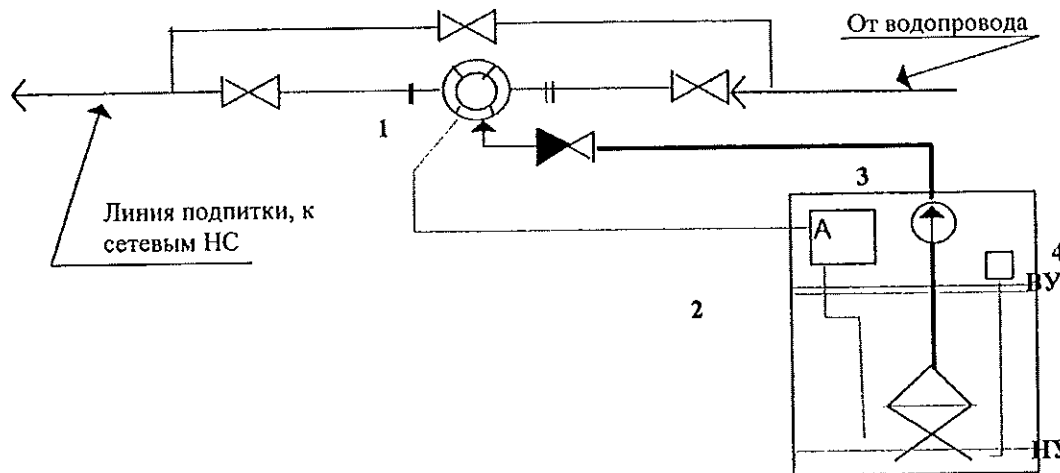


Рис. 17. Схема установки для дозирования комплексонов

Обозначения: 1 - водомер с узлом подмешивания комплексона, 2 - бак с 5% раствором комплексона, блоком автоматики А, насосом дозатором 3 и указателем уровня 4.

Рекомендуемые концентрации комплексона в рабочих системах

Таблица 12. Рекомендуемые концентрации комплексонов ОЭДФ в сетевой и подпиточной воде, по данным ИРЭА для различных значений индекса насыщения исходной воды

Индекс насыщенности карбонатом кальция, I	Водородный показатель (величина) рН	3 - 4	4 - 5	5 - 6	6 - 7	7 - 8	8 - 9	9 - 10
		C _{ОЭДФ} - концентрация комплексона ОЭДФ в подпиточной и сетевой воде, мг/л						
-2	< 5	0,5	0,8	1	2	2	4	4
-1	5 - 6	0,5	0,8	1	2	3	4	5
0	6 - 7	0,5	0,8	1	2	3	4	5
1	7 - 8	1	2	2	3	4	5	5
2	8 - 9	2	3	3	-	5	5	5
3	9 - 10	3	4	4	-	5		
4	10 - 11	4	5	5	5			
5	11 - 12	5	5	5				

Анализ режимов работы системы теплоснабжения

Тепловая энергия, получаемая коммунальными службами с различными энергоносителями (газ, топливо, водяной пар, горячая вода и др.), используется для обеспечения потребностей на:

- отопление и вентиляцию;
- горячее водоснабжение;
- собственные нужды.

Наиболее распространенными теплоносителями являются водяной пар и горячая вода с температурой до 150°C, производимые в котельной и по трубопроводам направляемые к потребителям.

Регулирование отопления в основном осуществляется по температуре при постоянном расходе теплоносителя. Во многих случаях расход воды в системе отопления регулируется дважды в год в начале и конце отопительного периода. Расход воды по сети летом составляет около 80% от зимнего расхода. Обычно температура воды в прямой линии колеблется от 70 до 150°C, в обратной линии в основном находится в пределах 42 - 70°C.

Системы отопления, работающие при постоянном расходе и регулировании температурой теплоносителя (качественное регулирование), имеют недостатки по сравнению с системой регулирования подачей воды (количественное регулирование). Система инерционна, изменение температуры в системе затягивается на несколько часов. Система имеет большое значение постоянной времени переходных процессов, плохо отслеживает потребности в тепле на отопление при резких колебаниях наружной температуры воздуха, которое иногда бывает более десяти градусов за сутки. Температура иногда регулируется только несколько раз в сутки. Особенно большая проблема в обеспечении экономичных режимов больших городов, тепловые сети которых характеризуются большой протяженностью и инерционностью.

При регулировании системы теплоснабжения подачей количества сетевой воды, нагретой до заданной постоянной температуры, мощность насосного агрегата пропорциональна расходу горячей воды в системе в третьей степени (для турбулентного режима) и график зависимости мощности насоса во времени отопительного сезона напоминает отопительный график. Пло-

щадь под графиком Q-H равна энергии, затраченной на прокачку теплоносителя, которая меньше, чем в первом случае (см. рис. 18).

При создании и реконструкции систем отопления нужно шире внедрять количественные методы регулирования систем.

Переход к системе отопления с регулированием по расходу воды в системе позволяет достичь 60% экономии электроэнергии на привод циркуляционных сетевых насосов. Кроме того, замена элеваторных узлов экономичными малошумящими циркуляционными насосами с системой автоматического регулирования отопления дополнительно экономит энергию циркуляционных насосов.

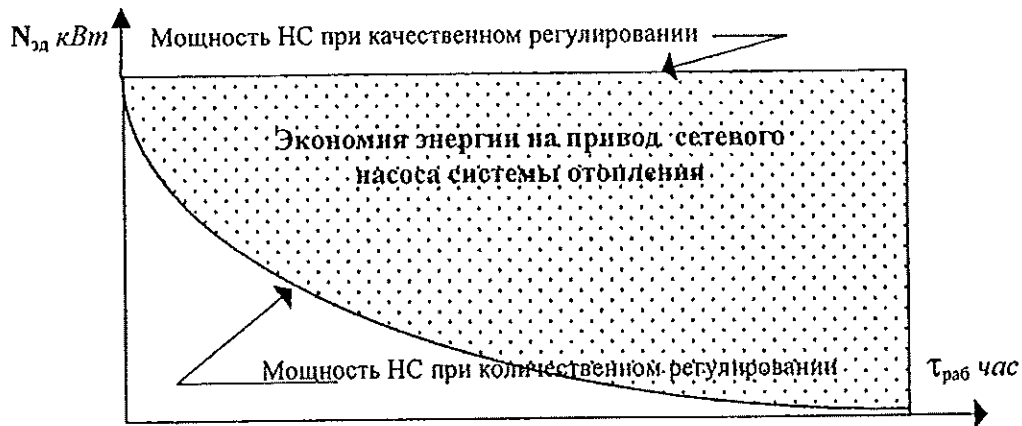


Рис. 18. Экономия энергии циркуляционного насоса при переходе на количественное регулирование системы теплоснабжения

Обозначения:

$N_{эд}$ – мощность, потребляемая циркулярным насосом.

$\tau_{раб}$ – продолжительность отопительного периода.

Оценку перерасхода тепла на отопление $\kappa_{нер}$ приближенно можно определить по фактическому превышению $(t_d - 18)$ средней температуры воды в стояках системы отопления над температурой $(t = 18^\circ\text{C})$ внутри здания по сравнению с расчетными значениями по отопительному графику $(t_p - 18)$ для заданной температуры наружного воздуха.

$$\kappa_{нер} = (t_d - 18) / (t_p - 18)$$

Предполагается, что термическое сопротивление системы "радиатор отопления - помещение" незначительно зависит от разности температур. Избыточные теплопритоки при перетопе жилыцы сбрасывают через открытые форточки, проветривая помещение. Это можно зафиксировать только при использовании тепловизоров или инфракрасных термометров.

В настоящее время находят применение автоматизированные блочные и крышные котельные, которые работают без постоянного обслуживающего персонала. Эти котельные при определенных условиях могут быть экономически выгоднее других решений реализации системы теплоснабжения объекта. Применение таких технических решений позволяет избежать затрат на создание внешних магистральных теплосетей, уменьшить тепловые потери в системе, рассредоточить выбросы вредных веществ в атмосферу. Экономические затраты при теплоснабжении от собственной котельной могут быть в 3 - 5 раз ниже по сравнению с централизованным теплоснабжением, особенно в условиях рыночной экономики. В каждом конкретном случае необходимо проводить технико-экономический анализ.

Анализ затрат теплоты на отопление

При проведении энергоаудита необходимо сравнить фактическое теплотребление с расчетным, которое необходимо поставить потребителю.

Для составления теплового баланса и оценки состояния системы отопления необходимо оценить значения тепловой мощности, потребляемой на отопление зданий различного назначения.

Сравнительный анализ позволяет определить наличие "перетопа" здания и необходимость настройки его системы на проектные показатели. Это особенно важно при настройке на номинальные показатели системы централизованного теплоснабжения. Превышение теплотерь в зданиях и элементах системы централизованного теплоснабжения больше проектных значений приводит к необходимости выявления причин и проведения работ по их устранению.

Нормативный расход теплоты на отопление здания рассчитывается по формуле:

$$Q_o = (1 + \beta)q_o \alpha V_n(t_{в.ср} - t_{н.о}) \text{ Вт},$$

(1 ккал/час = 1,163 Вт; 1 МВт = 0,86 Гкал/час)

где:

β - поправочный коэффициент, учитывающий расход теплоты на подогрев инфильтрационного воздуха. Значение β равно 0,1 - 0,3 для аэровокзалов и пассажирских павильонов при скорости ветра 5 - 10 м/с за три наиболее холодных месяца, для старых жилых зданий $\beta = 0,15$, для ангаров с одинарным остеклением $\beta = 1 - 2$.

q_o ($q_в$) - удельные тепловые характеристики на отопление (вентиляцию) здания (табл. 13);

α - поправочный коэффициент (принимают только для отопительной характеристики здания).

$t_{н.о}, ^\circ\text{C}$	-10	-15	-20	-25	-30	-40	-45	-50
α	1,45	1,29	1,17	1,08	1	0,9	0,85	0,82

V_n - отапливаемый объем здания, м³;

$t_{в.ср}$ - средняя температура воздуха в здании;

$t_{н.о}$ ($t_{н.в}$) - температура атмосферного воздуха, принятая в расчете отопления (вентиляции) данного объекта;

Q_o ($Q_в$) - расход теплоты на отопление (вентиляцию) здания. При расчете Q_o и $Q_в$ складываются.

В таблице 13 приведены теплотехнические характеристики зданий использованные при укрупненных теплотехнических расчетах.

Таблица 13. Теплотехнические характеристики зданий

Здание	Объем V_n тыс. м ³	Удельн. тепловые характеристики		Здание	Объем V_n тыс. м ³	Удельн. тепловые характеристики	
		q_o Вт/(м ³ °C)	$q_в$ Вт/(м ³ °C)			q_o Вт/(м ³ °C)	$q_в$ Вт/(м ³ °C)
Жилые, гостиницы, общежития, залы ожидания	до 3	0,49	-	Поликлиники, амбулатории, диспансеры	до 5	0,46	-
	< 5	0,44	-		< 10	0,42	0,29
	< 10	0,4	-		< 15	0,37	0,29
	< 15	0,36	-		> 15	0,35	0,26
	< 20	0,33	-	Больницы	< 5	0,47	0,34
	< 25	0,32	-		< 10	0,42	0,33
	< 30	0,31	-		< 15	0,37	0,30
	> 30	0,3	-		> 15	0,35	0,29
Административные	< 5	0,5	1,02	Прачечные	< 5	0,44	0,93

Клубы, дворцы культуры	< 10	0,44	0,09	Предприятия общественного питания	< 10	0,38	0,90
	< 15	0,40	0,08		> 10	0,36	0,87
	> 15	0,37	-		< 5	0,40	0,81
Детские сады и ясли	< 5	0,43	0,29	Лаборатории	< 10	0,38	0,75
	< 10	0,38	0,27		> 10	0,35	0,70
	> 10	0,35	0,23		< 5	0,43	1,16
Учебные заведения	< 5	0,44	0,13	Пожарное депо	< 10	0,40	1,10
	> 5	0,40	0,12		> 10	0,38	1,05
	< 10	0,41	-		< 2	0,56	0,16
Механосборочные, механические и слесарные отделения инстру- ментальных цехов	< 15	0,38	0,12	Гаражи	< 5	0,54	0,11
	< 20	0,35	0,09		> 5	0,53	0,11
	> 20	0,28	0,09		< 2	0,81	-
Цеха покрытий (гальванич. и др.)	5-10	0,64-0,53	0,47-0,29	Деревообделочные цеха	< 3	0,70	-
	10-15	0,53-0,47	0,29-0,18		< 5	0,64	0,8
	50-100	0,47-0,44	0,18-0,14		> 5	0,57	0,75
Компрессорные	100- 200	0,44-0,41	0,14-0,09	Ремонтные цеха	< 5	0,7-0,64	0,7-0,58
	< 2	0,76-0,7	6-4,7		5-10	0,64-0,53	0,58-0,53
	2-5	0,7-0,64	4,7-3,5		5-10	0,7-0,58	0,23-0,18
Служебные и административно- вспомогательные здания	5-10	0,64-0,53	3,5-2,3	Котельные	10-20	0,58-0,53	0,18-0,12
	< 0,5	0,81-2,3	-		2-10	0,12	0,35-0,6
	0,5-1	0,7-0,81	-		10-20	0,09	0,23-0,47
Казармы и поме- щения ВОХР	1-2	0,52-0,7	-	Газогенераторные	5-10	0,12	2,1
	2-5	0,47-0,53	-		2-3	0,7-0,87	0,58-0,7
	5-10	0,40-0,47	-		Склады химикатов и красок и т.п.	< 1	1,0-0,87
0,5-1	0,7-0,52	-	1-2	0,87-0,75		-	
1-2	0,52-0,47	-	2-5	0,75-0,67		0,7-0,52	
Казармы и поме- щения ВОХР	2-5	0,47-0,38	0,16-0,14	Проходные	< 0,5	1,5-1,4	-
	5-10	0,38-0,35	0,14-0,13		0,5-2	1,4-0,81	-
	10-20	0,35-0,29	0,13-0,12		2-5	0,81-0,64	0,17-0,12
Казармы и поме- щения ВОХР	5-10	0,44-0,38	-				
	10-15	0,38-0,36	-				

При проведении энергоаудита необходимо провести измерения фактических расходов тепловой энергии с помощью переносного расходомера и переносного термометра (или пирометра). Сопоставление фактических (измеренных) расходов тепла с нормативными (расчетными) значениями дает оценку имеющихся на объекте резервов экономии тепла.

Экономии тепла в системе отопления объектов ЖКХ также можно достичь техническими и организационными мероприятиями:

- Переход системы отопления на режим дежурного отопления при сниженной (12 - 14°C) температуре в нерабочие смены и выходные дни для магазинов, кинотеатров и других нежилых помещений позволяет достичь 8 - 10% экономии тепловой энергии на отопление (в климатических условиях средней полосы России). Возможно применение автоматизированных систем отопления, снижающих температуру в ночное время (переключается централизованно и индивидуально).
- Применение систем лучистого отопления с обогреваемыми полами и стеновыми панелями, которые создают комфортные условия при температурах 15 - 16°C. Таким образом, снижается расход топлива примерно на 20 - 30%.
- Оборудование квартир индивидуальными (по желанию жильца) средствами регулирования температуры и учета расхода тепла на отопление. Внедрение средств поквартирного учета и регулирования тепла на отопление должно осуществляться на базе технико-экономических расчетов.

Инфильтрационные теплопотери

Потери тепла вследствие инфильтрации через тамбуры подъездов, окна лестничных клеток можно оценить с помощью термоанемометров (объемы инфильтрации) и термометров, определяющих температуру воздуха.

Сверхнормативные потери тепла через оконные блоки, стыки стеновых панелей и дефектные элементы ограждающих конструкций можно оценить с помощью инфракрасной термометрической аппаратуры (тепловизоры, инфракрасные термометры), позволяющей проводить дистанционные измерения температур исследуемых элементов здания при проведении измерений.

Конечные результаты, полученные в результате энергетического обследования системы теплоснабжения, оформляются в виде разделов отчета и энергетического паспорта здания (приведен в приложении). При оформлении в проект энергетического паспорта здания рекомендуется дополнительно ввести два показателя:

- наличие средств общего и индивидуального учета потребления энергоносителей (тепла, воды ГВС, холодной воды, газа, электроэнергии);
- наличие и тип системы регулирования отопления здания и индивидуальных регуляторов температуры в его отдельных помещениях.

При широком распространении этих систем в коммунальном хозяйстве, что наблюдается в настоящее время, возникнет необходимость отражения в паспортных характеристиках зданий перечисленных показателей.

Анализ режимов работы системы вентиляции

При проведении энергоаудита систем вентиляции необходимо сравнивать нормативные и фактические показатели потребления тепла и электрической энергии на привод системы.

Расход тепловой энергии на вентиляцию:

$$Q_v = q_v V_n(t_{в.ср} - t_n),$$

где:

$t_n = t_{н.в}$ в системах вентиляции с рециркуляцией, $t_n = t_{н.о}$ - без рециркуляции.

Значения $t_{в.ср}$ в зданиях комбинированного назначения принимают как средневзвешенную по объему внутреннюю температуру помещений.

СНиП-овские нормативные значения величины q_v приведены в Табл. 13.

Доля вентиляционных систем в общем потреблении энергии на предприятии значительна.

При проведении энергоаудита делается поверочный расчет с учетом существующих условий (наличие вредных выбросов, тепловая нагрузка, влажность в помещении и др.) и их изменения в течение дня, недели и года. Проверяется наличие и возможность рекуперации тепловой энергии (теплоты вытяжного вентиляционного воздуха).

Анализируется возможность применения регулируемых электроприводов при переменном режиме эксплуатации.

При охлаждении или обогреве зданий с помощью воздушных систем отопления большие потери, соизмеримые с расчетным теплопотреблением на отопление здания, могут возникнуть за счет инфильтрации наружного воздуха через неплотности ограждения зданий.

Традиционные решения для уменьшения потерь энергии в вентиляционных системах:

- Создание переходных камер на дверях (тамбуров).
- Установка автоматической системы включения воздушных завес при открытии дверных проемов.
- Уплотнение строительных ограждающих конструкций здания.
- Проверка герметичности вентиляционных воздуховодов (уменьшение расхода воздуха, тепла и потребляемой мощности электродвигателем привода вентилятора).
- Отключение вентиляции в ночные и нерабочие периоды.
- Широкое применение местной вентиляции.
- Применение систем частотного регулирования двигателей вентиляторов вместо регулирования заслонкой. Установка частотного регулятора имеет срок окупаемости до 1,5 - 2 лет при широком диапазоне регулирования расхода воздуха через вентиляционную систему и значительной доле времени работы с подачей 50% и менее от максимального рабочего значения.
- Уменьшение потерь давления вследствие снижения скорости воздуха в воздуховодах (при увеличении внутреннего диаметра воздуховода в два раза, скорость воздуха снижается в четыре раза, а потери давления уменьшаются на 75%. Удвоение скорости потока воздуха в 4 раза увеличивает необходимое давление, создаваемое вентилятором, и в 8 раз потребляемую им мощность).
- Правильное согласование рабочих характеристик вентилятора с характеристикой вентиляционной системы при подборе передаточного отношения привода вентилятора.
- Своевременная очистка воздушных фильтров для уменьшения их гидравлического сопротивления.
- Организация рекуперации теплоты в количестве не менее 50% теплоты удаляемого воздуха.

Анализ режимов работы системы горячего водоснабжения

Расход воды и тепла на горячее водоснабжение необходимо оценить при составлении теплового и водного баланса. Нормативы суточного удельного расхода горячей воды для различных потребителей даны в СНиП 2.04.01-85 (приложение 9).

Расчетный среднегодовой расход тепла на горячее водоснабжение, соответствующий нормам СНиП, можно оценить по формулам:

$$Q_{гв} = \sum_{i=1}^m (n_i \cdot q_{срi} \cdot \rho_в \cdot C \cdot (t_m - t_{х.в})) \cdot T_i \text{ ккал/год,}$$

где:

- i - количество видов потребителей горячей воды;
- n_i - число потребителей (одного вида) горячей воды;
- $q_{срi}$ - средняя норма расхода горячей воды, м³/сутки, (СНиП 2.04.01-85, приложение 9);
- $\rho_в$ - плотность воды, кг/м³;
- C - теплоемкость воды 1 ккал/(кг °С);
- t_{Ti} - средняя температура горячей воды водоразборных стояках (для жилых домов +50°С);
- $t_{х.в}$ - температура холодной воды в водопроводе в зимний период (при отсутствии данных принимается равной 5°С, при питании из скважины - 13 - 14°С);
- T_i - период потребления горячей воды в сутках;

$t_{х.л}$ - температура холодной воды в водопроводе в летний период (при отсутствии данных принимается равной 15°C).

Расход воды в системе ГВС равен:

$$W_{гв} = \sum_{i=1}^m (n_i \cdot q_{срi} (t_{Ti} - t_{х.л})) \cdot T_i \text{ м}^3.$$

Системы горячего водоснабжения предназначены для подачи потребителям горячей воды, температура которой в месте водоразбора должна быть не ниже 50 - 55°C.

При проведении энергоаудита необходимо проверить эффективность работы составляющих элементов системы горячего водоснабжения:

- устройства для нагрева воды, которым может служить котел (в системах с собственным источником теплоты) или теплообменник (в системах, подсоединенных к центральным тепловым пунктам - ЦТП, или к местным тепловым пунктам - МТП);
- подающей трубопроводной сети, состоящей из разводящего трубопровода и водоразборных подающих стояков;
- циркуляционной сети, состоящей из сборного циркуляционного трубопровода и циркуляционных стояков;
- водоразборной, регулирующей и запорной арматуры;
- циркуляционного или циркуляционно-повысительного насоса (режимы эксплуатации и способы регулирования).

Эффективность работы систем горячего водоснабжения зависит, главным образом, от соблюдения гидравлического и теплового режимов, применяемых средств регулирования на переменных режимах.

Основными причинами нарушений гидравлического режима являются:

- уменьшение давления воды в городском водопроводе ниже требуемого;
- увеличенное сопротивление водонагревательных установок;
- завышенные напоры циркуляционных насосов при установке их на циркуляционных трубопроводах квартальных сетей горячего водоснабжения;
- недогрев воды в водонагревательных установках, в результате которого повышается водоразбор, что приводит к увеличению потерь давления;
- нечеткое управление работой хозяйственных насосов и отсутствие надежных средств автоматического управления;
- неисправности запорной арматуры на трубопроводах системы горячего водоснабжения.

Основными причинами нарушения теплового режима в системах горячего водоснабжения являются:

- недогрев воды водонагревательными установками в результате уменьшения коэффициента теплопередачи из-за образования накипи, либо понижения температуры сетевой воды ниже минимально допустимой, либо неправильного включения секций водонагревателя по греющей воде, либо неисправностей или некачественной наладки регуляторов температуры и расхода воды;
- гидравлическая разрегулировка систем горячего водоснабжения, которая вызывается пониженным сопротивлением секционных узлов системы или циркуляционных колец отдельных зданий;
- зарастание системы ГВС отложениями, которые можно отмыть при использовании комплексонов;
- потери воды вследствие утечек в разводящей системе.

Одной из основных проблем, мешающих эффективной работе систем ГВС, является образование отложений в бойлерах и системах циркуляции и подводки горячей воды к потребителю.

Как отмечалось выше, одним из эффективных способов борьбы с отложениями является метод электрогидроимпульсной прочистки, который реализуется с помощью аппаратуры "Зевс".

Тепловые потери тепловых сетей отопления и ГВС

При обследовании теплотрасс проверяются следующие возможные причины потери энергии:

- Наличие плохого качества тепловой изоляции (устанавливается по фактическим тепловым потерям на основе расхода воды и падения температуры);
- Наличие утечек воды в теплотрассе (определяются по расходу подпиточной воды, либо по балансу расхода воды в прямой и обратной трубах). Для выявления мест утечек в подземных теплотрассах используются акустические теческатели, в том числе корреляционные теческатели указывающие расположение мест утечек между двумя датчиками, размещаемыми на исследуемом участке.
- Подтопление теплотрасс с плохой гидроизоляцией.

Особенно велики нерасчетные тепловые потери в тепловых сетях с подземной прокладкой трубопроводов и высоким уровнем грунтовых вод при затоплении их дождевыми или паводковыми водами. При таком нарушении тепловой изоляции труб тепловые потери в тепловых сетях достигают 50% и более. Увлажнение теплоизоляции вследствие затопления теплотрассы грунтовыми водами определяется по парению в смотровых колодцах и по удельной величине тепловых потерь. Потери тепла устраняются либо надземной прокладкой теплотрасс, либо применением предварительно изолированных труб, например, с изоляцией из пенополиуретана. Наличие датчиков нарушения гидроизоляции предварительно изолированных труб позволяет своевременно определять их повреждения.

Для оценки состояния теплотрасс необходимо сравнить потери в них теплоты с теми значениями, которые допускались при проектировании в соответствии с требованиями СНиП. Ниже приведены значения потерь в изолированных и неизолированных трубопроводах (табл. 14 - 16). Эти данные можно использовать для оценки эффективности рекомендаций по улучшению теплоизоляции труб систем теплоснабжения.

Определение потерь тепла в теплотрассах проводится по результатам приборного обследования и выполненных тепловых расчетов.

Таблица 14. Потери тепловой энергии изолированными водяными теплопроводами при подземной бесканальной прокладке, и в непроходных каналах (температура грунта на глубине заложения трубопроводов +5°C), Вт/м

Наружный диаметр теплопровода, мм	Температура воды в теплопроводах, °C						
	Обратном 50	Подающим 65	Двухтрубном 65	Подающим 90	Двухтрубном 90	Подающим 110	Двухтрубном 110
32	23	29	52	37	60	44	67
57	29	36	65	47	76	55	84
76	34	41	75	52	86	62	95
89	36	44	80	57	93	66	102
108	38	49	88	63	102	72	112
159	49	60	109	76	124	87	136
219	59	72	131	92	151	106	165
273	70	84	154	105	174	120	189
325	79	94	173	116	195	134	213
377	88			136	213	146	235
426	95			141	236	159	254
478	106			153	259	174	280

529	117			165	282	186	303
630	132			189	321	213	346
720	145			210	355	234	378
820	163			233	396	258	422
920	180			253	434	282	462

Таблица 15. Потери тепловой энергии изолированными водяными трубопроводами при надземной прокладке (температура атмосферного воздуха +5°C), Вт/м.

Наружный диаметр теплопровода, мм	Разность температур между водой в трубах и воздухом, °C				Наружный диаметр теплопровода, мм	Разность температур между водой в трубах и воздухом, °C			
	45	70	95	120		45	70	95	120
32	17	27	36	44	273	62	81	102	125
48	21	31	42	52	325	70	93	116	140
57	24	35	47	57	377	83	108	133	157
76	29	41	52	54	426	96	122	150	174
89	33	44	58	70	478	104	132	158	186
108	36	50	64	78	529	111	140	169	198
133	41	56	70	86	630	121	155	187	222
159	44	58	76	93	720	134	169	205	240
194	48	68	85	102	820	157	196	233	271
219	54	70	91	111	920	181	222	263	303

Таблица 16. Тепловые потери неизолированных черных труб

Данные представлены в Вт/пог.м. Эти цифры соответствуют количеству литров нефти, потерянной на погонный метр трубопровода за год при круглогодичной эксплуатации. Теплофизические характеристики окружающего воздуха в расчетах взяты для температуры окружающей среды 10°C. Расчеты выполнены при естественной конвекции.

Диаметр труб, мм	Превышение температуры поверхности над температурой окружающей среды °C								
	20	40	60	80	100	120	140	160	180
17	14	32	53	76	102	131	163	198	236
21	16	38	63	91	123	157	196	237	283
27	20	47	78	113	152	195	243	295	352
34	25	57	95	138	185	238	296	360	430
42	30	69	114	165	222	286	356	433	518
48	33	77	128	185	250	321	400	487	583
60	40	93	155	225	303	390	487	593	709
76	50	114	190	276	372	480	599	730	875
89	57	131	218	317	428	551	688	840	1006

102	64	148	245	357	482	621	776	948	1136
108	68	155	258	375	507	654	817	997	1196
114	71	163	271	393	531	686	857	1046	1255
133	81	186	310	450	609	786	982	1200	1441
140	85	195	324	471	637	822	1028	1256	1508
159	95	218	362	527	713	920	1152	1408	1691
168	100	229	380	563	748	967	1210	1479	1777
194	114	260	432	628	850	1099	1376	1683	2023
219	126	289	481	700	947	1224	1533	1877	2257
245	140	320	531	773	1046	1353	1696	2076	2498
273	154	352	585	851	1153	1491	1869	2289	2755
324	179	410	681	992	1343	1739	2181	2673	3219
356	195	446	741	1079	1462	1893	2375	2911	3507
406	220	502	833	1213	1645	2131	2674	3280	3954

Потери тепла $Q_{ум}$, связанные с утечками воды или пара через нарушение герметичности трубопроводов и паропроводов, нарушение сальниковых узлов и прокладок задвижек, зависят от давления в системе (таб. 15) и определяются по формуле:

$$Q_{ум} = \rho_v V_{ум} C_v (t_{г.в} - t_{х.в}) \text{ ккал/час,}$$

где:

ρ_v - плотность воды (1 кг/л);

$V_{ум}$ - объемный расход воды через неплотности системы, л/час;

C_v - теплоемкость воды (1 ккал/кг);

$t_{г.в}$ - температура горячей воды, °С;

$t_{х.в}$ - температура холодной воды подпитки системы, °С.

Таблица 17. Влияние давления в системе и диаметра отверстия на величину утечек воды и пара.

Давление в системе (ата)	Утечки воды через отверстие площадью 1 мм ² (л/час) $V_{ум}$	Утечки пара через отверстие площадью 1 мм ² (кг/час)
2	33	0,73
3	47	1,1
4	56	1,35
5	66	1,7
6	75	2,1
7	81	2,4
8	88	2,75
9	94	3,0
10	100	3,4

При проведении анализа состояния и условий эксплуатации тепловых сетей следует учитывать:

- фактические и нормативные потери теплоты на магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетях;

- случаи затопления и заиливания каналов и причины этих явлений при канальной прокладке;
- аварийность на 1 пог. км тепловой сети по типам прокладки с определением основных причин;
- объемы утечек теплоносителя, в том числе при авариях;
- располагаемый напор перед системами теплоснабжения и, в особенности, на конечных участках теплосети;
- количества и места расположения зданий с недостаточным напором;
- наличие приборов учета теплоты на границе балансовой ответственности;
- состояние диспетчеризации.

Потери тепловой энергии в центральных тепловых пунктах

Потери тепловой энергии в центральных тепловых пунктах формируются и определяются:

- нарушением теплоизоляции;
- утечками теплоносителя;
- плохой регулировкой оборудования теплового пункта;
- несогласованным режимом работы сетевых насосов;
- наличием отложений в теплообменниках, приводящих к увеличению их гидравлического сопротивления и ухудшению процессов теплообмена.

Теплопотребление внутридомовых систем отопления

На потребление тепловой энергии в здании оказывают воздействие следующие факторы:

- климат;
- теплоизоляционные характеристики здания;
- режим работы системы отопления и применение систем учета и регулирования;
- оснащение потребителей приборами учета теплопотребления и отношение потребителей к режимам экономии.

Большинство систем отопления традиционно имеет качественное регулирование отпуска тепловой энергии (из центральной котельной) по температуре воды, подаваемой в теплосеть. Общие недостатки такой системы отмечались выше.

Настройка режимов работы нескольких потребителей значительно сложнее, чем одного дома. Необходимо настраивать последовательно дом за домом, с последующей корректировкой режимов работы тепловых узлов. Каждый дом работает со своим перепадом давления между прямой и обратной линиями. При этом наблюдается ситуация, когда одни дома перегреваются (завышены размеры дроссельной диафрагмы перед отопительным узлом), а другим домам тепла не хватает. Учитывая жалобы жильцов плохо обогреваемых домов, система отопления работает большей частью в режиме "перетопа". "Перетоп" определяется тем, во сколько раз средняя температура теплоносителя в системе отопления здания относительно температур в помещениях превышает проектную разницу для заданного значения температуры наружного воздуха.

Оценку перерасхода тепла на отопление $K_{пер}$ приближенно можно определить по фактическому превышению $(t_d - 18)$ средней температуры воды в стояках системы отопления над температурой $(t = 18^\circ\text{C})$ внутри здания по сравнению с расчетными значениями по отопительному графику $(t_p - 18)$ для заданной температуры наружного воздуха:

$$K_{пер} = (t_d - 18) / (t_p - 18)$$

Предполагается, что термическое сопротивление системы "радиатор отопления - помещение" незначительно зависит от разности температур.

Теплопритоки от системы отопления пропорциональны этой разнице. Излишние теплопритоки сбрасывается жильцами через форточки. Работает "естественный" способ регулирования отопления, что можно зафиксировать только при использовании тепловизоров или инфракрасных термометров.

При энергоаудите индивидуальных тепловых пунктов домов необходимо сравнить реальный расход теплоты с проектным и, используя современную аппаратуру (теплосчетчики с накладными датчиками без врезки в систему отопления), рекомендовать привести режим работы теплового узла в соответствие с проектными показателями, оценить перерасход тепла для дома. Дополнительные исследования с помощью тепловизоров и инфракрасных термометров позволяют выявить элементы конструкций зданий с низким качеством теплоизоляции. Проведение измерений теплопотребления домов микрорайона, подключенных к одному центральному тепловому пункту, позволит провести перерегулировку системы и оптимизировать систему распределения теплоты по домам. При этом необходимо рассмотреть возможность внедрения современных разработок для регулирования систем отопления, учета расхода тепла и горячей воды и экономическую эффективность их применения.

При энергоаудите жилых и общественных зданий необходимо сравнить проектное потребление энергоресурсов (тепла на отопление и горячее водоснабжение, электрической энергии, газа, воды) с фактическим, определенным по климатологическим данным за анализируемый период, результатам входного коммерческого учета, приборного обследования теплового узла. Определяется соответствие фактического потребления энергоресурсов и температурных режимов в помещениях санитарным нормам и рекомендациям СНиПов.

Анализ состояния внутридомовых инженерных систем

При проведении анализа состояния внутридомовых инженерных систем следует учитывать:

- результаты сравнения потребляемой тепловой мощности на отопление и горячее водоснабжение;
- зданий различного назначения с проектными данными;
- наличие перетопа или недотопа здания или его частей;
- наличие непрогрываемых и плохопрогрываемых стояков, подводок к отопительным приборам;
- способы удаления воздуха из системы стояков;
- наличие на элементах системы отопления и горячего водоснабжения ржавых подтеков, заваренных свищей, хомутов;
- наличие отложений на внутренней поверхности труб в системах отопления, горячего и холодного водоснабжения, целесообразность проведения их отмывки;
- необходимость проведения наладочных работ на внутридомовых инженерных системах;
- соответствие расходов холодной и горячей воды местным нормативам;
- наличие утечек горячей и холодной воды через арматуру;
- наличие жалоб на отопление;
- наличие жалоб на недостаточную подачу горячей и холодной воды;
- наличие приборов учета и регулирования расходов тепла, горячей и холодной воды.

Необходимо сопоставить данные о фактическом количестве приборов учета тепла, холодной и горячей воды, газа с потребностями и имеющимися планами и оценить (в %) степень обеспеченности теплового узла здания приборами учета.

Следует оценить целесообразность установки коммерческих узлов учета потребления энергоносителей на вводах зданий и установки приборов поквартирного учета энергоносителей.

При анализе состояния учета необходимо:

- оценить технический уровень приборов и срок их эксплуатации;
- отразить организацию съема показаний приборов учета энергоносителей при их наличии; отметить состояние технического обслуживания и организацию периодической поверки приборов.

Индивидуальный учет потребления эффективен тогда, когда потребитель имеет возможность регулировать расход тепла в зависимости от своих собственных потребностей.

Анализ работы систем водоснабжения

По системе водоснабжения производится оценка следующих факторов:

- сопоставляется суммарная производительность водоисточников и нормативная потребность в воде, определяется дефицит мощностей водоисточников (или резерв), оцениваются удельные расходы электроэнергии на 1 м^3 воды (Рис. 19 - 20);
- оценивается качество подаваемой воды путем сопоставления качественных параметров питьевой воды с требованиями СанПиН 2.1.4.559-96 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества";
- производится сопоставление производственных мощностей насосных станций I подъема, водоочистных сооружений и насосных станций II подъема, пропускной способности выходных водоводов;
- сопоставляются данные об аварийности сетей (на 1 км протяженности) с нормативными данными;
- по насосным станциям выявляются потери напора при дросселировании на задвижках на выходе после насосов перед выходными водоводами;
- выявляются точки сети с недостаточными свободными напорами, а также места с избыточными давлениями (рис. 19);
- оценивается состояние приборного учета расхода воды по насосным станциям, а также состояние диспетчеризации;
- проверяется зонирование по величине необходимого напора в системе и в высоких домах (это уменьшает перерасход воды и потребление электрической энергии на водоснабжение).

Возможная экономия воды оценивается путем сравнения фактического удельного водопотребления (л/сутки на 1 человека) с нормативными значениями.

Определяется также экономия затрат на ликвидацию аварий при уменьшении их числа до норматива. Оценивается эффективность действующей системы зонирования водопроводной сети с учетом планировки города и этажности застройки.

Инструментальные обследования проводятся с использованием переносных расходомеров и переносных измерителей давления (с автоматической регистрацией данных).

Насосы являются основным элементом систем водоснабжения. От их правильного подбора, эффективного регулирования в течение суток зависит как экономия потребляемой электрической энергии, так и перерасход воды через неплотности системы и потребителем вследствие превышения давления перед водоразборными кранами. Резервы экономии электроэнергии оцениваются по величине потерь напора на насосных станциях при дросселировании избыточного давления на задвижках после насосов и у потребителя, по продолжительности работы насосов в неэкономичных режимах.

Анализ эффективности работы насоса при снижении подачи меньше номинального значения показывает, что при малых расходах увеличиваются удельные затраты электрической энергии на подачу 1 м^3 воды вследствие снижения КПД насоса. Необходимо при малой подаче переходить на использование насосов с меньшей производительностью (рис. 20) либо использовать аппаратуру частичного регулирования скорости насосов.

В случае работы нескольких водозаборных узлов, работающих на закольцованную систему водоснабжения, следует рассмотреть возможность перевода отдельных водозаборов в дежурный режим, повысив этим загрузку и экономичность остальных водозаборов.

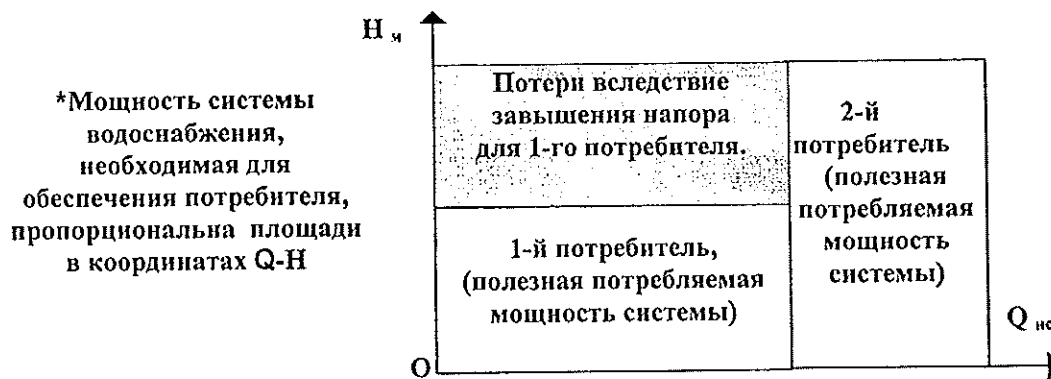


Рис. 19. Составляющие электропотребления насосами сети, работающей на двух потребителей с различным требуемым напором

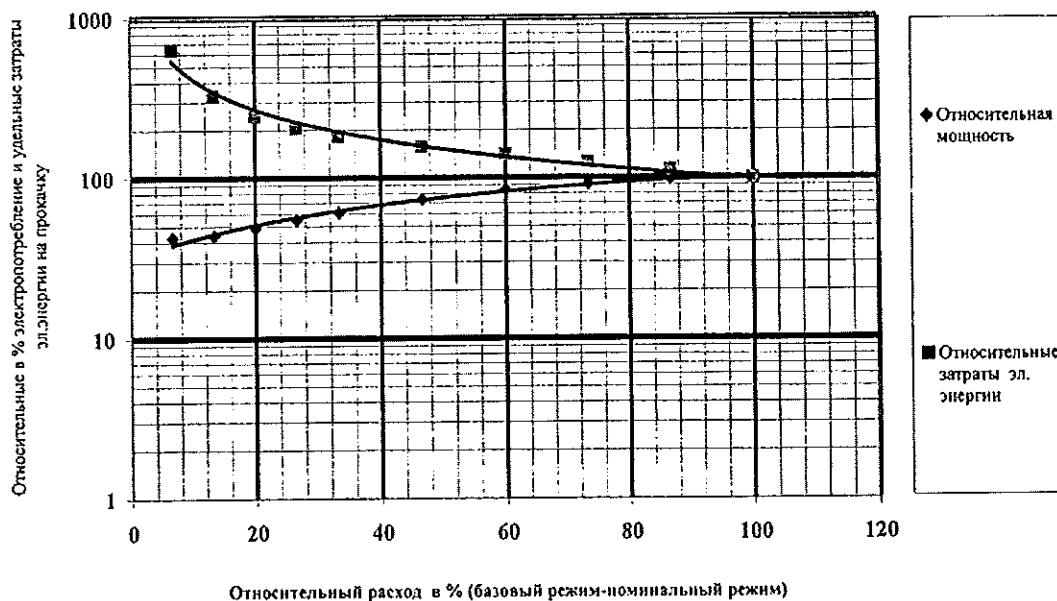


Рис. 20. Относительные значения в % электропотребления и удельных затрат электроэнергии на прокачку насосом 12Д-9, мощностью 160 кВт, расходом $900 \text{ м}^3/\text{ч}$, при поддержании дросселированием давления в сети напора 6 ати

Анализ работы систем водоотведения

По системе водоотведения оцениваются:

- фактическая и требуемая производительность канализационных очистных сооружений;
- потери напора при частичном прикрытии задвижек на выходе насосов канализационных станций перекачки;
- аварийность канализационных сетей.

По этим данным оцениваются резервы экономии электроэнергии при ликвидации потерь напора из-за дросселирования на напорных задвижках, а также "снижение затрат на аварийно-восстановительные работы при уменьшении числа аварий на 1 км до нормативных значений.

Измерения производятся с помощью переносных расходомеров и датчиков давления с автоматической регистрацией данных.

В конечном итоге работа по проведению энергоресурсаудита должна заканчиваться разработкой программы устранения нерациональных потерь энергии и связанным с этим повышением экономической эффективности работы коммунальных предприятий и объектов. Проводится технико-экономический анализ эффективности предлагаемых мероприятий, определяются сроки окупаемости, разрабатывается очередность их внедрения. Предпочтение отдается тем предложениям, которые имеют небольшие затраты и малые сроки окупаемости.

Перечень рекомендуемых малозатратных мероприятий по энергоресурсосбережению разработан АКХ им. К.Д.Памфилова и утвержден Госстроем России [75].

Как правило, малозатратные организационно-технические мероприятия, наводящие элементарный порядок в энергопользовании, позволяют получить в самый короткий срок экономии до 10 - 25% энергоресурсов (срок окупаемости - до 3 лет).

Реализация проектов с большими финансовыми затратами и сроками окупаемости переносится на более поздний период и учитывается при планировании капитальных ремонтных работ.

В простейшем случае оценка эффективности применения энергосберегающих проектов проводится по сроку окупаемости инвестиций, необходимых для реализации этих проектов:

$$T_{ок} = \Sigma I / \Sigma \Delta \text{ год},$$

где:

ΣI - суммарные инвестиции на реализацию энергосберегающего проекта.

$\Sigma \Delta$ - годовой экономический эффект от применения энергосберегающего проекта, включая экономию энергоресурсов и других затрат предприятия, связанные с реализацией предприятия, за вычетом годовых затрат на эксплуатацию мероприятий.

Более глубокой является оценка эффективности инвестиций на реализацию энергосберегающих проектов, учитывающая также оплаты по банковской кредитной ставке, инфляцию, в некоторых случаях обесценивающую положительный эффект от энергосбережения. Инвестиционный анализ позволяет сравнить эффективность различных энергосберегающих проектов, оценить, насколько эффективнее вкладывать денежные средства в реализацию энергосберегающего проекта по сравнению с использованием их в банковском бизнесе и других финансовых проектах, в которых можно получить заранее обусловленный процент прибыли.

Для этого к начальному времени реализации проекта приводят все доходы, поступающие за время его действия и сравнивают их затратами на реализацию проекта, т.е. с инвестициями в проект.

По второй схеме анализа строится график погашения кредита, полученного на реализацию энергосберегающего проекта, при заданной процентной банковской ставке и экономическом эффекте, направляем на погашение кредита.

Дифференциальное уравнение погашения кредита:

$$dN = Nk dt - N_2 dt$$

где:

dN - изменение кредита с учетом процентов по платежам $Nk dt$ и выделением прибыли $N_2 dt$ за время dt на погашение кредита.

N - текущий долг по кредиту за рассматриваемый интервал времени dt ,

$$0 < \tau < \tau_{расч}$$

N_0 - начальное значение долга.

k - процентная ставка кредита (Сбербанка до года - 26 ÷ 32%, свыше года - 30 ÷ 36%, валютный кредит - 13 ÷ 17%);

N_2 - прибыль от реализации проекта, идущая на погашение долга;

τ - текущее время, годы.

$\tau_{расч}$ - расчетный период.

Зависимость долга за рассматриваемый период τ погашения кредита:

$$N = N_0 e_r^k - (N_2 / k)(e_r^k - 1)$$

где:

N_0 - долг на начало рассматриваемого периода.

Условие снижения долга:

$$N_2 > N_0 k$$

Срок погашения кредита $\tau_{ног}$ для периода без дополнительных заимствований:

$$\tau_{ног} = (1/k) \ln(N_2 / (N_2 - N_0 k))$$

Если в течение периода вводятся дополнительные кредиты, то расчет ведется по этапам, заключенным между дополнительными кредитами.

Минимальная начальная стоимость при условии погашения кредита к сроку τ полного износа (в частности, ресурс оборудования), заданной прибыли N_2 и банковской процентной ставки k :

$$N_0 = (N_2 / k)(1 - 1/e_r^k)$$

Если решить это уравнение относительно k , то можно определить значение минимальной ставки кредита для окупаемости за период τ , при заданных N_2 и N_0 .

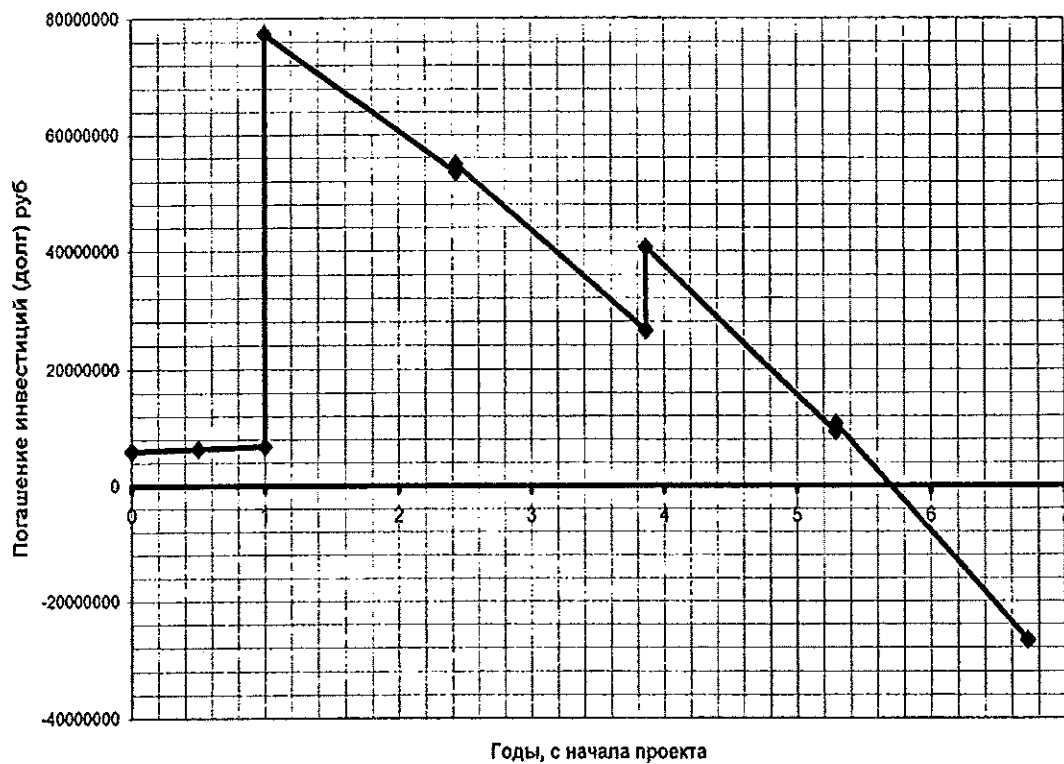


Рис. 21. Оценка сроков окупаемости кредита на реализацию энергосберегающего проекта

Измерительные приборы для проведения энергетических обследований

Энергоаудит объектов коммунальных предприятий, жилого и общественного фонда предполагает инструментальные измерения режимов энергопотребления и эксплуатации энергопотребляющего оборудования, которые необходимы для обоснования полученных результатов и обеспечения их достоверности.

Приборы, применяемые для проведения энергетических обследований, должны отвечать следующим требованиям:

- обеспечение возможности проведения измерений без врезки в обследуемую систему и остановки работающего оборудования.
- компактность, легкость, надежность, транспортабельность.
- удобство и простота в работе.
- универсальность, надежность, точность и защищенность от внешних воздействий.
- обеспечение регистрации измеряемых показателей в автономном режиме с передачей собранной информации в виде, удобном для компьютерной обработки.

В зависимости от характера измеряемых параметров, приборы можно разделить на электроизмерительные и теплотехнические.

Примерный комплект приборов для проведения энергоаудита, их возможности и область применения

А. Электроизмерительные приборы

1. Трехфазные счетчики активной энергии
2. Портативные электроанализаторы

Б. Теплотехнические измерительные приборы

1. Ультразвуковой расходомер
2. Электронный прибор сбора данных
3. Ультразвуковой толщиномер
4. Электронные газоанализаторы дымовых газов
5. Инфракрасный термометр, портативная тепловизионная система
6. Термоанемометр
7. Приборы для измерения температуры и влажности воздуха.
8. Контактный цифровой термометр для измерения температур с помощью контактных термодатчиков
9. Акустический ультразвуковой дефектоскоп (течеискатель)
10. Течеискатель акустический портативный
11. Тахометр
12. Люксметр
13. Автономный измерительный регистратор давления жидкостей и газа

Список используемой литературы:

1. «Методическое пособие для работников энергонадзора и энергослужб предприятий», г.Воронеж 1998 год.
2. «Методические указания по определению потерь топливно – энергетических ресурсов», Министерство судостроительной промышленности СССР – 1984 год.
3. Д.М. Воскобойников «Экономическое стимулирование рационального использования электроэнергии в промышленности», г.Москва, 1988 год.
4. Г.И.Лобашов, В.М.Кузьменко «Организация обслуживания электроустановок в хозяйстве», г. Москва, 1971 год.
5. Ю.Г. Шакарян. Инструкция по расчету экономической эффективности применения частотно-регулируемого электропривода, АО ВНИИЭ, МЭИ, М.- 1997 г.
6. Инструкция по эксплуатации тепловых сетей. М. Энергия, 1974.
7. Строительные нормы и правила. Часть II, Нормы проектирования, гл. 3, "Строительная теплотехника", СНиП II-3-79, М., Стройиздат, 1996.
8. Строительные нормы и правила. "Отопление, вентиляция и кондиционирование". СНиП 2.04.05-91, М., Стройиздат, 1988.
9. Богословский В.Н., Поз М.Я.. Теплофизика аппаратов утилизации тепла систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха. М., Стройиздат, 1983.
10. Булгаков К.В. Энергоснабжение промышленных предприятий. М-Л, "Энергия", 1966.
11. Энергосбережение в системах теплоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха. (Справочное пособие), под ред. Богуславского Л.Д., М., Стройиздат, 1990.
12. Манюк В.И. и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. Справочник. М., Стройиздат, 1983.
13. Рекомендации по испытанию и наладке систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха. М., Минмонтажспецстрой, 1989.
14. Пособие по проведению инспекционных обследований состояния жилищно-коммунального обслуживания населения, осуществляемых муниципальной жилищной инспекцией Москвы. М., Стройиздат, 1994.
15. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Общая редакция Федорова А.А., Сербиновского Г.В., в двух книгах, М., "Энергия", 1973.
16. ВСН 58-88р. Положение об организации и проведении реконструкции, ремонта и технического обслуживания жилых зданий, объектов коммунального и социально-культурного назначения. М., Госкомархитектура, "Стройиздат", 1990.
17. Методические рекомендации по разработке эксплуатационных режимов систем централизованного теплоснабжения на межотопительный период. М., Роскоммунэнерго, 1995.
18. Методические рекомендации по подготовке и проведению отопительного периода в городах и населенных пунктах. М., Роскоммунэнерго, 1994.
19. Материалы курса "Энергоаудит промпредприятия". НТИЦ ЭТТ МЭИ, 1997.
20. Методические указания по обследованию теплопотребляющих установок закрытых систем теплоснабжения и разработке мероприятий по энергосбережению. Нормативные документы для тепловых электростанций, котельных и тепловых сетей. РД 34.09.455-95, г. Москва, ВТИ, 1996 год.
21. Материалы курса лекций по энергоаудиту. Российско-Датский институт энергоэффективности. М 1997.

Приложение 1

Динамика технико-экономических показателей работы ТЭЦ за 2007-2011 г.г.

	Единица измерения	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
- Установленная мощность.	тыс. кВт					
- Выработка электроэнергии.	тыс. кВтч					
- Расход электроэнергии на собственные нужды.	тыс. кВтч %					
- Расход электроэнергии на хозяйственные нужды.	тыс. кВтч					
- Расход теплоэнергии на собственные нужды.	Гкал					
- Расход теплоэнергии на хозяйственные нужды.	Гкал					
- Отпуск электроэнергии.	тыс. кВтч					
- Отпуск тепловой энергии.	Гкал					
- Отпуск тепла с горячей водой.	Гкал					
- Отпуск тепла с отработавшим паром.	Гкал					
- Удельный расход топлива на выработку электроэнергии.	гр/кВтч					
- Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии.	кг/Гкал					
- Расход газа.	тыс. куб. м					
- Расход мазута.	тн					
- Расход условного топлива на электроэнергию.	тн					
- Расход условного топлива на тепловую энергию.	тн					
- Себестоимость электроэнергии.	руб./кВтч					
- Себестоимость тепловой энергии.	руб./Гкал					
- Численность промышленно-производственного персонала.	чел.					
- Время работы оборудования, котла.	час.					
- Время работы оборудования, турбин.	час.					
- Время простоя оборудования в ремонте: а) котлы, б) турбины.	час.					
- Потери электроэнергии: а) фактические, б) в % к отпуску.	кВт					
- Тепловая энергия: а) отпуск с коллекторов, б) потери, пересчитанные к фактическому отпуску.	Гкал					
- Потери в тепловых сетях: а) проектные, б) фактические.	Гкал					
- Коэффициент использования: а) электроэнергии, б) тепловой энергии.	%					

Наличие инцидентов и аварий, недоотпуск электроэнергии.
Инциденты (аварии) по вине персонала.

	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Инциденты					
Аварии					
Всего					
Недоотпуск электроэнергии (тыс.кВтч)					
Недоотпуск тепловой энергии (Гкал)					

Охрана окружающей среды.

Величина выбросов в окружающую среду.

	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Выбросы в атмосферу, всего, тн					
в том числе:					
- зола,					
- сернистый ангидрид,					
- окислы азота.					
Сброс загрязненных сточных вод, тыс.м ³ .					
Количество твердых отходов, всего, тн					
из них					
- I класса опасности					
- II класса опасности					
- III класса опасности					
- IV класса опасности					

4.1. Дата согласования ПДВ ПДС и получения разрешений на выбросы в атмосферу и сбросов в водные объекты.

4.2. Наличие залповых выбросов при аварийных ситуациях и мероприятия по их предупреждению.

4.3. Величина переплат за превышением норм ПДВ и ПДС, а также величина штрафных санкций, примененных за 5-ти кратные превышения.

Дополнение к комплексному обследованию ТЭС (организация и учёт топлива на электростанции)

Наименование темы обследования (рассматриваемые вопросы)	Ссылка на НТД
<p>1. Наличие договоров на поставку топлива (отражение в договорах: марки топлива, содержание серы, влажности топлива, плотности топлива и пр.).</p> <p>2. Организация учёта топлива при поступлении на электростанцию.</p> <p>3. Организация метрологического обеспечения средств измерений, используемых при учёте топлива.</p>	<p>ПТЭ, п. 4.1.2.</p> <p>ПТЭ, п. 4.1.3.</p> <p>ПТЭ, п. 4.1.5., СРД(Т)-91, п. 1.11.</p> <p>ПТЭ, п.4.1.8.</p>
<p>4. Наличие утвержденного графика проверки исправности аппаратуры контроля, автоматического и дистанционного управления, технологических защит, блокировок и сигнализации, пожаротушения ГРП, мазутного хозяйства, а также средств СДТУ.</p> <p>5. Организация контроля качества поступающего топлива, обработка и выполнение анализа проб. Наличие аттестованных лабораторий.</p>	<p>СРД(Т)-91, п.1.20.-1.22.</p>
<p>6. Организация оперативного учёта топлива на ТЭС (по количеству).</p>	<p>СРД(Т)-91, п. 2.11.-2.3.6.</p>
<p>7. Организация учёта топлива, переадресованного с других предприятий.</p>	<p>СРД(Т)-91, п.2.4.1.-2.4.2.</p>
<p>8. Организация отпуска топлива на сторону, хозяйственные и другие нужды.</p> <p>9. Организация учёта жидкого топлива на производство электрической энергии и отпуск тепла (учёт расхода топлива, определение качества топлива и организация отбора и анализа суточных проб). Наличие градуировочных таблиц; наличие резервуаров, оборудованных уровнемерами; наличие на напорных трубопроводах и трубопроводов рециркуляции установленных расходомеров.</p>	<p>СРД(Т)-91, п. 2.7.1.-2.7.6.</p> <p>СРД(Т)-91, п. 2.9.1.-2.9.4., п.2.9.10.-2.9.12., п.2.9.16.-2.9.18.</p>
<p>10. Организация учёта расхода газообразного топлива на ТЭС.</p>	
<p>11. Организация учёта расхода движения жидкого топлива на ТЭС.</p>	<p>СРД(Т)91, п.2.9.13.-2.9.15.</p>
<p>12. Организация технического учёта топлива на ТЭС.</p>	<p>СРД(Т)-91, п.2.11.</p>
<p>13. Организация бухгалтерского учёта топлива на ТЭС.</p>	<p>СРД(Т)-91, п.3.1.-3.10.</p>
	<p>СРД(Т)-91, п.4.1-4.6.</p>