

Б21.31(575.1)  
ИЗ

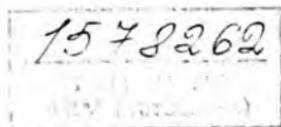
**Т.Х.НАСИРОВ, Р.А.СЫТДЫКОВ**

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ  
ОБСЛЕДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ  
УЗБЕКИСТАНА**

**ТАШКЕНТ**

**Т.Х.НАСИРОВ, Р.А.СЫТДЫКОВ**

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ  
ПРЕДПРИЯТИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ  
ОТРАСЛИ УЗБЕКИСТАНА**



**ТАШКЕНТ – 2014**

УДК: 621.3.095.2 (575.1)

КБК 31.28 (5Ў)

Н-31

Н-31 Т.Х.Насиров, Р.А.Сытдыков. Энергетические обследования предприятий энергетической отрасли Узбекистана. –Т.: «Fan va texnologiya», 2014, 200 стр.

ISBN 978–9943–975–06–4

Рассматриваются основные вопросы проведения энергетических обследований объектов энергетической отрасли с учетом существующей нормативной базы Республики Узбекистан. Использовался опыт проведения энергетических обследований, в том числе и зарубежный. Принималось во внимание дальнейшее реформирование энергетики Узбекистана, развитие рыночных принципов управления.

Предназначено для работников энергетической отрасли, энергоаудиторов, менеджеров-энергетиков, технических специалистов, работников промышленной и коммунальной энергетики, а также студентов вузов и колледжей, обучающихся по энергетическим направлениям образования.

УДК: 621.3.095.2 (575.1)

КБК 31.28 (5Ў)

**Рецензенты:** Абдуллин Б.А проф., к.т.н.  
Муаммадён М.М проф., д.т.н.

**Рекомендовано по решению** *Научно технического совета*  
*Узбекистана.*

ISBN 978–9943–975–06–4

© Изд-во «Fan va texnologiya», 2014.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Экономика, и прежде всего энергетическая отрасль Узбекистана находится перед необходимостью решения большого комплекса задач, в реализации которых энергетический менеджмент имеет важное значение. Внедрение современного менеджмента во все звенья структуры управления энергетикой играет решающую роль в ее функционировании, энергоэффективности и развитии, требует формирования нового мышления и их органического единства с задачами повышения энергоэффективности, энерго- и ресурсосбережения. Одной из основных, базовых мер повышения энергоэффективности является проведение энергетических обследований предприятий отрасли, которые проводятся на основе соответствующей нормативно-правовой и методической базы.

В настоящее время в Узбекистане практически отсутствуют учебные и методические пособия по повышению энергоэффективности и проведению энергетических обследований предприятий, учитывающие нормативно-правовую базу республики. Настоящее методическое пособие ориентировано, прежде всего, на специалистов – энергетиков, руководителей и технических кадров энергетических предприятий, а также других отраслей. Методическое пособие может быть полезно студентам энергетических направлений и специальностей образования.

В пособии рассматриваются общие и специфические вопросы методики проведения энергетических обследований на предприятиях энергетической отрасли. При составлении пособия были рассмотрены и использованы соответствующие нормативные документы Республики Узбекистан, учитывался передовой зарубежный опыт, использовались материалы лекций по курсу «Методы и инструменты проведения энергетических обследований» для энергетических специальностей магистратуры ТашГТУ, а также практика проведения энергообследований ООО «Узбекистон энергомаркази» (Энергоцентр Узбекистана) на предприятиях энергетической отрасли. Некоторые наиболее важные и значимые материалы повторяются в разных разделах для облегчения пользования пособием.

Во вступлении рассматриваются состояние и развитие энергетической отрасли Узбекистана до 2020 года, международный опыт стандартизации системы энергетического менеджмента и необхо-

димось проведения энергетических обследований в нашей республике.

В первом разделе рассматриваются общие вопросы, связанные с правовой и нормативной базой энергосбережения и проведения энергетических обследований и энергетических аудитов.

Во втором разделе рассматриваются проблемы проведения энергетических обследований, их виды, этапы и необходимые компоненты. Выработка, передача, распределение, потребление и использование энергии рассматриваются в качестве единого непрерывного процесса, на каждом из звеньев которого имеются особенности, влияющие на содержание процедур энергетических обследований. Рассматриваются вопросы разработки энергетических балансов предприятий и создания энергетических паспортов.

В третьем разделе рассматриваются энергетические обследования тепловых электрических станций, районных котельных, тепловых сетей и особенности их проведения в РУз.

В четвертом разделе приводятся особенности проведения энергетических обследований на гидроэлектрических станциях.

Пятый раздел охватывает особенности проведения энергетических обследований предприятий электрических сетей.

В шестом разделе приводятся основные энерго эффективные мероприятия на таких видах оборудования и установок, которые имеются на различных предприятиях: трансформаторы, электрические сети, электроприводы, котельные и т.д. Описываются мероприятия по повышению энергоэффективности и энергосбережению, применимые в различных отраслях: рациональность системы электроснабжения, нормирование и т.д. Рассматриваются вопросы автоматизации проведения энергетических обследований и роль различных факторе в повышении энергоэффективности и энергосбережении.

Надеемся, что методическое пособие поможет работающим и будущим специалистам занять достойное место в иерархической структуре управления важнейшей отрасли страны – энергетике и повышении её энергоэффективности.

*Все отзывы и замечания авторы книги просят направлять по адресу: 100000, Ташкент, ул. Истиклол 6, «Энергоцентр Узбекистана».*

## ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

- АВИЭ – альтернативные и возобновляемые источники энергии  
АД – асинхронный двигатель  
АРМ – автоматизированное рабочее место  
БОУ – блочная обессоливающая установка  
ГРП – газораспределительный пункт  
ГТУ – газотурбинная установка  
ГЭС – гидравлическая электрическая станция  
ИАС – информационно-аналитическая система  
ИВК – информационно-вычислительный комплекс  
ИЭА – инвестиционный энергоаудит  
КПД – коэффициент полезного действия  
КИП – контрольно-измерительные приборы  
КРУ – комплектное распределительное устройство  
КТП – комплектный трансформаторный пункт  
КЭС – конденсационная (тепловая) электрическая станция  
ЛПР – лицо, принимающие решение  
МЭС – магистральные электрические сети  
НТД ТИ – нормативно-техническая документация по топливоиспользованию  
ОПВ – объекты постоянного внимания  
ОЭА – общий энергоаудит  
ПВД – подогреватель высокого давления  
ПГУ – парогазовая установка  
ПС – подстанция  
ПСВ – подогреватель сетевой воды  
ПЭА – предварительный энергоаудит  
ПЭС – предприятие электрических сетей  
РЗА – релейная защита и автоматика  
РК – районная котельная  
РОУ – редуциционно-охлаждающая установка, БРОУ – блочная РОУ  
РЭС – районные электрические сети  
СД – синхронный двигатель  
СН – собственные нужды  
СППС – соединительные провода в сборных шинах распределительных устройств подстанций  
ТН – трансформатор напряжения измерительный

ТСН – трансформатор собственных нужд  
ТТ – трансформатор тока измерительный  
ТП – трансформаторный пункт  
ТЭБ – топливно-энергетический баланс  
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы  
ТЭС – тепловая электрическая станция  
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль, электростанция, на которой осуществляется комбинированная выработка тепла и электроэнергии

ХВО – химводоочистка

ЭА, ЭО – энергетический аудит, энергетическое обследование

ЭКС – экспертная система

ЭС – энергосистема, ЭЭС – электроэнергетическая система

ЭСМ – энергосберегающее мероприятие

ЭХ – энергетическая характеристика

ЭЭ – электрическая энергия

## ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

**Альтернативные виды топлива и энергии** - виды топлива и энергии, использование которых сокращает или замещает потребление энергетических ресурсов более дорогих и дефицитных видов. (К альтернативным видам топлива и энергии относятся: сжатый и сжиженный газ, биогаз, генераторный газ, продукты переработки биомассы, водоугольное топливо, солнечная, ветровая геотермальная и другие виды энергии).

**АСКУЭ** - автоматизированная система контроля и учета энергии (АИИСКУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета энергии).

**Аудит энергетический** – энергетическое обследование, принимаемое администрацией предприятия с целью установления показателей эффективности использования ТЭР и выработки экономически обоснованных мер по их повышению; аудит включает в себя изучение данных по использованию энергии, измерение параметров, анализ технологий, оценку и выдачу рекомендаций по энергосбережению.

**Возобновляемые источники энергии** - энергия солнца, ветра, биоэнергия, тепла земли, естественного движения водных потоков, а также энергия существующих градиентов температуры.

**Вторичный энергетический ресурс** - энергетический потенциал основного, промежуточного, побочного продукта и отходов производства, не используемый в основном процессе, но достаточный для использования в иных.

**Киотский протокол** Человек настолько сильно вмешивается во все идущие на планете процессы, что деятельность его начинает угрожать стабильности климата на планете. В частности, сжигание органического топлива и другие промышленные и сельскохозяйственные процессы сопровождаются выбросами парниковых газов в атмосферу. Для того, чтобы избежать страшных для планеты последствий, в 1992 году в Рио-де-Жанейро была подписана «Рамочная конвенция ООН по изменению климата», а в 1997 году был принят Киотский протокол, который определил обязательства стран по контролю за эмиссией парниковых газов. Узбекистан подписал Киотский протокол. Предусмотрен также механизм, по которому одно государство может покупать у другого квоты на выбросы (для Узбекистана, обладающего огромным энергосберегающим

потенциалом, это означает, что мы можем использовать иностранные средства для проведения в нашей стране энергосберегающих мероприятий).

**Коэффициент полезного действия** – величина, характеризующая совершенство процессов превращения, преобразования или передачи энергии, являющаяся отношением полезной энергии к подведенной.

**Непроизводительный расход энергетических ресурсов** - потери энергоресурсов, вызванные нарушением стандартов, норм и регламентов;

**Норма расхода топливно-энергетических ресурсов** - плановый расчетный показатель усредненного расхода топлива и электрической энергии при изготовлении, эксплуатации, ремонте, утилизации изделия установленного качества.

**Нормирование потребления энергии** – определение по результатам аудита расхода энергии на выработку единицы продукции и установление плановых норм.

**Органы государственного надзора** – Государственная инспекция по надзору в электроэнергетике (далее – Узгосэнергонадзор), осуществляющая надзор за потреблением электрической, тепловой энергии и использованием угля, и Узбекская государственная инспекция по контролю за использованием нефтепродуктов и газа при Кабинете Министров Республики Узбекистан (далее – Узгоснефтегазинспекция), осуществляющая надзор за использованием нефтепродуктов и газа.

**Параметр объекта** – признак, количественно характеризующий любые его свойства и состояния.

**Показатели энергоемкости** - количественная характеристика потребного топлива или энергии на осуществление основных технологических процессов изготовления, ремонта, утилизации изделий (показатели энергоемкости характеризуют одновременно энергопотребление при изготовлении, ремонте и утилизации).

**Показатель энергосбережения** - количественная характеристика проектируемых и реализуемых мер по энергосбережению.

**Потеря мощности** - разность между потребляемой и полезной мощностью изделия или устройства.

**Потери холостого хода** - потери энергии, возникающие в режиме холостого хода изделия.

**Потеря энергии** – разность между подведенной (первичной) и потребляемой (полезной) энергией. Потери энергии можно классифицировать, например, следующим образом:

а) по области возникновения: при добыче, хранении, транспортировании, переработке, преобразовании, использовании, утилизации;

б) по физическому признаку и характеру:

- потери тепла в окружающую среду с уходящими газами, технологической продукцией, технологическими отходами, уносами материалов, химическим и физическим недожогом, охлаждающей водой и т.п.,

- потери электроэнергии в трансформаторах, дросселях, токопроводах, линиях электропередач, электроустановках и т.д.,

- потери с утечками через неплотности,

- гидравлические потери напора при дросселировании потока, потери на трение при движении потока жидкости или газа (пара) по трубопроводам с учетом местных сопротивлений,

- механические потери на трение подвижных частей машин и механизмов;

в) по причинам возникновения:

- вследствие конструктивных недостатков,

- в результате не оптимально выбранного технологического режима работы,

- в результате неправильной эксплуатации агрегатов,

- в результате брака продукции.

**Потребитель ТЭР** – юридическое лицо, использующее ТЭР для производства продукции, оказания услуг, в том числе при переработке, транспортировке и хранении, а также на собственные нужды.

**Тарифы** (фр. tarif) - система ставок, определяющая размер платы за различные услуги по всей отрасли для разных категорий потребителей этих услуг. В энергетике и жилищно-коммунальном хозяйстве Узбекистана тарифы на тепло, воду, газ, электричество для населения не соответствуют реальной (рыночной) стоимости этой продукции, а устанавливаются исходя из соображений социальной защиты. Для населения тарифы традиционно занижены, оставшаяся стоимость возмещается за счет бюджета, перекрестного субсидирования и т.д.

**Топливо-энергетический ресурс (ТЭР)** – носитель энергии, который используется в настоящее время или может быть использован в перспективе.

**Топливо** – вещество, которое может быть использовано в хозяйственной деятельности для получения тепловой энергии, выделяющейся при его сгорании.

**Удельные показатели энергосбережения** - показатели, характеризующие отношения расхода энергии (топлива) на производство продукции (выполненной работы) к объёму производственной продукции в регламентированных условиях.

**Условное топливо** - топливо, с теплотой сгорания 29300 Дж/кг, используется для учета расхода всех топливо-энергетических ресурсов. Абстракция, принятая для удобства сопоставления разных видов топлива и расчетов в энергетике. Каждый вид топлива обладает своей теплотворной способностью, и под условным топливом подразумевается такое, теплотворная способность которого равна 7000 килокалорий на килограмм. Как правило, этот термин встречается в сочетании «тонна условного топлива» (т.у.т.) - в таких единицах обычно измеряется количество топлива.

**Энергетический аудит** (см. *Аудит энергетический*).

**Экономические показатели** – данные, характеризующие затраты на разработку, изготовление и эксплуатацию изделия, а также экономическую эффективность эксплуатации.

**Экономия ТЭР** – сравнительное в сопоставлении с базовым, эталонным значением сокращение расхода ТЭР на производство продукции, выполнение работ и оказание услуг установленного качества без нарушения экологических и других ограничений в соответствии с требованиями общества. Эталонные значения расхода ТЭР устанавливаются в нормативных, технических, технологических, методических документах и утверждаются уполномоченным органом применительно к проверяемым условиям и результатам деятельности.

**Энергетический паспорт промышленного потребителя ТЭР** – нормативный документ, отражающий баланс потребления и показатели эффективности использования ТЭР в процессе хозяйственной деятельности объектом производственного назначения, содержащий энергосберегающие мероприятия.

**Энергетическое обследование** – энергетический аудит, проводимый в обязательном порядке, согласно нормативам по установленным и утвержденным государственными органами правилам; обследование потребителей ТЭР с целью установления показателей эффективности их использования и для разработки экономически обоснованных мер по их повышению.

**Энергетическая экспертиза** – экспертиза, проводимая в области энергоэффективности проектов и схем энергоснабжения, энергопроизводящего и энергопотребляющего оборудования на действующих, вновь вводимых и реконструируемых объектах и на соответствие нормативно-правовым актам.

**Энергетический менеджмент** - осуществление процесса управления использованием энергии, а именно - планирование, организация, координирование, учет и контроль для оптимального использования всех видов и форм энергии и ресурсов при минимальном негативном влиянии на окружающую среду и условия наилучшего использования ресурсного и инвестиционного потенциала объекта энергоиспользования; руководство персоналом, который занимается управлением энергоиспользования для достижения высокой энергоэффективности, базируясь на материальных и финансовых ресурсах объекта энергоиспользования.

**Энергетический ресурс** - носитель энергии, который используется в настоящее время, или может быть использован в перспективе.

**Энергоавтобус** – микроавтобус, оснащенный рабочими местами аудиторов, портативными измерительными приборами, ЭВМ и предназначенный для оперативного проведения основных этапов энергетического аудита (обследования предприятий, измерений, анализа и т.д.).

**Энергоаудитор** – юридическое лицо, осуществляющее энергетические обследования и экспертизы потребителей ТЭР и имеющее соответствующую лицензию.

**Энергосбережение** - реализация правовых, организационно-научных, производственных, технологических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии.

**Эффективное использование энергетических ресурсов** – достижение экономически оправданной эффективности использо-

вания энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдения требований к охране окружающей среды;

**Энергоэкономичность** - общая характеристика эксплуатационных свойств изделия, отражающих его техническое совершенство по уровню или степени потребляемых им топлива и энергии.

**Энергоноситель** – вещество в различных агрегатных состояниях (твердое, жидкое или газообразное) либо иные формы материи (плазма, поле, излучение и т.п.), запасенная энергия которых может быть использована для энергоснабжения.

**Энергоноситель природный** – энергоноситель, образовавшийся в результате природных процессов. К природным энергоносителям относят, например, воду гидросферы (при использовании энергии рек, морей и океанов), горячую воду и пар геотермальных источников, воздух атмосферы (при использовании энергии ветра), биомассу, органическое топливо (нефть, газ, уголь).

**Энергоноситель произведенный** – энергоноситель, полученный как продукт производственного технологического процесса. К произведенным энергоносителям относятся, например, сжатый воздух, водяной пар различных параметров, полученный в котельных установках или других парогенераторах, горячая вода, ацетилен, продукты переработки органического топлива и биомассы.

**Энергоустановка** – комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенных для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии.

## ВВЕДЕНИЕ

Динамика изменения потребления топливно-энергетических ресурсов в народном хозяйстве формируется под воздействием значительного количества сложных, иногда и противоречивых факторов, определяемых многообразием организационных, технологических, экологических, экономических и других форм и методов управления. При этом неперенным условием достижения требуемого уровня развития производства является необходимость создания достаточно высокой энерговооруженности и особенно электровооруженности труда.

Если раньше дешевле было добыть, чем сэкономить тонну условного топлива, то сейчас мероприятия по экономии 1 тонны органического топлива требуют в 2-4 раза меньше капитальных вложений, чем на ее добычу и транспортировку. Экономия энергоресурсов дает более значительный эффект, чем наращивание объемов добычи и транспортировки топлива.

Единственный путь активного воздействия на экономию материальных ресурсов связан с выделением общего, заложенного в их создание. Этими компонентами являются ТРУД и ЭНЕРГИЯ, на основе которых создаются все материальные ценности.

Важнейшая роль в решении проблемы энергосбережения принадлежит промышленности, в том числе энергетике, которая потребляет около половины всех энергоресурсов и располагает основными резервами их экономии, которыми можно управлять. Анализ потребления электрической энергии народным хозяйством Республики Узбекистан показывает, что спрос на электрическую энергию в экономике достаточно стабилизировался, имеется четкая тенденция к возрастанию потребления.

Внедрение энергосберегающих технологий должно обеспечить не менее 40% всего объема энерго- и топливопотребления, при этом большую экономию энергоресурсов должны дать крупные научно-технические мероприятия, подлежащие в ближайшее время разработке и внедрению в народном хозяйстве, прежде всего в энергетике.

В соответствии с Законом РУз «О рациональном использовании энергии» предусматривается существенно усилить повышение эффективности использования энергии, проведение режима экономии энергоресурсов. Статья 13 Закона, а также статьи 14,15 и 16

посвящены вопросам, связанным с проведением ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ предприятий, т.е. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ АУДИТОВ. Необходимо отметить, что термины ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ и ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ АУДИТ означают один и тот же процесс. Различие заключается в том, что энергетические обследования или его отдельные виды проводятся в обязательном порядке для определенных категорий предприятий, оговоренных в Законе.

Энергетические обследования предприятий производства и потребления энергии, предназначенные для анализа их энергоэффективности, являются основным, базовым элементом энергосбережения. В настоящее время в республике недостаточно разработаны научно обоснованные методики их проведения, что не позволяет проводить полномасштабные энергообследования и анализ энергопотребления для осуществления энергосберегающих мероприятий. Необходима активная деятельность по решению этой сложной в научном, экономическом, техническом и методологическом аспектах задачи. Такая деятельность должна носить постоянный характер и охватывать все ступени государственного и хозяйственного управления республики - от первичных предприятий и организаций до министерств, ведомств, компаний. Эффективность данной деятельности можно обеспечить только на основе глубокого анализа разнообразной, достоверной и объективной информации о состоянии энергетического хозяйства и использовании топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), об изменении затрат на ТЭР в ходе реализации энергосберегающих мероприятий.

Подготовка таких материалов требует значительных затрат труда и времени по подготовке первичной информации на местах, ее сбору от предприятий и организаций, ее интеграции (свод, консолидация), хранению и анализу, включая проверку соответствия прогнозам, заданиям, нормам и стандартам. Чаще всего эта деятельность как на уровне предприятий и организаций, так и на уровне министерств, ведомств, ассоциаций и компаний не носит унифицированного характера и определяется установленным в данной организации регламентом. В подготовке материалов участвуют различные подразделения организации, при этом качество, полнота, достоверность и объективность подготавливаемых информационных и аналитических материалов в значительной степени зависят от опыта, квалификации и знаний персонала, его способности бы-

стро обрабатывать данные и поддерживать высокую оперативность при их изменении. Наличие методического, технического и программного обеспечения обеспечивают высокую эффективность деятельности и оперативность подготовки материалов.

Возможность постоянно иметь высококачественный информационный и аналитический материал предоставляется при построении эффективной информационно-аналитической системы (ИАС), которая может обеспечить:

- сбор и хранение первичной информации;
- анализ интегрированной информации;
- формирование отчетной и аналитической информации;

Наличие научно-обоснованных информационных и аналитических материалов результатов обследований позволяет резко повысить эффективность управленческих решений в области использования топливно-энергетических ресурсов и реализации энергосберегающих мероприятий.

Для успешного проведения энергетических обследований и построения информационно-аналитической системы учета и контроля энергопотребления можно использовать опыт конкретных предприятий, отличающихся высоким уровнем потребления различных видов ТЭР, разнообразием состава и характеристик энергоиспользующего оборудования, высокой квалификацией эксплуатационного персонала. В данном пособии рассмотрен и рекомендован комплекс мероприятий проведения энергетических обследований (энергоаудитов) предприятий электроэнергетической отрасли и отдельных видов и типов оборудования, который позволит решить задачи повышения энергоэффективности и энергосбережения в условиях нашей республики.

Создание системы энерго- и ресурсосбережения в электроэнергетической отрасли, введение в практику передовых, оптимальных методов проведения энергетических обследований, а также наличие квалифицированных специалистов, владеющих этими методиками и опирающихся на соответствующую нормативно-правовую базу Республики Узбекистан, позволят значительно повысить энергоэффективность используемых топливно-энергетических ресурсов.

Изданию пособия способствовал материал, полученный при выполнении Научно-технической программы № КАЗ-006, на тему: Разработка программ и проведение пилотных энергоаудитов элек-

троэнергетического сектора Узбекистана с целью повышения его энергоэффективности.

### **В1. Энергетическая отрасль Республики Узбекистан: состояние и развитие**

Республика Узбекистан уверенно идет по пути независимости. Сегодня в стране достигнута макроэкономическая и финансовая стабильность, реализуется программа структурных преобразований, осуществляется модернизация и техническое перевооружение производства, создаются новые условия для дальнейшего устойчивого роста экономики. Являясь одним из наиболее благоприятных регионов Центральной Азии по природно-климатическим условиям, Узбекистан располагает богатейшими минерально-сырьевыми ресурсами. Рациональное и комплексное их использование, ресурсо- и энергосбережение – первоочередная задача современности.

Энергетика по праву является базовой отраслью экономики республики. На ее долю приходится четвертая часть общего объема промышленного производства. Ежегодно в Узбекистане потребляется до 70 млн.т. условного топлива (тут). В выработке электроэнергии в настоящее время доля различных источников энергии составляет: природный газ – 74 %, мазут – 9%, уголь – 4%, ГЭС – 13%. Намечается увеличение выработки электроэнергии на угле более чем в 2 раза, и довести ее величину до 5-6 млрд. кВт.ч. При этом предусмотрено снижение доли газа и, соответственно, увеличение доли угля в выработке электроэнергии.

Резервы возобновляемой энергии в республике огромны. Общий объем возобновляемых энергоресурсов Узбекистана (гидроресурсы, солнечная, ветровая, геотермальная энергия, биомасса) оценивается в 6750 млн.т. нефтяного эквивалента (т.н.э.), из которых 180 млн.т.н.э. относятся к экономически рентабельным; в настоящее время из них освоено около 0,3%.

Для сохранения энергетического потенциала страны необходимы усиленные меры по развитию и внедрению энергосберегающих технологий и применения альтернативных и возобновляемых источников энергии (АВИЭ). Прежде всего, это связано с созданием и развитием современной нормативно-правовой базы, определяющей государственную стратегию и практику в области повышения энергоэффективности и энергосбережения.

**Существующее состояние электроэнергетической отрасли.** Установленная мощность электрических станций Узбекистана составляет около 12500 МВт, в том числе ГАК «Узбекэнерго» – 12100 МВт; на долю ведомственных электростанций приходятся остальные 4%.

Текущее состояние электроэнергетики характеризуется наличием значительной части морально и физически изношенного оборудования, вследствие того, что основные производственные мощности ГАК «Узбекэнерго» введены в 60-х и 70-х годах прошлого столетия.

На тепловых электростанциях компании установленной мощностью 10,6 млн. кВт, обеспечивающих до 85 % производства электроэнергии по республике, 63 % генерирующей мощностей (около 6,7 млн. кВт), проработали свыше 30 лет, в том числе энергоблоки – 59%, турбоагрегаты – 95%.

В гидроэнергетике установленной мощностью 1,4 млн. кВт, выработавших в 2010 г. 6,5 млрд. кВт.ч электроэнергии, 36 % оборудования или 514 МВт отработали более 50 лет. За последние 30 лет новые мощности на ГЭС компании не вводились.

В электрических сетях общей протяженностью линий электропередачи около 240 тыс. км и трансформаторной мощностью подстанций – 40 млн. кВА, более 60% оборудования отработали расчетный срок службы (25 лет).

### **Развитие электроэнергетики республики.**

**1 этап – Программа приоритетного развития электроэнергетики.** Согласно постановлению Президента Республики Узбекистан от 15.12.2010 г. № ПП-1442 «О приоритетах развития промышленности Республики Узбекистан в 2011-2015 гг.», в соответствии с которой по ГАК «Узбекэнерго» предусмотрена реализация 44 инвестиционных проектов на общую сумму 5272,7 млн. долл., в том числе:

- 15 проектов по модернизации и развитию тепловых электростанций, с вводом 2329 МВт мощностей, с затратами 3759,4 млн. долл.;

- 9 проектов в области гидроэнергетики с приростом 63,8 МВт мощности на ГЭС, стоимостью 202,3 млн. долл.;

- 15 проектов в электрических сетях 110-500 кВ стоимостью 589,7 млн. долл., с вводом более 1,0 тыс. км ЛЭП и 2,1 млн. кВА трансформаторных мощностей;

- и другие.

Прорабатываются другие вопросы модернизации и реконструкции ТЭС, а также вывода из эксплуатации устаревшего неэффективного оборудования.

В области гидроэнергетики намечается модернизация 12 действующих ГЭС с увеличением мощности на 55,8 МВт. По новому строительству осуществляется реализация проекта малой ГЭС «Камолот» мощностью 8 МВт на Чирчик-Бозсуйском тракте.

В целях наработки опыта создания и эксплуатации солнечных и ветроустановок планируется строительство фотоэлектрической станции мощностью 100 мВт в Самаркандской области, опытной ветровой энергоустановки мощностью 750 кВт в районе Чарвакского водохранилища.

Реализуются проекты по развитию электрических сетей 500-220, 110-35, 10-0,4 кв.

Для организации АСКУЭ в битовом секторе предусматривается установка более 4,5 млн. современных электронных приборов учета.

**2 этап – Основные положения и направления Концепции стратегического развития отрасли на период 2016-2020 годы.** они исходят из необходимости:

- дальнейшего повышения эффективности энергопроизводства, снижения энергоемкости продукции;
- сохранения тенденции снижения потребления природного газа и увеличения доли твердого топлива в структуре потребления ТЭР;
- удовлетворения возрастающих потребностей в электроэнергии отраслей экономики и экспортных поставок;
- ускорения освоения значительного потенциала гидроресурсов;
- диверсификации топливно-энергетического баланса с внедрением нетрадиционных возобновляемых источников энергии;
- формирования оптимальной конфигурации магистральных электрических сетей для повышения устойчивости энергосистемы и надежности электроснабжения потребителей.

В период 2016-2020 годы предполагается реализация 35 инвестиционных проектов на общую сумму 4840,1 млн. долл.

В теплоэнергетике намечается дальнейшее внедрение на ТЭС парогазовых и газотурбинных установок общей мощностью 1020 МВт.

В целях увеличения доли твердого топлива в структуре энергопроизводства предлагается строительство новой ТЭС в Сурхандарьинской области мощностью 300 МВт на базе угля Шаргуньского и Байсунского месторождений.

В гидроэнергетике предусматривается продолжение модернизации на 5 каскадах ГЭС 9-ти гидроэлектростанций с увеличением мощности на 18,1 МВт.

Намечается сооружение 7 малых и средних ГЭС общей мощностью 937,6 МВт и среднемноголетней выработкой более 2,5 млрд. кВтч, в том числе в Ташкентском регионе – создание 5-ти ГЭС суммарной мощностью 817,6 МВт и в Сурхандарьинской области – строительство 2-х ГЭС общей мощностью 120 МВт.

По развитию нетрадиционной возобновляемой энергетики предполагается создание парка ветровых энергоустановок мощностью 100 МВт и строительство солнечной электростанции мощностью 150 МВт.

В магистральных электрических сетях 500 кВ намечается строительство - ПС 500 кВ «Кольцевая» для повышения надежности электроснабжения потребителей южной и юго-западной частей г. Ташкента и других объектов.

Программой подготовки персонала предусматриваются мероприятия по подготовке специалистов в учебном центре и на местах, укреплению материально-технической базы энергетического факультета ТашГТУ, созданию при нем учебных лабораторий по вопросам АСКУЭ, внедрения парогазовых и газотурбинных технологий, а также возобновляемых источников энергии.

Помимо обучения в рамках реализации инвестиционных проектов, предусматривается прохождение специалистами учебных семинаров, тренингов, стажировок в зарубежных организациях, эксплуатирующих подобные установки.

Модернизация проектных организаций, в основном, направлена на приобретение современной компьютерной и множительной техники, специального оборудования и автотранспорта для изысканий и исследований, лицензионных программ по проектированию, прием и подготовку специалистов, а также проведение ремонта и переоборудования производственных зданий.

Всё вышесказанное необходимо учитывать при планировании и проведении энергетических обследований предприятий отрасли: при разработке мероприятий по энергосбережению, необходимо учитывать модернизацию существующих предприятий и строительство новых энергетических объектов.

Потребление, а значит и генерация электроэнергии в Республике Узбекистан в последние годы увеличиваются на 1 – 2 % ежегодно и с каждым годом ожидается его возрастание. Потребление электроэнергии в промышленности составляет более 40%, в сельском хозяйстве 32%, в коммунальном хозяйстве 15%, остальное расходуется на транспорт, связь и т.д.

По некоторым оценкам в настоящее время во всех видах производства, электропередачи и преобразования теряется около 80% потенциальной энергии используемых ресурсов. В народном хозяйстве, у потребителя теряется не менее 25%-50% конечной энергии.

И всего около 5 - 15% энергии, заключенной в первичных используемых энергетических ресурсах расходуется полезно. Из этого можно сделать важный вывод: при проведении энергосберегающих мероприятий, можно практически в два раза сократить производство первичных энергетических ресурсов. Поэтому одним из приоритетных направлений современного этапа развития экономики Узбекистана является повышение эффективности использования энергии.

Энергосбережение рассматривается как один из факторов улучшения социально-экономического состояния, поскольку потенциал энергосбережения огромен и достигает более трети топливно-энергетического баланса страны, а с другой - финансовые затраты на энергосбережение в среднем в 2-4 раза ниже, чем на увеличение добычи эквивалентного количества энергии. Поэтому внедрение энергетического менеджмента, повышение энергоэффективности производства и энергосбережение - это основные энергетические проблемы на нынешнем этапе развития Республики Узбекистан.

## **В2. Международная стандартизация системы энергоменеджмента**

### **В2.1. Общие сведения**

Одной из компонент устойчивого развития энергетики является создание и функционирование иерархической системы энергетики

ческого менеджмента. Задания, методы и движущие силы каждой ступени иерархии могут иметь много общего между собой, но и являются специфическими только для данной сферы деятельности. Актуальными являются вопросы построения систем энергетического менеджмента, которые создаются на основе комплекса международных стандартов ISO 5000x на промышленно-производственных объектах и организациях.

Энергетический менеджмент, как самостоятельная система знаний активно развивается практически во всех странах мира и является синтезом гуманитарных и технических знаний и опыта. Энергетический менеджмент формируется на перекрестке менеджмента и технологий; постоянный энергетический менеджмент должен базироваться на наилучших примерах технического и управленческого опыта.

Энергоменеджмент необходим там, где осуществляется процесс энергоиспользования - добычи, производства, преобразование, передачи, распределения и потребления энергии, то есть действия с разными видами и формами энергии. Необходимо определиться с объектом деятельности, где функционирует энергоменеджмент, его рамки и границы. Под *объектом деятельности* понимают такой объект, где осуществляется, по крайней мере, один, несколько, или все процессы энергоиспользования и этот объект рассматривается как поле действий для энергоменеджмента.

Основная *цель энергоменеджмента* - достижение высокой энергоэффективности хозяйствования при наилучшем использовании ресурсного потенциала объекта деятельности и минимальном негативном влиянии его на окружающую среду. Для достижения этой цели необходимы четкие стратегия, тактика (которые зависят от миссии энергоменеджмента объекта деятельности), а также конкретная программа действий, что позволит решить проблему, отделяющую существующую ситуацию от желательной.

Внедрение принципов энергоменеджмента на объектах деятельности осуществляется на основе системного подхода построением *системы энергоменеджмента* объекта. Система энергоменеджмента - это совокупность взаимосвязанных и взаимодействующих элементов, которая предназначена для достижения соответствующей цели и для выполнения соответствующих функций.

*Объектом управления* в системе энергоменеджмента является совокупность технологического и энергетического оборудования,

энергетических сетей, а также режимы их работы. Субъектом управления - персонал объекта деятельности (управляющий, инженерный, технический, экономический, вспомогательный).

*Стратегия энергоменеджмента* - это долгосрочное направление действий субъектов энергоменеджмента, занятых в сфере обслуживания процессов энергоиспользования объекта деятельности. Стратегия предполагает разработку политики, концепции, или прогноза программы, которые содержат методы и меры для осуществления миссии энергоменеджмента, которые разрабатываются с помощью:

- оценки и анализа внешней среды объекта деятельности;
- диагностического анализа внутренней среды объекта деятельности;
- разработки и анализа стратегических альтернатив;
- выбора наилучшего варианта стратегии;
- оценки стратегии относительно миссии и главной цели организации;
- реализации стратегии в форме программ, бизнес-планов.

*Тактика энергоменеджмента* - это система мер для реализации стратегии энергоменеджмента в определенные промежутки времени хозяйствования объекта деятельности. Ее назначение - это оперативное управление по достижению целей энергоменеджмента в те или другие периоды жизненного цикла объекта деятельности.

*Процессный аспект* энергоменеджмента заключается в том, что специально подготовленные люди обследуют объект деятельности, ставят цели и задачи, обеспечивают с помощью планирования внедрение и контроль достижения последних через эффективное управление энергоресурсами и людьми.

*Энергетический менеджмент* является методологической наукой с практическим инструментом и имеет такое определение:

- осуществление процесса управления использованием энергии, а именно - целеобразование, планирование, организация, координирование, учет и контроль для оптимального использования всех видов и форм энергии и ресурсов при целесообразном обеспечении потребностей человека (организации) и минимальном негативном влиянии на окружающую среду при условии наилучшего использования ресурсного и инвестиционного потенциала объекта энергоиспользования;

- руководство персоналом, который занимается управлением энергоиспользования для достижения высокой энергоэффективности, базируясь на материальных и финансовых ресурсах объекта энергоиспользования.

*Система энергетического менеджмента* должна быть интегрирована в единую систему управления организации. При этом формирование системы энергоменеджмента базируется на фундаментальных принципах и передовых методах менеджмента и экспертном анализе, оценках результатов функционирования.

**Стандарты энергоменеджмента.** Выше было отмечено, что деятельность по повышению энергоэффективности и энергосбережению является базовой частью энергетического менеджмента. Существуют международные стандарты, которыми необходимо руководствоваться при разработке национальных документов и стандартов в этом направлении. Наиболее значимыми для энергосбережения, основными, являются нижеперечисленные.

ISO 50001:2011 – «Системы энергоменеджмента. Требования и руководство по применению».

BS EN 16001:2009 «Системы энергоменеджмента – Требования и руководство по применению» (Великобритания и Европейский Союз).

ISO 50002:2014 «Энергетический аудит — Требования и руководство по применению».

**Основные положения Стандарта ISO 50001:2011.** Анализ существующих систем энергоменеджмента показывает, что в развитых странах мира накоплен существенный опыт в создании и внедрении систем энергетического менеджмента на промышленных предприятиях и в муниципалитетах. Определены и формализованы процедуры энергоменеджмента, которые эффективно внедряются во всем мире. Назначение Стандартов состоит в предоставлении основ для интеграции энергоэффективности в практику управления промышленными объектами. Стандарты основаны на использовании подхода «Планируй-Выполни-Проверь-Действуй» («plan-do-check-act») – известный цикл Шухарта - Деминга.

Цикл PDCA может быть кратко описан следующим образом.

— Планирование: определение целей и процессов, необходимых для обеспечения результатов в соответствии с энергетической политикой организации.

— Осуществление: внедрение данных процессов.

— Проверка: мониторинг процессов и измерение их характеристик в сопоставлении с энергетической политикой, целями, задачами, законодательными и прочими требованиями, применимыми к организации, а также отчетность о достигнутых результатах.

— Действие: осуществление действий по постоянному повышению результативности системы энергоменеджмента.

**Стандарты регламентируют множество мероприятий по анализу энергопотребления и энергоэффективности.** В частности, предусматривается, что каждая организация и предприятие разрабатывает, документально закрепляет и поддерживает анализ энергопотребления и энергоэффективности. При составлении такого анализа, как правило, по результатам энергетического обследования (энергоаудита), необходимо:

а) проводить анализ энергоиспользования на основе показаний приборов и других данных, а именно:

- оценить существующие источники энергии;
- оценить энергопотребление за прошлый период и по состоянию на текущий момент;
- произвести оценку потенциального потребления энергии;

б) на основе анализа энергоиспользования, определить места значительного потребления энергии, а именно:

- определить производственные мощности, оборудование, системы, процессы и персонал, существенно влияющие на использование энергии;

- выявить другие факторы, вызывающие увеличение объема потребляемой энергии;

- определить текущую производительность и эффективность установок, оборудования, систем и процессов с выявленным значительным использованием энергии;

в) определить приоритеты и возможности для повышения энергоэффективности, в том числе с использованием возобновляемых или альтернативных источников энергии, где это возможно.

**Индикаторы энергетической эффективности.** Организация должна определить показатели энергоэффективности, которые будут использоваться для оценки энергетической эффективности. Методика определения и обновления показателей энергоэффективности должна подтверждаться соответствующими документами и регулярно пересматриваться.

Показатели энергоэффективности должны обновляться и регулярно сравниваться с базовым энергопотреблением.

Организация разрабатывает, внедряет и выполняет планы действий по достижению целей и задач системы энергоменеджмента. Планы действий системы энергоменеджмента должны включать:

а) определение ответственности;

б) средства и сроки, в которые конкретные цели должны быть достигнуты;

в) изложение метода (методики), с помощью которого будет оцениваться фактическое повышение энергоэффективности;

г) определение метода сверки результатов с планом действий.

Планы действий должны быть задокументированы и обновляться на регулярной основе.

#### **Компетентность, подготовка кадров и осведомленность.**

Организация должна обеспечить, чтобы любое лицо (а), работающее на организацию или от ее имени, связанное со значительным использованием энергии, было компетентным на основе соответствующего образования, профессиональной подготовки, навыка и опыта. Организация должна определить потребность в подготовке кадров, связанных с контролем значительного использования энергии и эксплуатацией системы энергоменеджмента. Она должна обеспечить подготовку и предпринять другие меры для удовлетворения этих потребностей. Документы о соответствующей подготовке должны сохраняться.

Организация должна обеспечить, чтобы лица, работающие в ее интересах или от ее имени, были осведомлены о:

а) необходимости соответствия энергетической политике, процедурам и требованиям системы энергоменеджмента,

б) своих ролях, ответственности и полномочиях, способствующих выполнению требований системы энергоменеджмента, и преимуществах, которые дает повышение энергоэффективности,

в) результатах (реальных или потенциальных) своей деятельности в области энергоиспользования и энергопотребления; и как их деятельность и поведение влияют на достижение поставленных целей и задач, а также о возможных последствиях отступления от принятой процедуры.

Общей целью стандартов является содействие организациям во внедрении систем и процессов, необходимых для повышения энергоэффективности.

**Роль стандартов.** Большинство технологий должны обеспечивать экономию и достичь рентабельности, благодаря большим объемам внедрения и постепенному увеличению производительности по мере накопления знаний о них. Они также требуют внедрения и стандартизации соответствующих технических спецификаций с целью ускорения их широкого использования. Многие энергоэффективные технологии и передовой опыт уже являются высокоэффективными с точки зрения затрат, но они сдерживаются дополнительными барьерами, которые включают:

- недостаточную осведомленность о потенциале экономии;
- недостаточную или фрагментарную информацию об энергоэффективности и отсутствие общей системы показателей;
- недостаточное внимание к вопросам энергоэффективности систем и процессов;
- разделение стимулов, т.е. у владельцев домов, покупающих энергопотребляющее оборудование, и у жильцов, которые оплачивают счета за энергию, существуют различные экономические стимулы;
- тот факт, что энергоэффективность зачастую является мало-значительным фактором при принятии решений о выделении средств на капитальные приобретения и зависит от более важных факторов при принятии решений.

Как следствие этих сдерживающих факторов, закупка и эксплуатация энергопотребляющего оборудования зачастую целиком сконцентрированы на оптимизации начальных затрат, а не затрат на протяжении всего срока службы, что негативно сказывается на его общей эффективности.

Согласованность стандартов энергетической эффективности помогает:

- минимизировать затраты на тестирование и верификацию энергоэффективности продукции для все более глобализированных рынков энергопотребляющего оборудования;
- сделать возможным сравнение энергоэффективности на общей основе во множестве экономических групп;
- упростить внедрение более эффективного производства продукции;
- ускорить претворение передового опыта в социальные меры.

Важно, чтобы международные стандарты обуславливали меры по энергоэффективности, которые бы соответствовали местным ус-

ловиям, например, чтобы в случаях, когда энергоэффективность оборудования является чувствительной к преобладающей рабочей температуре окружающей среды, стандарты позволяли получать правильные для данной местности результаты.

Таким образом, международные стандарты обеспечивают:

- последовательную и четкую основу, описывающую технологии и передовой опыт в соответствующих сферах, включая, *среди прочего*, терминологию, классификации, методы тестирования, показатели эффективности (наряду с формами представления результатов тестирования и уровнями эффективности) и опыт наилучшего управления;

- современные знания, формализованные признанными экспертами в данной области и основывающиеся на международном консенсусе, который является результатом баланса интересов, отображающих технологические, экономические и общественные интересы в подавляющем большинстве стран мира.

Международные стандарты приносят дополнительную ценность в этом контексте посредством:

- сокращения неопределенности для всех участников экономического рынка, создавая, таким образом, климат, благоприятный для сотрудничества общественности и частного сектора с целью ускорения разработки и коммерциализации энергоэффективных продуктов и возобновляемых источников энергии;

- поддержки международной торговли товарами и услугами в этих сферах и развития новых рынков;

- помощи в значительном улучшении понимания и доверия потребителя/пользователя, влияя на их поведение и выбор.

**Ценность системы международных стандартов для органов государства.** Международные стандарты и Система международной стандартизации предлагают следующие преимущества для государственных органов:

- международные стандарты могут оказать помощь в поддержке сотрудничества и координации экономических и социальных мер в указанных областях;

- с помощью Международных стандартов правительства могут получить оперативный доступ к обширному портфелю документов, охватывающих энергоэффективность в широком диапазоне сфер (здания, бытовая техника, промышленные продукты и процессы, разнообразные возобновляемые источники энергии и т.д.)

- система стандартизации предлагает возможность разрабатывать, настолько быстро, насколько этого требует спрос, технические решения для удовлетворения требований и приоритетов, установленных органами власти, включая все вовлеченные стороны в открытый, прозрачный и эффективный процесс;

- международные стандарты полностью отвечают требованиям, установленным Соглашением о технических препятствиях торговли Всемирной торговой организации (ВТО), и используются во всем мире как инструменты, упрощающие устранение ненужных препятствий для торговли, а там, где это необходимо – в качестве удобной основы для технических регуляторных норм.

Хорошую иллюстрацию того, какую роль могут сыграть стандарты, можно увидеть на примере энергоэффективности зданий.

Энергоэффективность зданий можно рассчитать, используя международный стандарт ISO 13790. Дополняют его несколько других стандартов ISO, которые могут применяться для расчета тепловых характеристик структуры здания (стен, крыши, фундамента) и отдельных строительных материалов. Они обеспечивают стандартизированную базу для представления эффективности в торговых документах и регуляторных нормативах для зданий во всем мире.

## **В2.2. О стандарте ISO 50002:2014 «Энергетический аудит – требования и руководство по применению»**

В июне 2014 года несколькими комитетами Международной организации по стандартизации (ISO) были подготовлены проекты документов, которые касаются специалистов в области системного менеджмента. Проектным комитетом «Управление энергией» был опубликован международный стандарт ISO 50002:2014 «Энергетический аудит — Требования и руководство по применению», цель которого состоит в определении минимального набора требований, необходимых для идентификации возможностей, способствующих повышению энергоэффективности организаций.

Как указано в стандарте, энергетический аудит (энергоаудит) – это систематический анализ использования и потребление энергии в пределах определенной области энергоаудита для количественного определения и доведения информации о возможностях улучшения энергетической эффективности.

Энергоаудит включает детальный анализ энергоэффективности организации, оборудования, систем(ы) или процесса(ов). Он основан на соответствующем измерении и наблюдении использования, потребления энергии и энергоэффективности.

Энергетические аудиты планируются и проводятся в рамках идентификации и определения приоритетных возможностей улучшения энергетической эффективности, а также снижения энергетических потерь и получения соответствующих экологических преимуществ. Результаты такого аудита включают информацию о текущем использовании энергии и производительности, они обеспечивают предоставление систематизированных рекомендаций для повышения энергетической эффективности и получения финансовой выгоды.

ISO 50002:2014 устанавливает общие требования для всех видов энергетических аудитов, которые могут быть дополнены эквивалентными национальными стандартами. Стандарт определяет принципы проведения энергетического аудита, требования к процессу его проведения и результатам энергетического обследования. Он применим ко всем типам учреждений и организаций, а также ко всем видам энергии и типам ее использования.

Требования стандарта не распространяются на аудит системы энергоменеджмента организации, который описан в ISO 50003. Необходимо также отметить, что в ISO 50002:2014 не рассматриваются требования к подбору и оценке компетенции органов, предоставляющих услуги энергоаудита.

Положения и рекомендации стандарта необходимо учитывать при разработке соответствующих документов по проведению энергетических обследований и аудитов в Республике Узбекистан.

### **В3. Общие сведения об энергетических обследованиях**

#### **В3.1. Значение энергетического обследования (энергоаудита)**

Работа по энергосбережению не может проводиться без необходимой информации – это будет работа «вслепую». Осуществлять контроль использования энергии, а затем стимулировать сотрудников за ее эффективное использование практически невозможно до тех пор, пока нет информации, отвечающей на следующие вопросы:

Где и когда используется энергия?

В каком виде используется?

Сколько энергии используется?

Насколько эффективно используется энергия?

Во что обходится энергия?

Ответы на эти вопросы могут быть получены при выполнении *энергетического аудита*, который в соответствующих случаях является *энергетическим обследованием* предприятия.

Эффективность использования энергии в различных производственных цехах (зонах) предприятия, организации может быть оценена с помощью анализа данных, собранных после выполнения энергетического аудита. Измеренное конкретное потребление или показатели эффективности (в единицах измерения энергия/ед. продукции) могут быть подвергнуты сравнению с поставленными целями или с подобными стандартными показателями в соответствующем промышленном секторе.

Существует два подхода к оценке ценности энергетического аудита:

- первый оценивает абсолютную величину или денежную стоимость, измеренную на основе выявленной экономии, принесшей доход;
- второй подход выражается в самом факте нахождения энергии под контролем.

В конечном счете, можно сказать, что контроль использования энергии и анализ результатов могут сэкономить ресурсы и денежные средства.

Существуют следующие пути улучшения эффективности использования энергии в отраслях промышленности:

а). За счет улучшения способов управления использованием энергии таких как:

- учет потребления энергии;
- сокращение утечек;
- работа в оптимальном режиме;
- своевременное техобслуживание установок;
- обучение персонала;
- хорошее содержание оборудования, помещений и т.д.

б). За счет использования «горизонтальных» методов сохранения энергии, то есть методов общего применения, таких как:

- улучшения тепловой и электрической изоляции;
- эффективный теплообмен (котлы-утилизаторы и т.д.);
- рациональное использование электричества;

- использование тепловых насосов;
  - совместная выработка тепловой и электрической энергии;
  - использование пара под высоким давлением;
  - применение объединенного (когенерационного) цикла (парогазовые установки) для выработки электричества;
  - улучшенное приборное оборудование и полнота контроля.
- в). За счет разработки, модернизации и установки более эффективных видов оборудования путем замены старых производственных установок, технологий и материалов, в том числе применения возобновляемых источников энергии и альтернативных видов топлива.

Эти изменения могут быть связаны с механическим, физическим и химическим этапами производства. Такие улучшения могут быть достигнуты в следующих областях:

- энергоемкие процессы, такие как: получение электрической и тепловой энергии, обезвоживание, сушка, концентрация, дистилляция, фильтрация, кристаллизация, поглощение/отдача и т.д.;
- химические реакторы и печи;
- катализаторы, используемые для химических реакторов (улучшенные активность, селективность и текучесть);
- потребление электричества электрохимическими процессами (электроды, современные средства контроля и т.д.);
- использование альтернативных видов топлива, энергии и сырья;
- утилизация и вторичная обработка используемых продуктов;
- разработка новых или усовершенствованных производственных технологических процессов;
- повышение производительности (количества продукции на единицу сырья) технологического процесса. Это особенно важно для тех отраслей промышленности, где в качестве сырья используется топливо (такие как нефтегазохимикаты, удобрения, продукты нефтепереработки и т.д.);
- интенсификация процесса или за счет изменения режима, или улучшения конфигурации оборудования;
- улучшение коэффициента теплоотдачи и улучшение теплового «качества» вторично используемого тепла (высокие температуры);
- эффективность системы освещения;

и других.

В Европейских странах уже долгое время используется современный подход к улучшению эффективности использования энергии, получивший название «текущий контроль энергопотребления и постановка задач энергосбережения» (MONITORING AND TARGETING). Здесь контроль энергопотребления считается постоянной непрерывной функцией эффективного управления.

Общими путями совершенствования структуры энергоуправления являются:

- определение лиц, ответственных за использование энергии на технологических и вспомогательных участках;
- определение норм расхода энергии по видам продукции;
- определение рациональных режимов энергопотребления, создание программ и определение путей для достижения новых норм;
- убеждение в том, что все сотрудники предприятия имеют представление о необходимости сбережения энергии и методах достижения этого сбережения.

При создании системы управления энергосбережением, в первую очередь, рассматривается структура управления предприятием.

Структура управления сбережения энергии начинается с первого руководителя предприятия (директора, главного инженера), как руководителя всей программы энергосбережения, а также определяются ответственные за энергоиспользование на различных участках (цехах) предприятия во главе с менеджером-энергетиком. В структуре должны быть четко определены их функции, создана система прямой и обратной связи.

### **В3.2. Энергетический аудит и энергетическое обследование**

Понятие «энергетический аудит» или «энергоаудит» используется для обозначения широкого диапазона функций, относящихся к анализу использования энергии. Определения энергоаудита крайне разнообразны: от какого-то очень простого и недорогого до чего-то крайне сложного и влекущего большие финансовые затраты мероприятия.

**Энергетическое обследование** – обследование (ревизия) действующих крупных предприятий с целью выявления фактов нерационального и расточительного использования энергетических ресурсов на основании статистической отчетности, технической до-

кументации, измерений, а так же расчетным путем, с выдачей рекомендаций по устранению недостатков. Обследование - это *энергетический аудит, проводимый периодически в обязательном порядке*, по определённым правилам, программам и методикам для подтверждения выполнения предприятием соответствующих государственных стандартов, норм и правил. Основным результатом энергетического обследования является энергетический паспорт предприятия.

**Основные задачи энергетического обследования:**

- оценка фактической технологической и общезаводской энергоемкости предприятия;
- расчет параметров энергосберегающих режимов технологического и общезаводского энергопотребления;
- выявление основных причин непроизводительных энергетических затрат и оценка потерь энергии;
- разработка и предварительная оценка стоимости наиболее рентабельных энергосберегающих проектов;
- разработка энергосберегающей программы и ее технико-экономическое обоснование.

**Последовательность проведения энергетического обследования:**

- ознакомление с предприятием, технологией производства и энергетическим оборудованием;
- сбор информации по расходу энергии, топлива и объемам производства за последние два - три года;
- проведение натурных замеров, расчет и оценка потерь энергии;
- анализ полученной информации и разработка рекомендаций по энергосбережению, как правило, обязательных для выполнения предприятием.

Результатами обязательных энергетических обследований должны быть следующие документы:

- технический отчет о проведении энергетического обследования;
- топливно-энергетический баланс;
- энергетический паспорт;
- экономически обоснованные рекомендации (мероприятия) по повышению эффективности использования ТЭР и снижению затрат на топливо- и энергообеспечение.

**Энергоаудит** – техническая проверка энергопотребления, проводимое по волеизъявлению любого потребителя, обследование энергохозяйства промышленного предприятия или организации на предмет рационального и эффективного использования энергоресурсов и разработка обоснованных, практических рекомендаций по снижению энергетических затрат.

**Основные задачи энергетического аудита:**

- исключение нерационального использования энергии;
- устранение потерь;
- повышение энергоэффективности;
- составление мероприятий по экономии энергии на предприятии.

**Последовательность проведения энергетического аудита:**

- ознакомление с предприятием, сбор и анализ необходимой информации, составление программы обследования;
- обследование предприятия (разработка балансов по всем ресурсам, выявление основных потребителей и мест экономии ресурсов);
- разработка энергосберегающих проектов и их объединение в единую программу повышения эффективности;
- отчет и презентация результатов работы.

Энергоаудиты могут выполняться для всех типов оборудования (в жилом секторе, в коммерческих зданиях и на промышленных предприятиях) и могут охватывать, как все оборудование, так и ограничиваться его частью, агрегатами или технологическим процессом/системой. Все подсистемы энергоснабжения (электричество, газ/нефть, вода, стоки/обработка отходов, пар и так далее) могут быть включены в аудит, который может также содержать параметры экологического влияния (особенно при рассмотрении хладагентов, выбросов котельных и в химических процессах).

Энергоаудиты могут проводиться для любых потребителей энергии, видов оборудования для подтверждения выполнения государственных законов и норм, энергосбережения, при заключении контрактов, для энергетического планирования, а также могут способствовать финансированию таких проектов.

Таким образом, очевидно, что энергетические обследования и энергоаудиты являются идентичными процедурами. Разница в том, что ЭО проводятся в обязательном порядке для крупных промышленных предприятий, а ЭА – по желанию руководителей любых предприятий и организаций.

Для энергетиков и менеджеров предприятий важно знать виды энергообследований и энергоаудитов, как лучше всего определить вид аудита, ведущий к достижению целей проекта без излишней сложности, временных задержек и денежных затрат.

**Значение энергетического обследования (аудита).** Почему необходимо беречь энергию на предприятии, организации, фирме или компании?

На это вопрос можно ответить по-разному:

1. Снижение энергопотребления приводит к понижению цены выпускаемой продукции, делает предприятие менее уязвимым перед повышением цен на энергию в будущем, и, таким образом, приводит к большей экономичности в целом. Предприятие становится более конкурентоспособным по сравнению с другими.

2. Если энергоносители используются бережно, экономический рост и увеличение выпускаемой продукции становится возможным без увеличения энергопотребления.

3. Понижение энергопотребления хорошо с точки зрения охраны окружающей среды. Сохранность окружающей среды - это неперемное условие хозяйствования. И, следовательно, только вопросом времени является снижение энергопотребления для охраны окружающей среды. Сжигание добываемого горючего уже причиняет убыток, оцениваемый миллиардами долларов из-за гибели лесов, повреждений монументов культуры, стальных сооружений и других конструкций.

В настоящее время на многих предприятиях энергосбережение имеет низкую приоритетность. В повседневной деятельности, главной целью энергетиков является поддержание оборудования в эксплуатационном состоянии, а в долгосрочных планах – замена оборудования на более новое.

Однако время требует соответствующего подхода к энергосбережению, энергетическому менеджменту и его значению при управлении современным предприятием. Из них наибольшее значение для стратегии развития энергосбережения на предприятии имеют следующие:

- снижение потерь энергии;
- повышение энергоэффективности и развитие потенциалов энергосбережения;
- совместное производство электрической, тепловой и других видов энергии;

- использования возобновляемых источников энергии.

Энергетический менеджмент означает отход от случайного или поверхностно контролируемого управления энергией, и означает развитие стратегии и целей энергосбережения и внедрение их в общую философию производства и планирование выпускаемой продукции.

Цели энергетического анализа:

- определить «слабые» моменты в энергосбережении на предприятии;
- определить факторы, влияющие на энерго- и ресурсопотребление;
- оценка эффективности машин и оборудования перед их покупкой;
- оптимальная загрузка подразделений (энергоблоков, цехов) предприятия, оборудования и машин,
- необходимость выделения специальных штатных единиц для оперативного управления энергопотреблением;
- определение правильности структуры оплаты и тарифов на различные виды энергии и энергоносителей соответственно спросу и затратам;
- сравнение с другими предприятиями и компаниями.

Проведение *энергетического обследования или аудита* является первым основным шагом, позволяющим дать ответы на эти вопросы и решить проблемы повышения энергоэффективности и энергосбережения, поэтому перед тем, как принять какое-либо решение относительно создания системы управления энергосбережением, производится *энергетический аудит*, то есть устанавливается: где, в каком виде, когда и сколько энергии используется.

В сфере энергетики целью энергетических обследований является оценка энергетической эффективности процессов производства, транспорта и распределения электрической и тепловой энергии, в том числе потребления на собственные нужды, определение энергосберегающего потенциала, разработка и обоснование последовательности организационных, технических и других мер, обеспечивающих экономически обоснованное повышение эффективности использования топлива и энергии.

Задачами энергетических обследований в сфере энергетики являются:

определение нормативного и фактического количеств потребляемых ТЭР и выявление нормативного энергосберегающего потенциала в натуральном и денежном выражениях для обоснования затрат, включаемых в себестоимость услуг энергоснабжающих организаций; выявление внутренних и внешних причин несоответствия фактического потребления ТЭР нормативным значениям;

определение теоретически возможного потенциала энергосбережения в натуральном и денежном выражениях для оценки эффективности инвестиционных проектов и проектов техперевооружения;

разработка технически и экономически обоснованных организационно-технических мероприятий, направленных на повышение энергетической эффективности, с оценкой объемов финансирования для их реализации, сроков окупаемости, способов возврата денежных средств;

натурное определение (подтверждение) эффективности реализованных энергосберегающих мероприятий.

Вышесказанное означает, что энергообследования и энергоаудиты являются необходимым звеном в реализации энергосберегающего потенциала страны. Высокий уровень энергоемкости большинства технологий и производств, постоянный рост тарифов на энергоресурсы заставляют руководство предприятий и организаций задуматься о путях снижения энергозатрат и принимать соответствующие меры.

## РАЗДЕЛ I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

### 1.1. Правовая и нормативно-техническая база проведения энергетических обследований

Нормативно-техническая база РУз, касающаяся проведения энергетических обследований и аудитов была создана, в основном, в период 1997-2006 годов и представляет собой группу документов, являющихся по отношению к Закону РУз «О рациональном потреблении энергии» (1997) подзаконными актами.

**Основные законодательные и правовые акты, действующие в сфере энергетики Республики Узбекистан.**

**Законы:**

«О рациональном использовании энергии», 1997.

«О естественных монополиях», 1997.

«О безопасности гидротехнических сооружений», 1999.

«Об экологической экспертизе», 2000.

«Об электроэнергетике», 2009.

Кроме перечисленных законов, принят ряд соответствующих указов Президента и постановлений Кабинета Министров Республики Узбекистан. Среди них Указ Президента Республики Узбекистан «Об углублении экономических реформ в энергетике Республики Узбекистан» (2001) является знаковым документом по развитию энергетики в страны. Согласно Указу приоритетными направлениями углубления экономических реформ в энергетике являются:

- последовательное осуществление мер по демополизации отраслей энергетики, снижение уровня государственного регулирования, создание конкурентной среды в сфере сбыта электроэнергии, обеспечение равных возможностей и условий доступа хозяйствующих субъектов к линиям электропередачи;

- поэтапное акционирование крупных предприятий энергетической отрасли - теплоэлектростанций, теплоэлектроцентралей, предприятий электрических сетей и др.;

- ускоренное разгосударствление и приватизация объектов социальной инфраструктуры, предприятий и организаций, осуществляющих проектные, строительные-монтажные и ремонтные работы, создание на их базе предприятий негосударственных форм собственности, включая частные предприятия;

- широкое привлечение иностранных инвестиций в процессы акционирования предприятий энергетики, реконструкции, технического перевооружения и дальнейшего развития генерирующих мощностей и электросетей;

- внедрение рыночных принципов и механизмов в систему управления и хозяйственных связей по производству, транспортировке и сбыту энергии;

- обеспечение сопряженного и сбалансированного развития энергетических мощностей и угольной промышленности.

В соответствии с Указом было упразднено Министерство энергетики и электрификации Республики Узбекистан, и на его базе была создана Государственно-акционерная компания (ГАК) «Узбекэнерго» в форме открытого акционерного общества.

В составе ГАК «Узбекэнерго» входят различные дочерние предприятия, например, такие как «Узэлектросеть» по транспортировке электроэнергии, «Узбекуголь» - по добыче угля. В настоящее время в структуру ГАК входит более 40 унитарных и других предприятий: ТЭС, каскады ТЭС, предприятия по распределению и сбыту электроэнергии, ремонтные, строительные, монтажные, наладочные, проектные и другие.

Основными задачами и направлениями деятельности ГАК «Узбекэнерго» были определены:

- устойчивое обеспечение экономики и населения республики электрической энергией, регулирование и координация режимов работы энергосистемы;

- разработка краткосрочных и долгосрочных прогнозов и целевых программ развития электроэнергетики, формирование балансов производства и потребления электроэнергии;

- осуществление реконструкции, модернизации, технического перевооружения и дальнейшего развития генерирующих мощностей и электросетей на базе современного оборудования и передовых технологий, в том числе за счет иностранных инвестиций;

- преимущественное использование угля при производстве электро- и тепловой энергии, развитие и внедрение возобновляемых, в том числе нетрадиционных источников энергии;

- организацию разработки и реализации совместно с предприятиями и организациями республики мер по экономии, рациональному использованию и снижению потерь электрической энергии.

Было установлено, что теплоэлектростанции, теплоэлектроцентрали, областные предприятия электрических сетей поэтапно преобразуются в акционерные общества с сохранением за ГАК «Узбекэнерго» контрольного пакета акций.

Указ предусматривал создание самостоятельного Государственного агентства (инспекции) по надзору в электроэнергетике – Узгосэнергонадзор, подотчетного в своей деятельности Кабинету Министров Республики Узбекистан.

Основными задачами Узгосэнергонадзора были определены:

- разработка, утверждение и контроль за исполнением нормативных документов и правил в области производства, транспортировки и потребления электроэнергии;

- организация разработки и контроль за реализацией профилактических мер, направленных на обеспечение безопасности при производстве, транспортировке и реализации электроэнергии;

- участие в экспертизе проектов и работе по приемке в эксплуатацию вновь построенных объектов в части обеспечения безопасности производства, транспортировки и потребления электроэнергии;

- организация работы по лицензированию в установленном порядке производства электрической энергии на стационарных электростанциях, подключаемых к единой электрической системе.

В порядке реализации Указа Президента Республики Узбекистан с 2001 г. осуществлялось дальнейшее реформирование электроэнергетики, совершенствование структуры её управления, в том числе развивалась законодательная база энергосбережения.

Эти документы в настоящее время охватывают этапы организации и проведения энергетических обследований предприятий с годовым расходом 6000 тунт топлива и более.

1.Закон Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии». Ташкент, 1997 г.

2.Постановление Кабмина РУз №504 от 12 ноября 2003 года «Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по проведению энергетических обследований и экспертиз».

3.Правила пользования тепловой энергией. Ташкент. Узгосэнергонадзор. 2005 г

4.Правила пользования электрической энергией. Ташкент. Узгосэнергонадзор. 2005 г.

5. Правила проведения энергетических обследований и экспертиз потребителей топливно-энергетических ресурсов. Постановление Кабинета Министров РУз от « 7 » августа 2006, № 164.

6. Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций и электрических сетей. Ташкент. Узгосэнергонадзор, 2006.

7. Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспортировки и распределения тепловой энергии (тепловых сетей), тепловых электрических станций и районных котельных. Ташкент. Узгосэнергонадзор, 2006.

Наряду с вышеуказанными документами были приняты:

**Постановление Кабинета Министров РУ «О мерах по проведению технического аудита технологического оборудования и технологий на крупных предприятиях и производствах» от 15 марта 2011 года № 72.**

**Постановления Президента РУ и Кабинета Министров РУ по вопросам модернизации, технического и технологического перевооружения:**

- «О Программе мер по поддержке предприятий реального сектора экономики, обеспечению их стабильной работы и увеличению экспортного потенциала»;

- «О дополнительных мерах по стимулированию инновационных проектов и технологий в производстве»;

- «О Программе мер по реализации важнейших проектов по модернизации, техническому и технологическому перевооружению производства на 2009 - 2014 годы»;

- и другие.

Несмотря на наличие этих документов, состав актов энергетического законодательства в настоящее время не образует целостной системы правового регулирования и характеризуется разрозненностью.

Сравнивая законодательную базу энергетики и энергосбережения нашей республики и других стран, можно выявить факторы, тормозящие развитие энергоменеджмента и энергосбережения в Узбекистане, в том числе такие, как:

- недостатки в законодательном регулировании; неадекватная государственная поддержка становлению, выполнению и контролю энергосбережения; отсутствие единой полномочной, эффективной и надежной государственной структуры, ответственной за реализа-

цию государственной политики в области энергосбережения; недостаток информации по стратегии развития энергетики и энергосбережения; неясность информации, касающейся экономических средств, адаптированных к энергетике; неопределенная рентабельность проектов энергосбережения из-за низких тарифов на энергию; барьеры ноу-хау и менеджмента, существующие из-за недостатков образования по обучению энергосбережению; устаревшее оборудование и малочисленность установленных средств измерений, недостаточный уровень автоматизации контроля энергии; низкая осведомленность работников и населения в области энергосбережения; отсутствие явных материальных стимулов реализации мероприятий по энергосбережению и другие.

Можно констатировать, что успешное развитие энергосбережения и внедрение энергоэффективных методов и технологий в первую очередь зависят от формирования соответствующей нормативно-правовой базы, которая должна быть выгодной и понятной всем сторонам, мобильной, гибкой и достаточно простой для реализации.

## **1.2. Требования к нормативно-техническим документам и технические регламенты в энергетике и энергосбережении**

Рассмотрим вышеуказанные и другие документы, участвующие в регулировании энергетики, энергосбережении, их структуру с технической точки зрения. Нормативно-правовую базу государственного регулирования энергетики можно условно разделить на три части.

К первой относятся документы и нормы общего характера, которые не имеют в качестве непосредственного объекта регулирования энергетическую отрасль, а формирует общую правовую среду, регулируя порядок отношения государства к любым хозяйствующим субъектам.

Вторая часть правовых норм носит специальный характер, учитывает специфику именно субъектов энергетики и, соответственно, может применяться исключительно только для ее регулирования.

Третья часть состоит из норм технического характера и содержит отраслевые нормативно-технические документы.

Таким образом, имеются три основные группы документов (рис 1.1.).

Основные группы нормативно-технических документов в энергетике и энергосбережении

Документы и нормы общего характера	Специальные документы и нормы	Обязательные технические требования
Формируют общую правовую среду, регулируя порядок отношения государства к любым хозяйствующим субъектам.	Учитывает специфику именно субъектов энергетики и, соответственно, может применяться исключительно только для ее регулирования.	Содержит отраслевые и конкретные нормативно-технические документы.

Рис 1.1. Структура нормативно-технической документации

К документам и нормам общего характера относятся Конституция Республики Узбекистан, кодексы, законы, программы и постановления общего действия, формирующие правовую среду, порядок взаимоотношений хозяйствующих субъектов, в том числе и в области энергетики.

Специальными документами и нормами являются законодательные и подзаконные акты, регулирующие деятельность в области энергетики, и упоминавшиеся ранее:

- Закон «О рациональном использовании энергии» 1997 г.;
- Закон «Об электроэнергетике» 2009 г.;
- Постановление Кабинета Министров республики Узбекистан № 271 от 16 июля 2003 года «Об утверждении Правил пользования тепловой энергией и Правил использования электрической энергией».

- и иные соответствующие Постановления и Указы Кабинета Министров РУз, касающиеся энергетики, ведомственные нормативные акты.

**Обязательных технических регламентов в энергетике и энергосбережении** достаточно много и насчитывается несколько сотен. Все они отражают конкретные технические, технологические и иные требования в сфере энергетики. Приведем некоторые из них, имеющих отношение к проведению энергетических обследований (энергоаудитов):

«Методические рекомендации по оценке выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от вспомогательных производств теплоэлектростанций и котельных». Устанавливают правила по оценке загрязнения окружающей среды выбросами ТЭС.

«Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей». Правила распространяются на тепловые электростанции, работающие на органическом топливе, гидроэлектростанции, электрические и тепловые сети и на организации, выполняющие работы применительно к этим объектам. Правила содержат требования к организации эксплуатации, требования к территории, производственным зданиям и сооружениям, требования к гидротехническим сооружениям и водному хозяйству электростанций, гидротурбинным установкам, требования к тепломеханическому оборудованию электростанций и тепловых сетей; требования к электрическому оборудованию электростанций и сетей (генераторам, электродвигателям, силовым трансформаторам, распределительным устройствам, аккумуляторным установкам и др.), требования к организации оперативно-диспетчерского управления.

«Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии». Устанавливают способы и последовательность составления энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии – тепловых сетей, которая разрабатывается для систем теплоснабжения с расчетной тепловой нагрузкой 10 Гкал/ч и более, источниками тепловой энергии для которых служат тепловые электростанции и районные котельные.

«Инструкция по организации и объему химического контроля воднохимического режима на тепловых электростанциях». Инструкция устанавливает общие технические требования к организации и объему химического контроля качества теплоносителя в условиях нормальной эксплуатации и в режимах пуска оборудования.

«Инструкция по обследованию и технологии ремонта барабанов котлов высокого давления». Рассматривает способы ремонта наиболее часто встречающихся повреждений металла, обнаруживаемых при обследовании барабанов паровых котлов, находящихся в эксплуатации на электростанциях.

«Правила устройства электроустановок». Правила распространяются на вновь сооружаемые и реконструируемые электроустановки постоянного и переменного тока напряжением до 750 кВ, в

том числе на специальные электроустановки. Требования настоящих Правил могут применяться для действующих электроустановок, если это повышает надежность электроустановки или если ее модернизация направлена на обеспечение требований безопасности.

Имеется множество других документов, со списком которых можно ознакомиться в Указателях общепромышленных нормативных документов министерств, ведомств ГАК «Узбекэнерго», НХК «Узбекнефтегаз» и других.

Все вышеуказанные документы необходимы для координации, стандартизации взаимодействия различных предприятий, организаций и объектов; создают нормативно-правовую основу для проектирования, монтажа и эксплуатации, т.е. СИСТЕМУ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ, регулируют различные нормы и правила, обеспечивая тем самым соответствие их технического и технологического регулирования, в том числе для целей повышения энергоэффективности и энергосбережения.

### **1.3. Роль Закона Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии»**

Сигналом для начала активной деятельности в нашей республике по повышению энергоэффективности и энергосбережению явился принятый в 1997 году Закон РУз «О рациональном использовании энергии», в котором были сформированы общие правовые основы, обеспечивающие сохранение национальных энергетических ресурсов, эффективное использование энергии и производственного потенциала. Закон является единственным в области повышения энергоэффективности и энергосбережения, основывается на соответствующих статьях Конституции Республики Узбекистан, различных Кодексов и учитывает основные требования других актов законодательства и технические регламенты.

В дополнение к Закону «О рациональном использовании энергии» были приняты подзаконные акты, утвержденные Постановлениями Кабинета Министров РУз, в том числе: «О лицензировании деятельности по проведению энергетических обследований» (2003) и «Об утверждении Правил проведения энергетических обследований потребителей электрической энергии» (2006). Государственной инспекцией «Узгосэнергонадзор» были разработаны и утверждены «Типовые программы проведения энергетических обследо-

ваний предприятий» (2006). Таким образом, основным, базовым элементом энергосбережения и повышения энергоэффективности является проведение энергетических обследований (энергоаудитов) и энергетических экспертиз, а также разрабатываемые на их основе мероприятия по повышению энергоэффективности.

Закон и вышеперечисленные документы определяют периодическое, не менее чем один раз в пять лет, проведение энергетических обследований (аудитов) на крупных предприятиях с годовым потреблением более 6000 т или 1000 т моторного топлива. Таких предприятий в нашей республике около 120 и они потребляют значительную часть энергии и энергоресурсов. Большинство предприятий электроэнергетической отрасли Узбекистана входит в их число.

Кроме крупных предприятий имеется огромное количество средних и мелких, среди которых имеются и в сфере энергетики. На таких предприятиях предусматривается лишь проведение энергетических экспертиз при сдаче объекта в эксплуатацию.

Закон, состоящий из 24 статей, полностью охватывает весь комплекс проблем энергосбережения: энергетические обследования и экспертиза, стандартизация, сертификация, нормативы энергопотребления, государственный контроль и учет энергии, использование возобновляемых источников энергии, финансирование, льготы, ответственность за нерациональное потребление энергоресурсов, международные отношения в этой области и т.д.

Закон оказал и оказывает положительное влияние на развитие энергосбережения в республике, однако является рамочным, правовым документом общего действия требует разработки множества подзаконных актов прямого действия.

Комиссия по экономии топливно-энергетических ресурсов при КМ Республики Узбекистан в 1998 году разработала план мероприятий по разработке нормативных документов в соответствии с Законом Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии», в котором было намечено разработать и утвердить в период 1998-99 годов около тридцати подзаконных актов – правил, положений и т.д. Пока не все из них разработаны и утверждены, что приводит к частичному выполнению многих положений Закона. Например, статья 20 о возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) не работает из-за отсутствия положения о них и т.д.

#### **1.4. Проведение энергетических обследований в сфере энергетики**

Важным инструментом повышения эффективности работы гидравлических и тепловых электростанций, районных котельных, электрических и тепловых сетей являются энергетические обследования и экспертизы проектов и оборудования данных объектов, которые проводятся на основе вышеуказанной нормативно – правовой базы, с учетом требований технических регламентов.

Энергетические обследования и экспертиза проектов и оборудования потребителей ТЭР осуществляются в основном энергоаудиторами. Энергоаудитор - это юридическое лицо, осуществляющее энергетические обследования и экспертизы проектов и оборудования потребителей ТЭР и имеющее соответствующую лицензию (разрешение) Узгосэнергонадзора и Узнефтегазинспекции.

подавляющее большинство энергетических предприятий РУз обязаны пройти процедуры обязательных энергетических обследований, т.к. суммарное потребление ТЭР или каждого из их видов составляет для предприятий более шести тысяч тонн условного топлива или более одной тысяч тонн моторного топлива в год.

Энергетические обследования потребителей ТЭР, годовое потребление ТЭР которых составляет менее шести тысяч тонн условного топлива или менее одной тысяч тонн моторного топлива, проводятся по обращению самых потребителей ТЭР или решению органов государственного надзора.

Перед проведением энергетических обследований энергоаудиторами составляются программы проведения энергетических обследований, которые согласовываются с обследуемым потребителем ТЭР и утверждаются в органах государственного надзора. Программы проведения энергетических обследований и экспертиз должны разрабатываться на основе существующих или новых прогрессивных методов оценки эффективности использования ТЭР в энергетической сфере и других отраслях экономики.

Обработка первичной информации ввиду ее большого объема, определяемого количеством целей, задач и видом обследования, размерами инженерных сетей и самого объекта обследования, длительность может достигать более 50% общего времени обследования.

Качество, оперативность, достоверность информации, полученной в результате энергетических обследований и экспертиз, в конечном итоге определяют уровень их эффективности. Важную роль при этом

играют способы получения и обработка исходной информации. На основе полученных данных рассчитывается топливно-энергетический баланс и составляется энергетический паспорт предприятия, а также разрабатываются мероприятия по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

При энергетических обследованиях и экспертизах непосредственно передавать измеряемые параметры в информационно-аналитическую систему с последующей автоматизированной их обработкой. При этом могут быть использованы как компьютерные программы, так и специализированные программы, разрабатываемые энергоаудиторами с целью решения конкретных задач.

Опыт создания таких комплексов имеется за рубежом и показывает их большую эффективность. Работа программного комплекса должна быть построена таким образом, чтобы по мере поступления новых данных о результатах обследований автоматически проводился пересчет всех показателей энергоэффективности, в том числе потерь энергоресурсов в инженерных сетях, удельных расходов энергоресурсов на генерацию, выпуск единицы продукции, энергоёмкости продукции и т.д.

На основе получаемых данных рассчитывается топливно-энергетический баланс и составляется энергетический паспорт предприятия, а также разрабатываются мероприятия по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов. В мероприятиях рассматриваются вопросы технического перевооружения и модернизации оборудования, усовершенствования режимов их эксплуатации.

На основании вышеизложенного следует, что понимание роли и места энергетических обследований и энергоаудитов в сфере энергетики и энергоменеджмента обеспечивает возможность целенаправленной и более эффективной организации работ управленческих звеньев и эксплуатационных служб по разработке и внедрению энергосберегающих мероприятий и технологий потребителей ТЭР.

### **1.5. Причины нерационального расхода ТЭР**

В процессе обследования энергоаудиторам, как правило, приходится сталкиваться со следующими наиболее часто встречающимися причинами нерационального расхода ТЭР:

## **По режиму работы оборудования**

1. Несоответствие мощности установленного энергетического оборудования (паровых котлов, трансформаторов, воздухоподогревателей и водоохладительных установок, электроприводных устройств) изменившимся условиям, когда предприятие по разным причинам, в том числе спада производства, работает с низкой загрузкой оборудования.

1.1. На ряде обследованных предприятий в летний период имеет место сброс части пара в атмосферу из-за несоответствия минимальных паровых нагрузок котлоагрегатов, установленных заводами-изготовителями, фактическим паровым нагрузкам.

1.2. Завышенные мощности установленных трансформаторов на понижающих подстанциях.

1.3. Сохранение в работе излишнего числа трансформаторов в нерабочее время, загруженных на 10-15% номинальной мощности. Недостаточное резервирование питания цеховых потребителей на стороне 0,4 кВ.

2. Отсутствие режимных карт и регламентов на энергопотребляющем оборудовании или их эксплуатация с просроченными сроками.

3. Эксплуатация парoisпользующего оборудования в нерабочие часы суток.

4. Использование в дневное время электроосвещения из-за загрязненности световых проемов.

5. Неполная загрузка электропечей. Эксплуатация печей сопротивления при открытых загрузочных отверстиях, открытых шторках и т.д., неэффективная тепловая изоляция, отсутствие автоматического регулирования температуры.

6. Нарушение режима работы устройств по компенсации реактивной мощности или их использование с заниженными параметрами.

7. Отсутствие надлежащего контроля режима работы охлаждающих устройств: насосов циркуляции, осевых вентиляторов на градирнях, — за расходом и температурой воды после оборудования, чистоты циркулирующей в охлаждающих системах воды.

## **По использованию топлива**

1. Значительные присосы и избытки воздуха за котлами, сжигающими природный газ и мазут.

2. Неполное использование теплоутилизаторов в котельных, использующих в качестве топлива природный газ.

3. Завышенные расходы тепла на собственные нужды, особенно на слив и подогрев мазута в баках. Отсутствие надежных схем разогрева мазута в резервных емкостях при «холодном» хранении, что вынуждает предприятия из-за ограничений в подаче газа сохранять в разогретом виде весь хранящийся запас.

4. Потери тепла с продувочной водой и с выпаром из деаэраторов из-за несвоевременного ремонта утилизационных теплообменников.

5. Повышенные теплотери в обмуровке котлов и теплопроводах из-за недостаточной эффективности используемой теплоизоляции.

6. Отсутствие достоверного учета отпускаемого котельными тепла и фактических значений удельного расхода топлива на отпущенную теплоэнергию.

7. Отсутствие оптимального использования тепла пролетного пара и пара вторичного вскипания в конденсатных баках.

#### **По использованию теплоэнергии**

1. Отсутствие или неудовлетворительная работа конденсаторо-отводчиков паропотребляющего оборудования, что вызывает значительные пролеты пара и его потери.

2. Отсутствие сбора пароконденсатной смеси из-за неудовлетворительной работы системы сбора и возврата конденсата или выхода из строя конденсаторопроводов.

3. Неотключение оборудования в конце рабочей смены.

4. Неудовлетворительное состояние теплоизоляции на паропользующем оборудовании, теплопроводах, холодильных камерах, запорной арматуре.

5. Отсутствие систем автоматического регулирования температурных параметров.

6. Значительные потери тепла при транспорте, наличие утечек пара и горячей воды из-за нарушения герметичности в сетях и арматуре. Наличие транспорта насыщенного пара на значительные расстояния из-за отсутствия пароперегревателей на котлах, потери тепла теплоносителя на протяженных паропроводах.

7. Подтопление теплотрасс из-за неудовлетворительной работы попутных дренажных систем.

8. Многочисленные замечания по приборам, учитывающим отпуск и потребление тепла, а также отсутствие паспортов на измерительные узлы.

9. Значительные потери тепла в зданиях и сооружениях из-за больших стекольных проемов, большой теплопроводности ограждающих конструкций, отсутствия тамбуров на выездных воротах, бездействия тепловых завес, а также эксплуатации части промышленных зданий, выполненных в «южном исполнении».

10. Низкая эффективность использования тепла вторичных энергоресурсов после утилизаторов газотурбинных двигателей на газопереклюкающих станциях (10-15%). Вторичное тепло используется лишь для нужд отопления и горячего водоснабжения площадки газокomppressorной станции.

11. Использование пара, а не перегретой (сетевой) воды для покрытия отопительно-вентиляционных нагрузок.

### **По использованию электроэнергии**

1. Неполная загрузка оборудования. Горячие простои. Завышенная мощность электродвигателей.

2. Применение в холодильных установках винтовых компрессоров, удельный расход которых на выработку холода в три раза выше, чем у поршневых компрессоров. Неудовлетворительное состояние изоляции холодильных камер.

3. Значительные резервы экономии электроэнергии при производстве и использовании сжатого воздуха: редуцирование части сжатого воздуха арматурой из-за снабжения потребителей воздуха с различными параметрами из одной распределительной сети, значительные утечки воздуха из-за нарушения герметичности сети, соединительной и запорной арматуры, отсутствие учета выработки и потребления сжатого воздуха.

4. Необходимость замены пневмоинструмента электрическим.

5. Нерациональное использование электроосвещения в светлое время суток из-за загрязнения световых проемов, отсутствие группового управления светильниками, применение светильников устаревших конструкций.

6. Завышенные удельные расходы электроэнергии по выработке и отпуску тепла, так как установленное ранее электрооборудование (питательные и сетевые насосы, дымососы и вентиляторы) рассчитано на номинальные нагрузки, которые имели место при прежней работе производства, и не возникала потребность в системах автоматического регулирования привода.

7. Повышенные расходы электроэнергии на вентиляционные установки из-за несвоевременного их отключения в момент остано-

ва производственных агрегатов, несвоевременного перекрытия шиберов на отсосах загрязненного воздуха при отключении отдельных агрегатов, неудовлетворительного технического состояния самих вентиляторов и вытяжной сети, находящейся под вакуумом, нарушения работы систем автоматического отключения вентиляторов тепловых завес, установленных на воротах производственных корпусов.

8. Повышенные потери в электрических сетях из-за неудовлетворительного состояния компенсирующих устройств, несоблюдение оптимального режима их работы.

9. Слабо внедряется частотное управление электроприводом крупных насосов.

#### **По организации учета**

Отсутствие учета отпуска тепла котельной и его расхода крупными потребителями, выработки сжатого воздуха, расхода воды в системе водооборота, производства холода, расхода электроэнергии отдельными цехами и энергоемкими агрегатами. Отсутствие паспортов на узлы учета.

#### **Недостатки в нормировании**

Ранее действовавшая система нормирования расходов ТЭР на производство отдельных видов продукции, к сожалению, на многих предприятиях утрачена, а нормы необходимо корректировать.

Целями нормирования являются:

1. Определение для конкретных условий производства технически необходимого расхода ТЭР на производство единицы продукции.
2. Обеспечение рационального и экономного расходования ТЭР, исключая элементы непроизводительных расходов.
3. Установление потребности в ТЭР на планируемый период.

К сожалению, в настоящее время нормирование, в основном, производится в млн. сум. ВВП, что в условиях постоянной инфляции и роста цен на продукцию не позволяет объективно и своевременно оценить снижение расходов ТЭР.

Из-за недостатков финансирования задерживается работа по выпуску новых ГОСТов, регулирующих эффективность энергопотребления.

## **1.6. Основные процедуры энергосбережения**

Они основываются на проведении следующих мероприятий:

**1. Проведение энергетического обследования (энергоаудита).** Для эффективной работы необходимы знания: где, в каком виде, сколько и зачем расходуется энергия, необходимо иметь соответствующие данные этим вопросам.

Первым шагом в процессе сбора этой информации является проведение энергетического обследования на предприятиях.

**2. Разработка мероприятий по энергосбережению.** Для проведения энергосбережения необходимо для каждого конкретного предприятия разработать индивидуальные мероприятия. В практике работы энергетических служб промышленных предприятий целесообразно внедрение мероприятий, направленных на повышение эффективности использования энергетических ресурсов, использование новой техники.

**3. Оценки величины сбережения энергии.** Процесс управления энергосбережением, в конечном итоге, приводит к управлению показателями энергоемкости продукции. Значительное число показателей, влияющих на энергоемкость продукции, требует глубокого исследования, выявления связей между ними, путей их оптимизации.

**4. Разработка организационной структуры энергоменеджмента.** Реализация механизма энергосбережения требует рассмотрения структуры управления энергосбережением на предприятии. Рыночная концепция управления производством требует признать одним из главных действующих лиц, после генерального директора предприятия, специалиста в области энергетики, т.е. менеджера-энергетика.

**5. Материальное стимулирование энергосбережения.** Взаимоотношения между руководством предприятия и персоналом, вовлеченным в процесс энергосбережения, должны определяться договором, в котором необходимо отразить интересы сторон, связанные с техническими, правовыми, экономическими, социальными и другими аспектами как для одной, так и для другой стороны.

Основные мероприятия по этапам можно сгруппировать в следующую структурную схему (рис 1.2.):

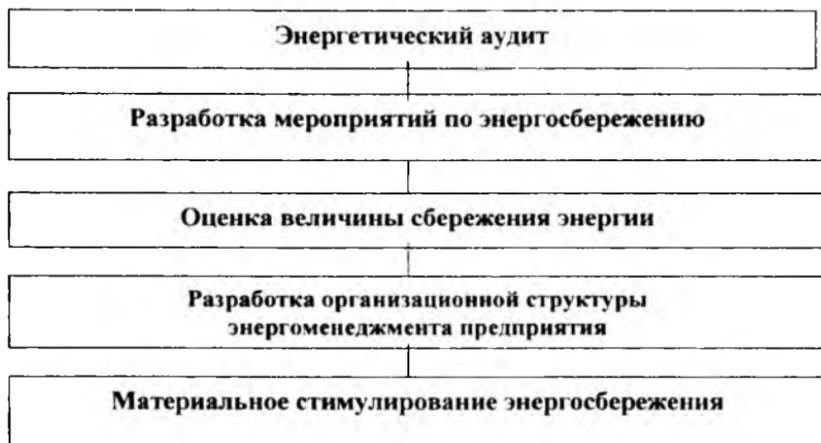


Рис 1.2. Основные процедуры энергосбережения

## **РАЗДЕЛ II. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПАСПОРТИЗАЦИЯ**

### **2.1. Виды и содержание энергетических обследований и энергоаудитов**

В данном разделе будем рассматривать энергетические обследования, энергетические аудиты и энергетические экспертизы в качестве идентичных процедур и процессов, имеющих одинаковые цели, методы, инструменты, а также технологии проведения – будем называть их энергетическими аудитами. Такой подход характерен для стран, где энергетические аудиты проводятся, начиная с 70-х годов прошлого века.

Сложность, правила проведения и документация, требуемая для предоставления отчета или энергетического паспорта, возможности бюджета и так далее - вот что обычно диктует финансирование определенного вида аудита. Так, как аудиты сами по себе выполняются для конкретных нужд, они могут подразделяться по объему, масштабам и содержанию. Хотя нет жестких общих правил, кроме понятий «трудно», «быстро», «эффективно», большинство аудитов могут относиться к одному из 3 следующих видов:

#### **А. Предварительный энергетический аудит (ПЭА, краткий, простой, быстрого просмотра, демонстрационный, сквозной)**

ПЭА - простейший, самый быстрый и наиболее недорогой вид аудита. Его целью является создание «общей картины» предприятия, его технологических процессов или энергосистем и затем оценка *потенциальных* возможностей энергосбережения. Для него требуется только основная информация об использовании энергии и производстве продукции, а также визуальная инспекция во время «быстрого просмотра» предприятия для определения оперативных возможностей сбережения. В это время проводится мини-опрос рабочего персонала. (Подробные дополнительные измерения, установка переносных приборов, счетчиков и тестирование оборудования - все это обычно не выполняется для этого типа энергоаудита).

Обычно этот тип аудита не охватывает основные проблемы и учитывает только энергосберегающие мероприятия (ЭСМ) с простым сроком окупаемости. Быстрое сравнение норм использования энергии с промышленными стандартами, публикуемыми в справочной литературе может обеспечить быструю оценку возможного

потенциала сбережения. Форма конечного отчета проста и зависит от природы результатов. Обычно ПЭА предназначен для определения необходимости более подробного и конкретного анализа. Когда результаты показывают неоспоримые возможности сбережения, может быть проведен более расширенный вид аудита.

Затраты на ПЭА могут быть отнесены на затраты за общие услуги (обычно предоставляемые компаниями электроснабжения, газоснабжения, энергетическими и энергосервисными компаниями) или на затраты за услуги с оплатой по контракту (от \$0,01 до \$0,05/квадратный метр обследуемой площади). Обычно минимальная плата за ПЭА составляет сумму, требуемую для покрытия затрат за время работы и времени на отчет. Это связано с тем, что после ПЭА будет заключен более значительный контракт на проведение дальнейших более детальных энергетических аудитов.

**В. Общий аудит (далее ОЭА, детальный, узловый, полный, подробный)**

ОЭА, в основном, расширяет ПЭА проведением подробного сбора данных, включающего: нормы и тарифы, профиль энергоиспользования, специальные измерения, учет параметров и тестирование отдельных видов оборудования и предприятия в объеме, требуемом для документирования. Опросы рабочего персонала и ПЭА проводятся более подробно для лучшего понимания технологических процессов и производственных нужд предприятия.

ОЭА требует более подробного анализа полученных данных и более тщательного сравнения индексов энергоиспользования с установленными нормами и стандартами. Во многих случаях разрабатывается приближенная модель энергоиспользования (которая может использовать программные модели и может быть динамической моделью, отражающей различные рабочие условия в течении года, дня и так далее), помогающая предсказать возможности энергосбережения и потенциальной экономии финансовых затрат.

Этот вид энергоаудита обычно оценивает количественно все ЭСМ, которые требуют инвестиционного обеспечения. В отчете указывается детали и техническая документация, позволяющие принимать рекомендации без дополнительных исследований. Этот вид аудита обычно необходим для таких ЭСМ, где требуется завершенность и высокая эффективность окупаемости вложенных затрат без излишних деталей или необходимой глубины.

Для ОЭА почти всегда требуются услуги профессиональных инженеров и/или сертифицированных энергетических менеджеров аудиторов. Обычная плата за выполнение ОЭА прямо пропорциональна размеру предприятия и/или количеству и сложности оборудования, а также объему требуемых технических и финансовых анализов. Можно отметить, что многие энергоаудиторские компании проводят этот тип энергоаудита, как часть своего контрактного пакета работ, но обычно эти гарантированные услуги не входят в контракт. Этот тип энергоаудита проводится по отдельному контракту или по письменному соглашению.

Минимальная оплата на покрытие времени и подготовки отчета такого аудита составляет от примерно \$2000 до \$5000. Обычная фиксированная плата за услуги по таким аудитам составляет от \$0,05 до \$0,1 за квадратный фут для простого оборудования и от \$ 0,10 до \$0,15 и больше за квадратный фут для более сложного оборудования. Когда такой аудит касается технологического процесса, то он станет достаточно затратным и, для предприятия среднего размера, его стоимость может превысить \$100000. Для крупных предприятий стоимость ещё более увеличивается.

### **С. Инвестиционный энергетический аудит (ИЭА, макси-аудит, аудит с технико-финансовым анализом, всесторонний)**

Этот вид аудита (ИЭА) является наиболее полным, сложным, длительным и дорогим из всех аудитов.

ИЭА является дальнейшим расширением ОЭА в части сбора данных, моделирования, финансового анализа и отчетности. Этот вид аудита требуется для того, чтобы *все* фазы закупок и энергоиспользования *оценивались, измерялись и документировались* для включения в конечный отчет. Технически, этот аудит приводит к энергетической модели, которая учитывает почти все использование энергии и затрат. Он требует моделирования и оценки каждого цеха, оборудования для возможного перечня ЭСМ. Обширные интервью проводятся с персоналом, собираются данные для полного анализа рабочих параметров и нужд производства предприятия. Это проект требует предельно полных данных.

Фаза анализа включает *динамическое моделирование* (обычно программную модель) использования всей энергии, так же как и каждого предложенного ЭСМ. Последовательное «ранжирование» этих ЭСМ посредством финансового анализа должно быть представлено с особыми рекомендациями. Обычный финансовый ана-

лиз в ИЭА включает анализ полного срока окупаемости с учетом налогов, амортизации и влияния качества обслуживания и эксплуатации. Различные режимы финансирования и лизинга обычно включаются в основные элементы затрат вместе с особыми квотами продавца.

ИЭА выполняется профессиональным энергоконсультантом или инженерной энергосервисной энергоаудиторской фирмой, когда все фазы аудита детализированы и *оплачиваются по мере выполнения*.

Обычно ИЭА выполняется согласно контракту и может повлиять даже на тип технологического процесса. Затраты высоки на каждой стадии выполнения. Плата за работу как было указано выше обычно зависит от размера предприятия и/или количества и сложности оборудования, размера технического и финансового анализа, определенных в контракте и уровня/гарантий и результативности и надежности рекомендаций. Обычно промышленные предприятия не требуют такого типа аудита ввиду очень высоких затрат.

Минимальные расценки за ИЭА начинаются с \$10000 (только за время и отчет). Обычные фиксированные затраты за услуги - от \$0,1 до \$0,2 за квадратный фут при простом оборудовании и от \$0,2 до \$0,3 за квадратный фут при более сложном оборудовании. Когда учитываются специальные или самые новые технологии (такие как когенерационное оборудование, гибридные HVAC системы, переключаемые виды топлива, экстенсивное тепловосстановление и т.д.) или они рассматриваются как компоненты этого вида аудита, то затраты на аудит значительно повышаются, отражая проведение исследований и дополнительного анализа. Как сказано выше, требуемые гарантии надежности рекомендаций и/или постоянная поддержка услугами увеличивает стоимость контракта.

Обычно в большинстве случаев на предприятиях получается что-то «гибридное», учитывающее первоначально ПЭА, затем некоторые требования ОЭА. Все это ограничивает масштаб аудита, уменьшает объемы данных и требуемого времени. В результате может получиться полезный аудит с относительно невысокой стоимостью. Вначале финансируются наиболее экономически выгодные ЭСМ, сбережения от которых могут использоваться для финансирования дополнительных видов энергоаудита, что в свою очередь вызовет дополнительные ЭСМ и так далее.

Что будет следующим шагом после проведения энергоаудита?

*Во-первых*, это реализация тех мероприятий, которые были рекомендованы специалистами, после проведения аудита. Большинство предприятий сегодня функционируют в условиях недостаточности оборотных средств. Поэтому деньги на модернизацию производства выделяются в меньших объемах, чем необходимо. В этой ситуации энергоаудит должен помочь расставить приоритеты и запланировать мероприятия, чтобы они принесли наивысший экономический эффект.

*Во-вторых*, энергетические службы должны учиться осуществлять непрерывный контроль за распределением энергоресурсов самостоятельно. Энергоаудиторы оставляют за собой сформированную систему критериев, характеризующую положение предприятия на момент аудита. На этой почве должен развиваться современный энергетический менеджмент - команда специалистов, способных не только решать оперативные задачи, связанные с исправностью отдельных систем, но и рационально управлять энергетическим хозяйством, используя в качестве критерия энергетическую составляющую себестоимости продукции.

## **2.2. Этапы проведения энергоаудита**

Ниже приводится одна из рекомендуемых для предприятий структурных схем проведения энергетических аудитов, состоящая из 8 шагов – этапов.

**1 шаг:** Предварительный (краткий) аудит видов и количеств энергии, покупаемых у их производителей.

Данный шаг необходим для определения связанных с этим издержек:

а). Первый пункт - суммировать расходы на покупку энергии.

Для этой цели собираются инвойсы и соответствующие контракты, собственные записи счетчиков, заполненные данными формы, ежегодные счета, отчеты и т.д.

Количество израсходованной энергии в текущем и прошлом годах может быть суммировано с помощью листа закупок. Для предварительного аудита рекомендуется использовать стандартные листы сбора данных. Иногда точные цифры энергетических потерь невозможно определить и, вследствие этого, необходимо установить измерительные счетчики. На первом этапе таких счетчиков не должно быть много, из-за необходимости сохранять инвестиционные расходы низкими и во избежание переполнения данными.

Энергетические расходы следует учитывать дифференцированно. Энергетические расходы определяются по покупаемым энергоресурсам (электричество, нефть, газ, отопление, жидкое топливо), в том числе и любая энергия, производимая на заводе.

б). Следующий пункт - энергозатраты текущего года необходимо сравнить с затратами предыдущих лет. Сюда также рекомендуется включить для сравнения любые перемены в производительности.

**2 шаг:** Исследование возможных причин и мест потерь энергии.

Этот шаг - это детальное исследование распределения энергии в компании и выявление основных мест расходов энергии. Для этой цели компания и источники данных подразделяются на следующие сектора:

- покупка энергии,
- переработка энергии (возможно передача),
- распределение энергии,
- использование энергии.

Должны быть исследованы специфические данные о заводе:

- производительность,
- год запуска,
- выполняемые операции,
- тип используемых проводников,
- технологический процесс и т.д.,
- расход энергии.

Если данные о расходах энергии недоступны, должны быть выполнены измерения. А так как эти измерения требуют траты большого числа рабочих часов, измерения должны проводиться лишь там, где это абсолютно необходимо.

В некоторых случаях эти объемы возможно подсчитать расчетным путем. Например, при питании насоса потери энергии на сеть могут быть определены на основе отправленного и полученного количества энергии, а также норм эффективности работы насоса. Отклонение (увеличение) от нормативного объема может означать, что насос для выполняемых задач слишком мощный. На первой стадии сбор и подсчет данных по энергетической ситуации должен быть ориентирован на основные точки расхода энергии. Иногда полезно ограничить охват оборудования для анализа. Если, к примеру, первая проверка выявит, что существующие котлы имеют низ-

кий КПД, тогда дальнейший анализ должен быть сконцентрирован на котельной.

Использование энергии: электропроводы, освещение, отопление, поддержание температурного уровня, производство горячей воды, холодильники и др.

**3 шаг:** Составление диаграммы распределения и использования энергии (энергобаланса).

После того, как виды и количество распределяемой энергии и применяемых источников были собраны и разбиты на сектора, результат может быть выведен в диаграмму распределения энергии.

Диаграмма иллюстрирует потоки энергии в компании и показывает распределение различных видов энергии между отдельными потребителями. Таким образом, диаграмма позволяет получить представление об основных потоках энергии, их источниках, о слабых местах, где возможны утечки и возможность для их улучшения.

**4 шаг:** Анализ распределения энергии. Выполнение показателей использования.

Теперь имеются относительно детализированные данные об энергетической ситуации на предприятии. Очевидно, имеющихся данных достаточно, чтобы указать основные слабые места в распределении и использовании энергии и оценить энергетические расходы, как целиком, так и в различных секторах схемы распределения энергии предприятия.

Показатели энергетической производительности предоставляют возможность оценить приход энергии. Энергетические расходы здесь соотносятся с объемом произведенной продукции.

Примеры:

- выработанные кВт.ч энергии,
- метры производимой стальной проволоки,
- количество сотрудников,
- тонны производимого пластика,
- килограммы отстиранного белья,
- вес и метры произведенного текстиля и т.п.

При формулировании производственного показателя важно, чтобы энергетические затраты были соотнесены со всеми факторами, определяющими эти затраты.

Специфические энергозатраты на единицу продукции (удельные расходы) всегда зависят от большого числа факторов, таких как технологический процесс, КПД оборудования завода, рабочих

смен, производимых объёмов и количеств и т.д. Это означает, что величина показателя не позволяет произвести прямой расчет эффективности использования электрической энергии производственной структуры.

Как бы то ни было, энергетический показатель позволяет одну компанию сравнивать с другой со сходной производственной структурой. Также можно сравнить отделы или цеха, выпускающих сходную продукцию в одной компании. Показатель используется, чтобы обнаружить слабые внутренние места компании: заводы или цеха с максимальным расходом энергии на единицу продукции должны быть первыми подвергнуты детальному исследованию.

Например, достаточно просто сравнивать показатели, относящиеся к отоплению. Потребление тепла соотносится с пространством этажа. Например, зданиях с величиной расхода энергии примерно равной  $150 \text{ (кВт.ч/м}^2\text{)/год}$ . Если этот средний объем определен более чем  $200 \text{ (кВт.ч/м}^2\text{)/год}$ , должны быть срочно предприняты меры по сохранению энергии. Сберегая тепло при помощи новых технологий в строительстве и т.п. можно достигнуть объемов  $60 \text{ кВт.ч/м}^2$  и меньше.

Необходимо помнить, что расход энергии зависит также от климатических условий. Таким образом, необходимо принимать во внимание температуру окружающего воздуха.

**5 шаг:** Определение «слабых» точек в распределении энергии.

После того, как определены расходы энергии и энергетическая эффективность, следующим логичным шагом следует предположить нахождение таких точек и причин этого. Анализ слабых точек обычно отражает возможности эффективного уменьшения энергетических расходов и связанных с этим затрат.

Примеры анализа «слабых» точек.

*Закупка энергии:*

Найдено: Высокие расходы на потребляемую электроэнергию.

Причина: Отсутствие персонала, способного грамотно создавать график работы станков и загрузки их сырьем.

*Переработка энергии.*

Найдено: Низкая эффективность котельной.

Причина: Чрезмерные потери тепла через воздух.

*Распределение энергии.*

Найдено: Высокие потери пара.

Причина: Слабая теплоизоляция, повреждена конденсационная очистка.

### *Использование энергии.*

Найдено: Большие энергопотери на освещение.

Причина: Отсутствие контроля за освещением, низкая эффективность проводки, загрязнение стекол и стен.

**6 шаг:** Разработка списка мероприятий по энергосбережению

Осознание возможностей эффективного использования энергии более эффективными способами должно вести к соответствующим действиям. Поэтому следующим шагом должно стать составление списка соответственно необходимых мер. Сначала эти меры должны быть просто поняты и записаны без обозначения приоритетов. И лишь вторым шагом будет оценка и классификация этих мер по определенным критериям, которые должны быть выбраны.

Перечень критериев оценки ЭСБ для производственного предприятия (приблизительный) из трех пунктов:

1 = низкие издержки или их отсутствие,

2 = низкие либо средние издержки,

3 = большие инвестиции.

В разделе 2.5. приведено более подробное описание списка возможных мероприятий.

**7 шаг:** Сортировка и отбор мероприятий.

Возможные меры по сохранению энергии делятся на 2 типа: организационные и инвестиционные, согласно этим критериям.

1. Организационные меры обычно не требуют существенных затрат и, соответственно, могут быть предприняты немедленно, необходимо лишь проследить, чтобы эти меры не мешали производственному процессу. Иногда сложно убедить руководство или персонал в необходимости принятия тех или иных мер. Соответственно запуск этих мер предполагает определенную долю настойчивости. В большинстве случаев меры, конечные результаты которых просматриваются ясно, должны быть начаты немедленно.

2. Рассматривая инвестиционные меры, рекомендуется составить список критериев, согласно которому можно согласовать приоритеты начальных мероприятий. Эти критерии не должны ограничиваться операционными аспектами, в учет должны приниматься и другие факторы:

- Уровень инвестиций. При определенных условиях текущей финансовой ситуации можно предотвратить инвестиции, которые фактически не относятся к расходной части баланса.

- Период получения задолженностей. Чем короче период возвращения задолженностей, тем раньше возвращенный капитал направляется на инвестиции.

- Затраты на техническое обслуживание и ремонт. Заменяя старое и поддерживая в хорошем состоянии существующее оборудование, можно сэкономить определенные средства (например, на ремонт, оплату лишних часов рабочим и т.п.)

- Коэффициент использования. Чем лучше использование энергии на заводе, тем ниже издержки на неё.

- Экономия на инвестициях. Меры по сохранению энергии позволяют повысить количество производимой продукции, которое возрастает без вложений в средства производства.

- Надежность поставщиков энергии. Компания крепнет, поскольку падает зависимость от поставщиков энергии.

- Макроэкономические критерии. Аккумулирование энергии экономит энергоресурсы и положительно влияет на окружающую среду. Покупательская способность возрастает, а это поддерживает существующие рынки и создает новые.

- Предохранительные меры в связи с возможными техническими проблемами. Структурный план проекта может быть составлен с помощью этих критериев и принят к рассмотрению руководством компании. План содержит график исполнения выбранных мер.

Предостережение: меры по сохранению энергии не всегда срабатывают на первом этапе и дают положительный эффект. Кроме того очень часто после выполнения одной меры, другая мера снижает эффективность первой.

### **8 шаг. Процедура тендера.**

В интересах каждой компании чтобы исполнение мер по сохранению энергии удовлетворяло не только техническим запросам компании, но также должно быть экономичным, несколько это возможно. Процедура тендера проводится на реализацию предлагаемых по результатам энергоаудита энергосберегающих мероприятий.

Если короткие сроки и меры не являются технически комплексными, предпочтительнее их выполнять, используя собственные ресурсы, т.е. инженеров для планирования, а технологический штат для реализации намеченных мероприятий.

Для комплексных мер (наладка, реконструкция, модернизация) в основном необходимо нанимать внешних специалистов. Для

этой цели рекомендуется объявить тендер. В этом случае заявки на тендер со спецификацией работ распространяются по фирмам, производящим оборудование и по консалтинговым энергосервисным компаниям. Эти фирмы должны быть компетентными, доступными и достаточно оснащенными и подготовленными технически, чтобы выполнить контракт.

Для заявки на тендер очень важно, чтобы спецификация работ, необходимых к выполнению была точной. Только в этом случае участники тендера могут предложить к рассмотрению калькуляцию, которая сохранит свой объем, когда работы будут выполнены.

### **2.3. Компоненты, необходимые для проведения энергетических обследований**

Квалифицированное проведение полноценных энергетических обследований должно обеспечиваться соответствующими компонентами, основными из которых являются:

- нормативно-правовое и организационное обеспечение;
- квалифицированный энергоаудиторский персонал;
- финансовое обеспечение проведения энергетических обследований;
- методическое обеспечение;
- инструментально-приборное и техническое обеспечение;
- информационное обеспечение.

Отсутствие какой-либо из компонент или её недостаток, отрицательно сказывается на результатах энергетического обследования, его качестве, полноценности и завершенности. Компоненты тесно взаимосвязаны и дополняют друг друга при проведении энергообследований.

В настоящих условиях все большую роль в разработке и реализации программ энергосбережения играют независимые энергоаудиторские и консалтинговые структуры.

Подавляющее большинство персонала звена управления на конкретных объектах промышленности, транспорта, жилищно-коммунального хозяйства, т.е. в энергопотребляющих секторах экономики сталкиваются с тем, что не могут самостоятельно и в сжатые сроки реализовать технические мероприятия с гарантированной энергетической эффективностью. Это обусловлено огромным количеством взаимосвязанных причин: неэффективным энергетическим оборудованием, отсутствием полной и достоверной ин-

формации о действительном состоянии энерготехнологических объектов и процессов, низким уровнем квалификации эксплуатационно-технического персонала, отсутствием мотивации внедрения энергосберегающих проектов и т.д.

Многие из этих проблем достаточно успешно решаются, накоплен достаточный опыт и знания по проблемам энергосбережения в различных отраслях народного хозяйства, включая энергетику промышленности, сельское хозяйство и жилищно-коммунальный сектор.

Задачи и особенности энергоаудита (например, степень детальности или периодичность проведения аудитов) определяются характером, масштабом и уровнем сложности установки, а также энергопотреблением составляющих ее технологических процессов и систем:

- в условиях крупных объектов и установок, в состав которых входит большое количество систем и отдельных энергопотребляющих компонентов, например электродвигателей, необходимо определить приоритеты сбора данных, сосредоточившись, в первую очередь, на аспектах деятельности, с которыми связано значительное энергопотребление и, как следствие, существенный потенциал энергосбережения;
- для небольших установок может быть достаточно обзорного аудита типа ПЭА.

### **2.3.1. Нормативно-правовое и организационное обеспечение**

Для определения эффективности использования потребляемых энергоресурсов, выбора способов снижения нерационального энергопотребления, получения информации для объективной оценки потребления энергии, как в натуральном, так и в стоимостном выражении необходимо, как и предусматривается нормативно – правовыми документами государственного уровня проведения энергетических обследований. Указанные обследования силами независимых экспертных аудиторских центров (исполнителей) позволяют обеспечить уровень эффективности использования энергетических ресурсов на предприятии (заказчике) и наметить целесообразные меры по энергосбережению.

В Республике Узбекистан в настоящее время зарегистрировано и получили лицензию (разрешение) на проведение энергетических обследований около 15 организаций и центров. Из них только

несколько ведут активную энергоаудиторскую деятельность, что связано с рядом причин, о которых можно сказать, то что если в момент получения лицензии-разрешения на энергоаудиторскую деятельность, они отвечали соответствующим требованиям «Узгосэнергонадзора» и «Узнефтегазминспекции» то сейчас не все из них могут проводить качественные энергетические обследования (уход специалистов, отсутствие портативных приборов, низкие тарифы на проведенные работы по ЭО).

По расчетам специалистов ООО «Узбекистон энергомаркази» в республике должно быть несколько десятков центров, полностью оснащенных и готовых к проведению ЭО и ЭА. Расчет основывается на том, что в стране имеется около 120 крупных предприятий, которые обязаны, согласно законодательству, проводить энергообследование не менее одного раза в 5 лет. Обследование одного крупного предприятия проводится в течение 8-12 месяцев. Как правило, одна обычная организация - энергоаудитор может проводить одновременно обследование не более 2-3 предприятий. Простой расчет показывает, что количество таких центров в республике должно быть не меньше 40-50.

В первом разделе данного пособия были подробно рассмотрены существующие в республике нормативно-правовые документы по рациональному использованию энергии, проведению энергетических обследований и экспертиз. Эти документы, прежде всего типовые правила и программы проведения энергетических обследований, являются основными при проведении на конкретном предприятии.

При заключении контракта на проведение энергетического обследования основными документами являются техническое задание и рабочая программа проведения обследования. Эти документы составляются в ходе подготовки проведения энергообследования. Вначале предприятием-заказчиком подготавливается техническое задание на проведение ЭО. На основе техзадания энергоаудиторской организацией (исполнителем) составляется рабочая программа. Техзадание утверждается руководством заказчика и согласуется с исполнителем, а рабочая программа согласуется с заказчиком и утверждается «Узгосэнергонадзором», а при необходимости - и «Узнефтегазминспекцией». На основе этих документов заключается контракт на выполнение работ по энергетическому обследованию. В контракте оговариваются сроки, глубина обследования, объёмы и

графики работ, стоимость и т.д. Согласуется список участников работ от заказчика и исполнителя. Если экспресс обследования могут занимать несколько дней и недель (в зависимости от мощности предприятия и количества энергоаудиторов), то подробный, инвестиционный аудит занимает месяцы. Здесь необходимо учесть, что энергетическое обследование должно охватить все времена года: зиму, весну-осень, лето. В разное время года расходы энергии и энергоносителей меняются. Это обстоятельство удлиняет период обследования, но является необходимым для выработки соответствующих энергосберегающих мероприятий.

Довольно часто у руководства крупных предприятий и организаций возникает желание поручить проведение энергетического обследования своим энергетическим службам, т.е. провести обследование собственными силами (внутренний энергоаудит). Такой подход объясняется рядом причин. Это и желание сэкономить финансовые затраты на проведение обследования, и желание не разглашать сведения о своей деятельности, часто являющихся коммерческой тайной, и другие причины. Конфиденциальность сведений, получаемых в процессе энергетического аудита, без сомнения является прерогативой заказчика.

Это обстоятельство иногда становится препятствием при заключении контракта, анализе эффективности работы предприятия или учреждения. Между тем без обеспечения необходимой информации невозможно достичь желаемых результатов. При этом сразу следует оговориться, что в соответствии с правилами, результаты энергоаудита не должны являться основанием для санкций против предприятия или организации со стороны надзорных органов.

Независимое и компетентное энергетическое обследование приносит более эффективные результаты.

**Организация работы по энергосбережению.** На ряде обследуемых предприятий разрабатываются программы энергосбережения на текущий год и перспективный период или планы организационно-технических мероприятий по экономии ТЭР.

Однако анализ показывает, что на многих предприятиях программы и планы энергосбережения разрабатываются на уровне служб главного энергетика и ограничиваются мероприятиями, связанные с эксплуатацией собственно энергохозяйства, без участия других технологических служб. По этой причине эффективность

годовых программ остается весьма низкой: порядка 0,5-1,5% от потребления ТЭР и даже ниже.

Программа энергосбережения должна охватывать наиболее энергоемкие участки производства, внедрение совершенных технологических процессов и оборудования, требующих меньших энергозатрат, модернизацию и реконструкцию действующего оборудования, снижение потерь энергии и энергоносителей во всех элементах энерго- и топливоснабжения предприятия, автоматизацию технологических процессов, использования вторичных энергоресурсов и т.д. По каждому мероприятию, включаемому в план, необходимо проводить расчет его эффективности.

### **2.3.2. Квалифицированный энергоаудиторский персонал**

Энергоаудит может быть внутренним и внешним, т.е. проводиться собственными силами или с привлечением сторонних специалистов. Наличие квалифицированных кадровых ресурсов является необходимым условием проведения энергетических обследований; сотрудники предприятий, деятельность которых может повлиять на уровень энергопотребления и энергоаудиторы должны проходить соответствующее обучение.

Энергоаудиторская фирма, для получения лицензии (разрешения) на проведение энергетических обследований, должна показать, что в её составе имеются квалифицированные дипломированные специалисты, имеющие опыт в сфере энергетического менеджмента и способные провести качественное энергетическое обследование.

Поддержание уровня квалификации в сфере энергоэффективности осуществляется с помощью таких методов, как:

- привлечение квалифицированного персонала и/или его обучение. Обучение может проводиться собственными специалистами организации или внешними экспертами, в форме организованных учебных курсов;
- периодическое освобождение работников от повседневных обязанностей для участия в плановых обследованиях или расследованиях по конкретному вопросу (в пределах их собственной установки или на другой установке);
- обмен кадровыми ресурсами между объектами;
- привлечение консультантов, обладающих необходимой квалификацией, для проведения плановых обследований;

- делегирование специализированных функций и/или эксплуатации специализированных систем внешней организации.

### **2.3.3. Финансирование энергетических обследований**

Финансирование работ по проведению энергетических обследований предприятий может производиться из следующих источников: собственных средств потребителей ТЭР;

кредита банка;

инвестиций;

специального республиканского межотраслевого счета энергосбережения;

иных поступлений, не противоречащих законодательству.

Финансирование энергетических обследований и экспертиз объектов энергетики производится за счет организаций, выступивших инициатором обследования, например, ГАК «Узбекэнерго».

Энергоаудиторы, при наличии технической и финансовой возможности, по договору могут инвестировать или выполнять физический объем согласно плану, при этом возврат инвестиций и оплата выполненных работ производится за счет прибылей, полученных от повышения энергоэффективности производства.

Потребители ТЭР, в том числе и предприятия энергетической сферы, своевременно проводящие энергетические обследования, имеют право на льготное финансирование из бюджетных и внебюджетных источников для реализации мероприятий по энергосбережению в порядке, установленном законодательством.

В случае подтверждения недостоверности результатов энергетических обследований, проведенных энергоаудиторами, последние обязаны возместить предприятию ранее понесенные ими затраты или затраты по проведению энергетических обследований.

Вышеперечисленное позволяет выявить особенности проведения энергетических обследований предприятий энергетической сферы в рамках существующей нормативно-правовой базы в республике и осуществить разработку рекомендаций по их практической реализации.

### **2.3.4. Методическое обеспечение**

Можно считать, что задача будет успешно решена, если известен алгоритм и метод решения.

Основой энергоаудита является методическое обеспечение, определяющее порядок и правила проведения обследований энергохозяйства предприятий и организаций. В настоящее время вопросам методического обеспечения энергоаудиторской деятельности уделяется огромное внимание. Среди оснований для выдачи лицензий на проведение энергетических обследований важнейшим является наличие методических материалов, позволяющих оценивать эффективность использования энергетических ресурсов. Методическое обеспечение представляет собой объемный спектр разных методик проведения энергетических обследований различных типов предприятий и установок.

На сегодняшний день основополагающие методические материалы в РУз отсутствуют или регламентируются временными нормативными документами. Ведущие энергоаудиторские фирмы на практике реализуют, как правило, свои методики проведения обследования энергохозяйства и его отдельных систем (топливо-, тепло-, электро-, водо-, воздухо- и холодоснабжение), прошедшие экспертизу и утвержденные в соответствующих инстанциях. В связи с этим, из-за неполноты или отсутствия методического обеспечения при проведении ЭО какого-либо объекта, разрешается по согласованию с Узгосэнергонадзором пользоваться методиками, утвержденными государственными надзорными органами стран СНГ.

### **2.3.5. Инструментально-приборное обеспечение**

#### **Приборы для энергетического аудита.**

В настоящее время используются различного вида приборы, которые можно сгруппировать в четыре класса:

- показывающие;
- регистрирующие;
- интегрирующие или суммирующие;
- контролирующие.

При осуществлении энергетических аудитов и выполнении программ по энергосбережению на промышленных предприятиях часто используются переносные портативные приборы, разработанные в основном для нужд энергоаудитов и удобных в использовании.

Приборы должны содержаться в хорошем эксплуатационном состоянии и регулярно проверяться (агентством «Узстандарт»). Приборы должны быть использованы для измерений величин, па-

раметров находящихся в соответствующих интервалах и само измерение должно производиться на основе правил по их измерению.

Большинство предприятий имеют системы базового измерения, такие как приборы коммерческого потребления энергии. Кроме того, требуются измерения расхода энергии в различных зонах или отделах, возможно даже в различных производственных линиях или модулях для получения достоверных данных по энергопотреблению на каждом участке. Проводимые контрольные измерения могут также обеспечить проверку счетов на энергию и энергоносители, услуг и ежемесячных счетов для всего предприятия в целом.

Необходимо рассмотреть потребность в дополнительных счетчиках на каждом предприятии.

**Инструментальное обеспечение энергетических обследований.** С приборным обеспечением энергоаудита дело обстоит проще, когда можно применять оборудование, имеющееся на мировом рынке без всякой адаптации, достаточным условием является наличие сертификата признаваемым Узстандартом. На сегодняшний момент существуют две концепции инструментального обеспечения энергоаудиторской лаборатории:

1. Энергоавтобус с центральным ИВК. Транспортное средство (чаще всего – микроавтобус) оснащается измерительно-вычислительным комплексом (ИВК), к которому подключаются выносные датчики. Автобус подгоняется на возможно близкое расстояние, а датчики с помощью длинных измерительных кабелей устанавливаются на объект измерений. Регистрация многих параметров происходит одновременно, центральный компьютер ИВК обрабатывает данные в реальном времени. Энергоаудиторская лаборатория в таком построении не всегда практична и чрезвычайно дорога. Универсальный энергоаудиторский комплекс на базе микроавтобуса стоит 250-300 тысяч долларов. В настоящее время по такой схеме строятся специализированные диагностические лаборатории, а для общего энергоаудита общепринятой становится вторая концепция.

2. Набор автономных портативных приборов. В этом случае транспортным средством служит обычный легковой автомобиль, в багажнике которого размещается набор необходимых приборов. Каждый прибор должен обладать следующими характеристиками:

- портативность – вес не более 15 кг, исполнение в защищенном корпусе или наличие защитного чехла;

- автономность – наличие встроенного источника питания, обеспечивающего несколько часов работы;

- возможность регистрации данных – наличие внутреннего запоминающего устройства или, в крайнем случае, унифицированного выхода для подключения внешнего запоминающего устройства.

- связь с компьютером – наличие порта и программного обеспечения для передачи данных на ПК;

Из опыта оснащения энергоаудиторских лабораторий можно рекомендовать приобретение портативных приборов в два этапа, что позволит снизить первоначальные затраты. На первом этапе нужно приобрести наиболее необходимые приборы из следующего списка:

- ультразвуковой расходомер жидкости, позволяющий проводить измерение скорости, расхода и количества жидкости, протекающей в трубопроводе, без нарушения его целостности и снятия давления;

- электрохимический газоанализатор, определяющий содержание кислорода, окиси углерода, температуру продуктов сгорания;

- электроанализатор, измеряющий и регистрирующий токи и напряжения в 3-х фазах, активную и реактивную мощности, потребленную активную и реактивную электроэнергию и др;

- бесконтактный (инфракрасный) термометр с диапазоном измерения от 0 до 600 °С;

- набор термометров с различными датчиками: воздушными, жидкостными (погружными), поверхностными (накладными, контактными) и пр.;

- люксметр;

- анемометр;

- гигрометр;

- накопитель данных (профилограф) для записи различных сигналов. Накопитель должен иметь не менее двух температурных каналов для непосредственного подключения температурных датчиков, а также не менее двух токовых или каналов напряжения для регистрации стандартных аналоговых сигналов;

- портативный компьютер (ноутбук) для сбора и оперативного анализа данных.

Перечисленный выше состав лаборатории ориентировочно обойдется в 20-25 тыс. долларов, что на порядок дешевле энергоавтобуса с центральным ИВК. Впоследствии минимальный состав

портативной измерительной лаборатории рекомендуется расширить дополнительными приборами. В первую очередь в предыдущий список следует внести следующие дополнения:

- Ультразвуковых расходомеров должно быть не менее двух для сведения баланса в гидравлических сетях. По крайней мере, один из них должен быть оснащен высокотемпературными датчиками, работающими при температуре теплоносителя до 200 °С.

- Электрохимические газоанализаторы должны быть оснащены датчиками для определения концентрации окислов азота и серы в дымовых газах, а также пылемерами.

В состав лаборатории следует включить дополнительно:

- анализатор качества электроэнергии (гармонических искажений, импульсов, провалов, фликера напряжения), некоторые модели анализаторов дооснащаются этими функциями за сравнительно небольшую плату;

- тестер электроизоляции;
- тестер заземления;
- микроомметр для проверки контактных сопротивлений;
- корреляционный определитель мест повреждения трубопроводов;

- различные течеискатели и детекторы газов;
- тепловизор;
- высокотемпературный инфракрасный термометр (пирометр) с верхним пределом 2000 °С ;

- толщиномер для определения толщины стенок трубопроводов и резервуаров;

- расходомер для стоков;
- манометры и дифманометры на различные пределы измерений;

- определитель качества воды (солесодержание, рН, растворенный кислород);

- тахометр;
- динамометры для измерения усилия и крутящего момента;
- автономные логгеры для длительной регистрации температуры воздуха;

- тепломеры для измерения теплового потока;
- оборудование для тестирования помещений на инфильтрацию.

### **2.3.6. Информационное обеспечение**

#### ***1. Характеристика обследуемого предприятия.***

- Адрес.
- Данные о форме собственности (например, СП).
- Дата создания.
- Численность работающих.
- Режим труда (1,2,3-сменный).
- Основные контактные лица (должность, N телефона).
- Годовой объем выпуска основной продукции.
- Общая структура предприятия (производственные подразделения).

• Информация о том, получает ли обследуемое предприятие энергию со стороны (электроэнергия, топливо, сжатый воздух, горячая вода, пар, возврат конденсата) с указанием поставщиков энергии и кратким описанием точек передачи энергии и способов сбора данных.

• Информация о поставках энергии на сторону (сжатый воздух, пар, горячая вода, холодная вода) с данными о получателях энергии и кратким описанием способов сбора данных.

• Краткое описание установленных мощностей по производству пара, горячей воды, сжатого воздуха и холода.

• Участники обследования, время его проведения.

• Энерготехнические данные.

• Технические данные (паспорта) с указанием:

- типа управления (ручное, автоматическое);
- принцип управления объемным расходом;
- подготовка сжатого воздуха (фильтры, сушка).

• Установленные измерительные приборы:

- для измерения давления (точки измерений, измерительные приборы, состояние техобслуживания);

- для измерения температуры (точки измерений, измерительные приборы, состояние техобслуживания);

- для измерения величины расходов (точка измерения, принцип измерений, поправка на плотность, расчетные таблицы, состояние техобслуживания);

- потребление электроэнергии.

- Данные о способе сбора и оценки рабочих параметров (вручную, автоматически - путем записи на носитель данных, периодичность и методы оценки).

- Электрические, тепловые и другие схемы. Данные о сети сжатого воздуха (диаметры труб, длина сети, измерительные приборы) согласно паспортам.

## **2. Данные по энергоносителям.**

- Производство сжатого воздуха (паспорта).
- Потребление электроэнергии (паспорта).
- Потери сжатого воздуха в отделении его производства (напр. вследствие регулирования путем стравливания).
- Потери сжатого воздуха в сети сжатого воздуха (утечки).
- Объем сжатого воздуха, получаемого со стороны (паспорта).
- Объем сжатого воздуха, поставляемого внешним потребителям (паспорта).

Соответственно, необходимо провести измерения.

## **3. Теплоснабжение.**

Характеристики котельных агрегатов и трубопроводной сети.

- Технические данные котельных агрегатов (паспорта), с указанием:

- принципа регулирования воздухоподачи (вручную, автоматически);
- принципа регулирования производительности котлов (вручную, автоматически);
- принципа продувки;
- принципа регулирования мощности дымоудаления.

- Установленные приборы для измерения:

- расхода топлива;
- объема производимого пара и горячей воды;
- объема продувок;
- объема подпиточной воды;
- объема возврата конденсата и горячей воды (точки измерений, принцип измерений, поправка на плотность, состояние техобслуживания).

- Установленные приборы для измерения:

- температуры (точка измерения, измерительные приборы, состояние техобслуживания);

- давления (точки измерения, измерительные приборы, состояние техобслуживания);
  - содержания  $O_2$  в дымовых газах (точки измерения, измерительные приборы, состояние техобслуживания);
  - содержание  $CO$  в дымовых газах (точки измерения, измерительные приборы, состояние техобслуживания);
  - содержание  $SO_2$  в дымовых газах (точки измерения, измерительные приборы, состояние техобслуживания);
  - содержание  $NOx$  в дымовых газах (точки измерений, измерительные приборы, состояние техобслуживания);
  - содержание пыли в дымовых газах (точки измерения, измерительные приборы, состояние техобслуживания).
- Данные о способах сбора и оценки рабочих параметров (вручную, путем записи на носитель данных, периодичность и методы оценки).

• Общее состояние котлоагрегатов:

- изоляция;
- утечки (содержания  $CO_2$  в дымовом канале);
- температура дымовых газов.

• Данные о сети трубопроводов пара и горячей воды (диаметры труб, длина, измерительные приборы) согласно паспортам.

Эти данные следует запросить или сделать их оценку.

- Производство горячей воды и пара (паспорта).
- Потребление топлива (паспорта).
- Потребность в подпиточной воде.
- Данные об объеме возврата конденсата и горячей воды от потребителей в котлоагрегаты.
- Количество утечек на 1 км трубопроводов (эксплуатационные данные).
- Объем пара, получаемого со стороны (паспорта).
- Объем горячей воды, получаемой со стороны (паспорта).
- Объем подачи пара внешним потребителям (паспорта).
- Объем подачи горячей воды внешним потребителям (паспорта).

#### **4. *Снабжение холодом.***

Характеристика холодильных агрегатов:

- Технические данные (паспорта) с указанием принципа регулирования мощности (ручное, автоматическое).

- Установленные измерительные приборы для измерения:
  - температуры (точки измерения, измерительные приборы, состояние техобслуживания);
  - давления (точки измерения, измерительные приборы, состояние техобслуживания);
  - величины расходов (точки измерений, принцип измерений, расчетные таблицы, состояние техобслуживания).
- Данные о способах сбора и оценки рабочих параметров (вручную, путем записана носитель данных, периодичность и методы оценки).

Данные по энергоносителям:

- Производство холода (паспорта).
- Потребление электроэнергии (паспорта).
- Количество холода, получаемого со стороны (паспорта).
- Количество холода, поставляемого внешним потребителям (паспорта).

Характеристики энергосети:

- Трансформаторы.
- Уровни напряжения сети.
- Компенсация реактивной составляющей.
- Сбор данных измерений.

##### **5. Краткое описание основных производственных процессов.**

• Описание отдельных производственных подразделений и процессов, технические данные основных энергопотребителей.

• Схемы энергопотоков (электроэнергия, сжатый воздух, пар, горячая вода, холод) обследуемого предприятия с разбивкой по отдельным производственным подразделениям. Потребность в электроэнергии для освещения, вентиляции и общая потребность в тепле (отопление, санитарно-бытовые нужды). Для хранения данных в ЭВМ организуются специальные базы данных.

• Данные, в том числе ретроспективные, за последние 3 года: об удельной потребности в энергии отдельных видов и изделий и данные о годовом объеме выпуска изделий или об энергопотребности отдельных производственных подразделений.

Интерес представляют также взгляды и мнения лиц, ответственных за производство, а также специалистов предприятия, участвующих в проведении обследования - о возможных технологических изменениях, обеспечивающих снижение потребности в энергии.

## 2.4. Энергетический баланс предприятия

Составление энергобаланса является важным этапом при исследовании энергетических показателей предприятия и производится с целью анализа и прогноза величины энергосбережения.

Существующие методы составления энергобалансов основываются, главным образом, на показателях потребления энергии и энергоносителей отдельными объектами производства.

Вопросы, связанные с изменением количества перерабатываемого сырья и полуфабрикатов, снижением их потерь в процессе переработки, как правило, балансами не учитываются. Также не учитываются изменения энергетических показателей при наличии внутренних и внешних связей. Ниже показана типичная схема энергетических потоков, необходимая для построения энергобаланса предприятия (рис. 2.1.).

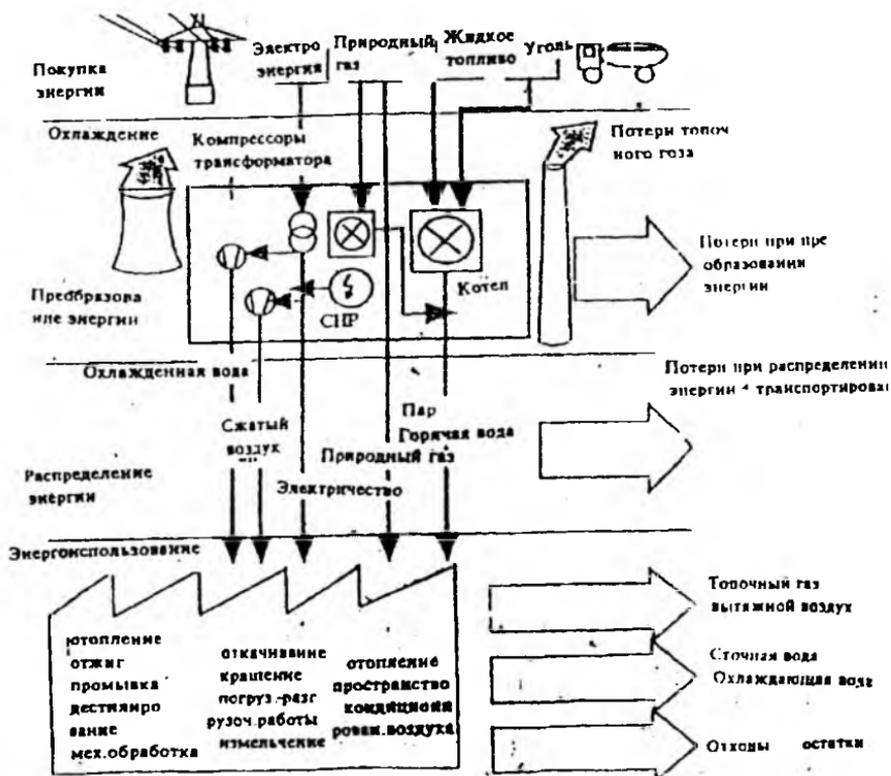


Рис 2.1. Схема энергетических потоков на промышленном предприятии

Основным источником информации, дающим возможность выбора наиболее приоритетных направлений проведения энергосбережения и снижения потерь электроэнергии, является структура энергобаланса промышленного предприятия. В частности, при анализе энергопотребления предприятий электротехнической промышленности, оказалось, что наиболее эффективно проведение энергосберегающих мероприятий по экономии электроэнергии в процессах металлообработки, электротермических процессах, при выработке и использовании сжатого воздуха. Значительный резерв экономии энергии связан также и со снижением потерь электроэнергии в силовых трансформаторах, реакторах, других видах электрооборудования и в электрических сетях промышленных предприятий.

Электробаланс характеризуется балансом активной мощности и энергии и балансом реактивной мощности за исследуемый промежуток времени.

Условия баланса активной энергии определяются тем, что приходная часть должна равняться сумме всей потребляемой электроэнергии, включая суммарные потери в сети, преобразовательных установках и непосредственно в рабочих машинах, кВт.ч:

$$W_{np} = \sum_{i=1}^n W_{ni} + \sum_{j=1}^m W_j \quad i = (1, \dots, n), j = (1, \dots, m);$$

где:  $W_{np}$  - приходная часть электробаланса;

$W_{ni}$  - полезный расход электроэнергии  $i$ -ми потребителями электроэнергии;

$W_j$  - потери электроэнергии в различных  $j$ -х элементах электроснабжения.

Приходная часть электробаланса отражает поступление электроэнергии от сети энергосистемы, других источников электроэнергии, собственных генерирующих мощностей промышленного предприятия. Расход на эту часть характеризует структуру электропотребления по отдельным производственным подразделениям, технологическим и энергетическим участкам с учетом потерь электроэнергии.

При решении проблемы компенсации реактивной мощности и связанных с ней вопросов снижения потерь электроэнергии в различных элементах системы электроснабжения и повышения качества электроэнергии, составляется баланс реактивной мощности. При этом баланс реактивной мощности определяется условием равенства генерируемых реактивных мощностей сумме всех потребляемых мощностей, с учетом потерь реактивной мощности в сети и

других элементах электроснабжения промышленного предприятия, кВт:

$$Q_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n Q_i + \sum_{j=1}^m Q_j,$$

где,  $Q_i$  - реактивная мощность, потребляемая  $i$ -ми потребителями,

$Q_j$  - потери реактивной мощности в  $j$ -х элементах электроснабжения.

Значение  $Q_{\Gamma}$  будет определяться реактивной мощностью, генерируемой энергосистемой в данном узле нагрузки, и реактивной мощностью компенсирующих устройств промышленного предприятия (синхронные двигатели, конденсаторные установки). Основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные электродвигатели и силовые трансформаторы, на долю которых приходится около 80% всей реактивной мощности, потребляемой от энергосистемы, остальная часть приходится на долю различных индукционных аппаратов, воздушных электрических сетей и т.д.

В общем случае, наибольший эффект от построения, расчета и анализа электробаланса может быть получен при условии привлечения не только энергетических показателей, но и показателей, характеризующих объем и количество используемых для технологических целей продуктов переработки (сырье и полуфабрикаты), а также таких компонентов технологического процесса, как сжатый воздух, вода, пар, холод и т.д.



Рис.2.2. Пример энергетического баланса блока угольной ТЭС в виде диаграммы Потье

## **2.5. Разработка и отбор мероприятий по повышению энергоэффективности**

Ниже приводятся основные направления деятельности и примерный рекомендуемый перечень мероприятий по рациональному использованию энергии.

### ***I. Для снижения потерь энергии.***

1. Нормализация параметров энергоресурсов (давление, температура, напряжение и др.).
2. Повышение КПД агрегатов.
3. Повышение качества ремонтов.
4. Снижение потерь в системе электро- и теплоснабжения.
5. Улучшение изоляции на теплопроводах и установках.
6. Компенсация реактивной мощности.
7. Совершенствование текущей эксплуатации.

### ***II. Для снижения энергоемкости продукции.***

1. Снижение потерь энергии.
2. Снижение брака продукции.
3. Повышение качества сырья.
4. Повышение производительности.
5. Сокращение холостого хода оборудования.
6. Сокращение расхода вспомогательных компонентов технологического процесса (сжатый воздух, водород, азот, пар, вода и т.д.)

### ***III. Для снижения потребляемой электрической мощности.***

1. Сокращение потерь мощности.
2. Соблюдение нормативных параметров сырья и полуфабрикатов.
3. Обеспечение нормативных параметров температуры, давления и других.
4. Поддержание нормативного напряжения в электротермических процессах.
5. Регулирование скорости оборудования.

### ***IV. Для уменьшения величины заявленной мощности.***

1. Сдвиг по времени работы энергоемких агрегатов.
2. **Снижение нагрузки отдельных энергоемких агрегатов на период максимума мощности энергосистемы.**
3. Оптимизация времени спадов нагрузки и пауз.
4. Отключение энергоемких агрегатов на период максимума.
5. Использование промежуточных складов и заделов полуфабрикатов для целей снижения нагрузки.

Для принятия мероприятий по снижению потребляемой мощности, можно использовать нижеперечисленные приемы и процедуры.

А. Выбор энергосберегающего режима работы агрегата, технологической линии, участка и цеха для снижения потребляемой мощности может быть обеспечен следующими мероприятиями:

- снижение величины простоя агрегата за счет правильной его эксплуатации;
- наладка агрегата, своевременная и качественная смазка, модернизация и замена отдельных узлов;
- сокращение времени холостого хода при работе в промышленном режиме;
- снижение мощности нагрузки агрегатов путем регулирования его скорости, контроль качества выпускаемой и перерабатываемой продукции.

Б. Снижение заявленной мощности предприятия.

Известно, что в настоящее время промышленные предприятия оплату за электроэнергию производят по двухставочному тарифу, где одной из составляющих является заявленный максимум мощность. Снижение величины заявленной мощности по договору с энергосберегающей организацией ведет к уменьшению суммы оплаты за электроэнергию и, соответственно, к уменьшению себестоимости продукции.

При этом решается одновременно проблема дефицита мощности в энергосистеме (т.е. уменьшение «пиковой» мощности).

Снижение максимума заявленной мощности может быть осуществлено следующими путями:

- перевод времени работы энергоемких агрегатов на часы сниженной нагрузки предприятия;
- отключение или снижение нагрузок агрегатов на период прохождения максимума.

Следует отметить, что мероприятия связанные со сдвигом времени работы, отключением или снижением мощности агрегатов, могут быть реализованы в тех случаях, когда это допустимо по технологии, без уменьшения объема выпускаемой продукции и без ущерба для его себестоимости.

Величина снижения оплаты за заявленную мощность при регулировании может быть определена по следующему выражению:

$$C=(P_z - P_R) * B;$$

где,  $P_z$  - величина заявленной мощности до регулирования;  
 $P_R$  - величина заявленной мощности после регулирования;  
 $V$  - стоимость одного киловатта по двух- или многоставочному тарифу.

**Группировка энергосберегающих мероприятий.** Возможный перечень, разделенный на три группы (категории) по критерию издержек на его проведение:

- 1 = низкие издержки или их отсутствие,
- 2 = низкие либо средние издержки,
- 3 = большие инвестиции.

При этом учитывается также срок окупаемости мероприятия. Низкие издержки окупаются в срок до нескольких месяцев, средние – до 2-3 лет, большие инвестиции – 3-10 лет и более.

Таблица 2.1.

Список оборудования и мероприятий	Категория издержек
<u>Моторы и двигатели</u>	
1. Убедитесь, что моторы не работают вхолостую в течение долгого времени, используйте датчики нагрузки	1,2
2. Проверьте, чтобы мощность моторов не была чрезмерной	2
3. В различных системах нагрузки рассмотрите возможное применение разных скоростей моторов и двигателей (вентиляторов и насосов)	2
<u>Сжатый воздух</u>	
Удалите или изолируйте тупиковые, слепые концы и измените, насколько возможно, падение давления	2
Уменьшите процент утечки воздуха	1,2
Убедитесь, что воздух, используемый для компрессоров прохладный и чистый. Используйте выходящий воздух для компрессии насколько это возможно	2
Вырабатывайте сжатый воздух под минимально возможным давлением	1
Постарайтесь использовать с пользой тепло от компрессоров или системы охлаждения	2
<u>Охлаждение</u>	
Избегайте закрытия доступа свободного потока воздуха в местах, где находятся теплообменники	1
Поддерживайте изоляционные стандарты там, где это необходимо	1,2
Сводите число рабочих часов системы к минимуму	1
Убедитесь, что загрузка системы охлаждения сведена к минимуму	1
<u>Котлы</u>	
Используйте в системе хорошую воду	1,2

Отремонтируйте места утечек пара и воды	1,2
Попытайтесь проверить котлы на тепловую нагрузку	1
Убедитесь, как много конденсата необходимо практически для паровой системы	1,2
Заизолируйте поверхность котлов	1
Почините утечки воздуха	1
<u>Высокотемпературные процессы</u>	
Уменьшите потери тепла из закрытых помещений, следите, чтобы двери были закрыты	1,2
Используйте высокоэффективные изоляционные материалы, чтобы уменьшить потери в цехах	2
Убедитесь в местах, где расходуется топливо в него эффективном использовании	1,2,3
Избегайте слишком высоких давлений в местах, где поддерживается атмосферное	2
Убедитесь в эффективном контроле за рабочими параметрами печей (для большого их количества должен быть рассмотрен вариант компьютерного контроля)	2,3
<u>Отопление</u>	
Проверьте правильную настройку термостатов	1
Проверьте время работы отопительных приборов, чтобы избежать ненужного нагрева помещений	2
Уменьшите время предварительного прогрева помещений	2
Установите контроль за помещениями с различным временем потребности в температуре или разными температурными запросами	2
Установите контроль погодной компенсации	3
Применяйте энергосберегающие СНИПы (строительные нормы и правила) при проведении ремонтов зданий и сооружений	2,3
Используйте возможности полезного использования выделяемого тепла	3
<u>Отопление горячей водой</u>	
Заизолируйте баки горячей воды и трубы	2
Проверьте правильность данных в термостатах горячей воды	1
Ограничьте циркуляцию горячей воды, используя обтекаемые задвижки	2,3
<u>Освещение</u>	
Отключите ненужное освещение	1
Установите автоматический контроль за освещением (временной, реагирующий на дневной свет или по секторам занятости)	2
Используйте энергосберегающие лампы	2
Используйте двойные лампы с одним креплением и мощным отражателем	2
<u>Комбинированные генераторы энергии тепла и холода</u>	
Используйте производящие элементы: газотурбины, паротурбины	3
Комбинируйте использование тепла, энергии и охлаждения	3

Комбинированное производство холода и энергии с абсорбирующими типами охлаждения машин	3
Используйте ДВС или газовые турбины в качестве двигателей для компрессоров	3
<u>Использование возобновляемых источников энергии</u>	
Практикуйте нагревательные системы со сгоранием дерева	3
Производите биогаз с болот и ненужных земель	3
Используйте солнечную энергию для производства горячей воды, обогрева помещений и для питания охлаждающих машин абсорбирующего типа	3
Фотоэлектрические источники электроэнергии	3
Используйте энергию ветра для получения электроэнергии и приводов насосов (для закачки в резервуары)	3
Используйте энергию воды в малых ГЭС	3

**Определение величины сберегаемой энергии.** В основе проблемы энергосбережения лежат задачи снижения энергоемкости промышленной продукции. Многовариантность решения данной задачи осложняется тем, что энергоемкость продукции является функцией многих электрических, химических, тепловых, организационных и других факторов, непосредственно влияющих на процессы производства. При этом наряду с показателями энергетического и технологического оборудования, в расчет, как правило, необходимо включать качественные характеристики сырья, полуфабрикатов и других компонентов технологического процесса.

Процедура расчета может производиться в следующей последовательности.

1. Расчет по соответствующей математической модели и построение энергетической характеристики. Для расчета и построения энергетических характеристик определяется время и период усреднения. В качестве периода усреднения могут быть приняты периоды времени (смена, сутки, месяц и др.).

Построение энергетических характеристик производится методами математической статистики и теории вероятностей. В частности, может быть применен метод Чебышева, дающий возможность определить порядок корреляционного уравнения и его ошибку.

В результате вычислений могут быть получены математические модели абсолютного и удельного расхода электроэнергии:

$$W=W_0+D * A,$$

$$D=W/A,$$

где,  $W, D$  - абсолютный и удельный расход электроэнергии;

$A$  - производительность;

$W_0$  - величина постоянных расходов электроэнергии:

$$W_0=(P_1+P_2+P_3)*T,$$

где,  $P_1, P_2, P_3$  - величины нагрузок различных видов оборудования и освещения;  $T$ - период работы.

По этим выражениям можно определить дифференцированную величину удельного расхода электроэнергии для режима работы агрегата, технологической линии, участка, цеха.

Разработка и использование математических моделей величины расхода электроэнергии и удельного электропотребления объектов в зависимости от их производительности позволяют:

- определять электроэнергетические показатели при различных режимах работы;
- производить количественную оценку энергоемкости продукции.

## **2.6. Энергетический паспорт предприятия**

Энергетические паспорта представляют собой ряд данных перечнем измеренных параметров энергетического оборудования предприятия и их энергоэффективности. Как правило, данные представляются в форме таблиц и составляются и корректируются при каждом проведении ЭО. Текущие данные сравниваются с предыдущими и делаются выводы об измерениях в энергоэффективности установок и предприятия в целом в энергетическом паспорте могут быть отражены предлагаемые мероприятия по энергосбережению, если они не отражены в техническом отчете по энергетическому обследованию.

Энергетические паспорта имеют утвержденную в органах государственного надзора форму.

## РАЗДЕЛ III. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

### 3.1. Технологическая схема тепловой электростанции как объекта энергетического обследования

На тепловых электростанциях (ТЭС) осуществляется преобразование тепловой энергии, выделяющейся при сжигании химического топлива (угля, мазута, газа). Наиболее распространены электростанции с паровыми турбинами. Рассмотрим технологическую схему тепловой электростанции при сжигании угля. Поступающее на электростанцию твердое топливо (обычно уголь поступает в специальных вагонах) разгружается, проходит предварительную обработку (дробление) и транспортируется по территории электростанции в систему пылеприготовления или складировается.

Весь комплекс устройств по разгрузке, транспортировке, хранению, предварительной обработке топлива называется топливным хозяйством или топливоподачей. Наиболее сложное топливное хозяйство имеют тепловые электростанции, сжигающие твердое топливо. На рис. 3.1 приведена технологическая схема ТЭС, работающей на твердом топливе.

Топливоподача 1 и пылеприготовление 2 образуют топливный тракт ТЭС – А. В системе пылеприготовления происходит подготовка твердого топлива к сжиганию (размол и подсушка).

Готовая угольная пыль потоком горячего воздуха подается в топку парогенератора 3, где она сгорает, а выделяющееся при этом тепло расходуется на получение пара. Воздух для горения подается с помощью вентилятора 4. Образующиеся при сгорании топлива дымовые газы отводятся из парогенератора с помощью дымососа 5 через специальные устройства 6, служащие для очистки газов от золы, и выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу 7 при температуре 120—140 °С.

Совокупность элементов 4—7 образует газоздушный тракт котла – В.

Полученный в парогенераторе пар по паропроводу 8 поступает в паровую турбину 9, где происходит превращение тепловой энергии пара в механическую работу вращения ее вала, который соединен с валом электрического генератора 12. Совершая работу, пар расширяется от начального давления 13,0—24,0 МПа до конечного давления 0,0035—0,0045 МПа. При этом лишь часть его тепловой

энергии превращается в работу (в современных турбинах около 45%), а остальное тепло остается в отработавшем паре. Если попытаться вернуть отработанный пар в парогенератор, то, очевидно, для этого его необходимо было бы сжать до начального давления. Но тогда, как показывают теория и расчеты, на сжатие была бы израсходована в лучшем случае вся работа, полученная при расширении, и полезная работа не была бы совершена. Поэтому после расширения в турбине пар направляют в специальный аппарат 10, называемый конденсатором, где он, конденсируясь, превращается в воду. Образующийся конденсат пара с помощью насоса 11 откачивается и снова поступает в парогенератор; затем цикл повторяется сначала. Так как объем конденсата в тысячи раз меньше, чем объем пара, поступающего в конденсатор, то на его перекачку расходуется относительно мало энергии: не более 3—4% выработки турбиной. Как известно, при конденсации пара выделяется тепло. Это тепло передается в конденсаторе проходящей через него охлаждающей воде, которая называется циркуляционной. Циркуляционная вода, проходя конденсатор, нагревается на 8—10 °С и при температуре 25—35 °С сбрасывается в водоем. Таким образом, на конденсационной ТЭС не менее 55% тепла пара не используется для выработки электроэнергии и бесполезно пропадает. Тот факт, что значительная часть тепловой энергии не может перейти в работу, является ее специфической особенностью, отличающей тепловую энергию от электрической, гидравлической и других видов энергии.

Паровой генератор (котлоагрегат), турбина, конденсатор, насос, трубопроводные коммуникации между аппаратами и другое оборудование, через которое проходят вода и пар, образуют пароводяной тракт электростанции – **Б**.

Совокупность устройств, предназначенных для снабжения конденсаторов циркуляционной водой, называется системой технического водоснабжения – **Д**. В нее входят насосы 13, подающие воду в конденсатор (циркуляционные), подводящие 14 и отводящие водоводы 15, а также источник водоснабжения 16. Если электростанция сооружается на берегу многоводной реки, то циркуляционная вода берется из реки и после прохождения конденсатора вновь сбрасывается в реку. Сброс воды происходит ниже по течению, чем место ее забора, чтобы не подогревать остальную воду. Такая схема водоснабжения называется прямоточной.

В большинстве случаев вблизи электростанции создаются искусственные водохранилища, из которых забирается циркуляционная вода. В эти же водохранилища вода сбрасывается. Размеры водохранилища рассчитываются так, чтобы, двигаясь от места сброса до места забора, вода успевала остыть. Поэтому такие водохранилища называются прудами-охладителями. Система водоснабжения с прудами-охладителями называется оборотной.

Электрический генератор 12, повышающий трансформатор 17, главное распределительное устройство, а также система электрообеспечения собственных механизмов электростанции через трансформатор собственных нужд 18 образуют электротехническое хозяйство станции – Г.

Кроме того, на электростанции имеются вспомогательные хозяйства — мастерские, склады масла и материалов, лаборатории и т. д.

Тепловая электростанция рассмотренного выше типа называется конденсационной электростанцией.

Выше говорилось, что большая часть тепла бесполезно теряется с охлаждающей водой. Этих потерь можно избежать или значительно их уменьшить, если пар в турбине расширять до такого давления, при котором его можно использовать для технологических нужд, например, в нефтехимии или для подогрева воды на отопление. В этом случае в конденсатор либо совсем не будет поступать пар, либо поступит та его часть, которая по тем или иным причинам не может быть направлена потребителю. Таким образом, на электростанциях возможна комбинированная выработка электрической и тепловой энергии. Теплофикацией называется централизованное теплоснабжение на базе комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

Электростанции, на которых осуществляется комбинированная выработка тепла и электроэнергии, называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ).

Для комбинированной выработки устанавливаются специальные турбины с отборами пара - так называемые теплофикационные турбины.

Таким образом, на тепловых электрических станциях можно различать две основные группы оборудования - основное технологическое и оборудование систем собственных нужд. В обеих группах имеются возможности повышения энергоэффективности и

энергосбережения. Кроме этого, имеется потенциал повышения энергоэффективности и энергосбережения, связанный с оптимизацией режимов всей станции, как элемента энергосистемы.

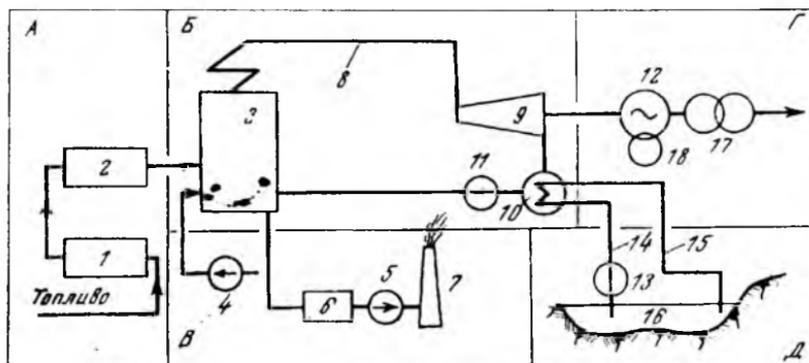


Рис. 3.1. Системы тепловой электростанции.

А - топливный тракт; Б - пароводяной тракт; В- газоздушный тракт; Г - электротехническая часть; Д - система технического водоснабжения

## 3.2. Основные положения энергетических обследований ТЭС, районных котельных и тепловых сетей

### 3.2.1. Общие положения

В соответствии с Законом Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии» и Правилами проведения энергетических обследований и экспертиз потребителей топливно-энергетических ресурсов, обязательным энергетическим обследованиям подлежат тепловые электрические станции и районные котельные (РК), в которых суммарное потребление топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) или каждого из их видов составляет более шести тысяч тонн условного топлива или более одной тысячи тонн моторного топлива в год.

Энергетические обследования могут также проводиться по обращению ТЭС или решению органов государственного надзора при нерациональном использовании ТЭР потребителем (ТЭС, РК), в которых годовое потребление ТЭР составляет менее 6 тыс. тонн условного топлива или менее 1 тыс. тонн моторного топлива.

В соответствии с правилами проводятся следующие виды энергетических обследований ТЭС и РК:

первичное;  
периодическое (повторное);  
внеочередное;  
экспресс-обследование (локальное).

Первичное обследование проводится после начала эксплуатации, а также за предшествующий период для находящихся в эксплуатации и не прошедших энергообследование объектов, для оценки их энергоэффективности в процессе эксплуатации, а также анализа составляющих затрат энергии на тепловых сетях, ТЭС, РК и разработки предложений по их снижению.

Периодическое (повторное) обследование проводится для оценки динамики эффективности использования энергоресурсов, сокращения их затрат, а также проверки выполнения ранее разработанных рекомендаций. По результатам обследования проводятся уточнение энергетического баланса и корректировка энергетического паспорта.

Внеочередное обследование проводится по инициативе органов государственного надзора в случаях: изменения условий работы ТЭС в энергосистеме; если резко возрастает потребление энергоресурсов; увеличиваются затраты на транспортировку тепловой энергии, потери тепла и сетевой воды, ухудшается использование температурного перепада или изменяются другие показатели, свидетельствующие о снижении энергоэффективности.

Экспресс-обследование (локальное обследование) проводится по отдельным показателям работы, видам энергоресурсов или оборудованию ТЭС и РК в условиях ограничения обследования по объему и (или) времени.

Типовая программа является пособием при разработке и утверждении рабочих программ проведения энергетических обследований организациям, выполняющим энергообследования (энергоаудитор), получившим лицензию (разрешение) в инспекции «Узгосэнергонадзор» на данный вид деятельности. Таким образом, энергетические обследования конкретных ТЭС и РК проводятся по техническим (рабочим) программам, составляемым на основе типовой программы. Технические (рабочие) программы разрабатываются организациями – энергоаудиторами с учетом особенностей установленного оборудования и технологических схем конкретных объектов.

В масштабе республики сроки и периодичность проведения обязательных энергетических обследований объектов определяются графиком, который разрабатывается совместно инспекцией «Узгосэнергонадзор» и «Узгоснефтегазинспекцией» и в последующем утверждается Комиссией по экономии топливно-энергетических ресурсов Кабинета Министров Республики Узбекистан.

### **3.2.2. Требования к методике обследования**

Методика регламентирует состав работ, выполняемых при проведении различных видов энергообследований ТЭС и РК, устанавливает перечень показателей энергоэффективности и методы их расчета, определяет требования к составу документов, отражающих результаты энергообследований (отчет, топливно-энергетический баланс, энергетический паспорт, рекомендации по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов).

Энергетическое обследование проводится согласно рабочей программе, которая разрабатывается энергоаудиторами, согласуется с заказчиком и утверждается «Узэнергонадзором». В рабочей программе, представленной в определенной форме, должны быть указаны вид обследования, его этапы, инструментальное обеспечение каждого соответствующего пункта программы, применяемые методики измерений и расчетов. Форма представления разрабатывается инспекцией «Узгосэнергонадзор».

Под этапами понимаются объем и последовательность осуществления основных работ при проведении энергетических обследований. Количество и содержание каждого этапа работ зависят от вида энергетического обследования.

Инструментальное обследование оборудования должно проводиться в основном с использованием штатных приборов, прошедших предварительную тарировку с помощью калибраторов. В случае установления недостоверности показания конкретного штатного прибора (энергоаудитором) должны использоваться приборы соответствующего класса точности.

При разработке рабочих программ и проведении энергообследований (за исключением предпускового) в обязательном порядке в целях сокращения времени и затрат должны использоваться:

результаты проведенных ранее на данной ТЭС и РК режимно-наладочных и балансовых испытаний основного и вспомогательно-

го энергетического оборудования, других работ, связанных с повышением эффективности энергетического производства;

данные ежемесячной отраслевой технической отчетности о тепловой экономичности оборудования за последние 3 календарных года, предшествующих обследованию;

действующая в отрасли система нормирования и анализа показателей топливоиспользования, ее методическое и информационное обеспечение.

Методической базой для проведения обследования являются ведомственные нормативные акты Республики Узбекистан и отраслевые документы в части технологии процесса выработки электрической и тепловой энергии.

### **3.2.3. Показатели энергетической эффективности ТЭС и РК**

**Предпусковое (предэксплуатационное) обследование.** При проведении предпускового (предэксплуатационного) обследования оборудования объекта оценка эффективности использования энергетических ресурсов производится путем сопоставления результатов гарантийных испытаний и паспортных данных заводов - изготовителей оборудования по следующим показателям:

- удельному расходу тепла на выработку электроэнергии — по турбоагрегатам;

- КПД брутто — по котлам;

- потребляемой мощности — по расходу электрической энергии на оборудование собственных нужд.

Электрические и тепловые нагрузки регулируемых отборов турбин, расход и температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, другие показатели при проведении испытаний должны быть максимально приближенными к параметрам, оговоренным в гарантийных данных.

Аналогичные требования должны быть соблюдены по тепловой нагрузке котлов, структуре сжигаемого топлива и его качественным характеристикам, температурам питательной воды на входе в экономайзер, температурам холодного воздуха и воздуха перед воздухоподогревателем.

**Первичное, периодическое (повторное), внеочередное, локальное обследование, экспресс-обследование.** Для оценки эффективности использования топлива и энергии при проведении первичного, периодического (повторного), внеочередного обследо-

вания, экспресс — обследования (локального) применяются показатели удельных потерь энергоэффективности при отпуске электроэнергии [  $\Delta b_{\text{эз}}^{\text{ном}}$  г/(кВт.ч) ] и тепла (  $\Delta b_{\text{тз}}^{\text{ном}}$  кг/Гкал).

для ТЭС:

$$\Delta b_{\text{эз}}^{\text{ном}} = \frac{[\Delta B_{\text{экс+рем}}^{\text{эз}} + (\Delta B_{W_{\text{мф}}} + \Delta B_{\text{опт}} + \Delta B_{\text{тепл.сх}} + \Delta B_{\text{рек}} + \Delta B_{\text{учет}}) K_2] 10^3}{\mathcal{E}_{\text{отп}}};$$

$$\Delta b_{\text{тз}}^{\text{ном}} = \frac{[\Delta B_{\text{экс+рем}}^{\text{тз}} + (\Delta B_{W_{\text{мф}}} + \Delta B_{\text{опт}} + \Delta B_{\text{тепл.сх}} + \Delta B_{\text{рек}} + \Delta B_{\text{учет}}) (1 - K_2)] 10^3}{Q_{\text{отп}}};$$

где,

$\Delta B_{\text{экс+рем}}^{\text{тз}}$ ,  $\Delta B_{W_{\text{мф}}}$ ,  $\Delta B_{\text{опт}}$ ,  $\Delta B_{\text{тепл.сх}}$ ,  $\Delta B_{\text{рек}}$ ,  $\Delta B_{\text{учет}}$  величины возможного снижения расхода условного топлива в годовом разрезе, т, соответственно, за счет:

- повышения уровня эксплуатации и ремонта оборудования;
- увеличения выработки электроэнергии по теплофикационному циклу;
- оптимизации распределения электрической и тепловой нагрузок между агрегатами;
- совершенствования тепловой схемы;
- реконструкции и модернизации элементов технологического цикла;
- совершенствования технического учета и отчетности, энергетического анализа, усиления претензионной работы с поставщиками топлива;

$\mathcal{E}_{\text{отп}}$ ,  $Q_{\text{отп}}$  - отпуск электроэнергии и отпуск тепла, тыс.кВтч и Гкал;

$K_2$  — коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии.

Величины  $\Delta b_{\text{эз}}^{\text{ном}}$ ,  $\Delta b_{\text{тз}}^{\text{ном}}$  характеризуют выявленный при обследовании топливный эквивалент потенциала энергосбережения  $\Delta B_{\text{эн.сб}}^{\text{ном}}$  в пересчете на условное топливо, т:

для ТЭС:

$$\Delta B_{\text{эн.сб}}^{\text{ном}} = (\Delta b_{\text{эз}}^{\text{ном}} \mathcal{E}_{\text{отп}} + \Delta b_{\text{тз}}^{\text{ном}} Q_{\text{отп}}) 10^{-3}$$

Показатели  $\Delta B_{\text{экс+рем}}^{\text{эз}}$ ,  $\Delta B_{\text{экс+рем}}^{\text{тз}}$  рассчитываются на основе отчетных данных за последний календарный год.

Значение  $\Delta B_{\text{экс+рем}}^{\text{эз,тэ}}$  в пересчете на условное топливо (у.т.) соответствует превышению фактических удельных расходов топлива на отпускаемую электрическую  $b_{\text{эз}}^{\text{от}}$  [г/(кВт.ч)] и тепловую  $b_{\text{тэ}}^{\text{от}}$  (кг/Гкал) энергию над их номинальными значениями  $b_{\text{Эном}}^{\text{от}}$  [г/(кВт.ч)] и  $b_{\text{Тном}}^{\text{от}}$  (кг/Гкал):

$$\Delta B_{\text{экс+рем}}^{\text{эз}} = (b_{\text{э}}^{\text{отп}} - b_{\text{э(ном)}}^{\text{отп}}) Q_{\text{отп}} 10^{-3}$$

$$\Delta B_{\text{экс+рем}}^{\text{тэ}} = (b_{\text{тэ}}^{\text{отп}} - b_{\text{тэ(ном)}}^{\text{отп}}) Q_{\text{отп}} 10^{-3}$$

Номинальные удельные расходы топлива отражают минимальный уровень затрат энергоресурсов для конкретной ТЭС на отпуск энергии потребителям при отсутствии упущений в эксплуатационном обслуживании и ремонте оборудования и при фактических значениях за отчетный период:

состав работающих турбин и котлов;

тепловые и электрические нагрузки турбин и режимы их работы;

значения внешних факторов, не зависящие от деятельности эксплуатационного и ремонтного персонала (структура и качество сожженного топлива, температура воды в источнике водоснабжения и наружного воздуха и т.д.).

Номинальные удельные расходы топлива определяются по энергетическим характеристикам (далее - ЭХ) оборудования и макетам (алгоритмам), согласно утвержденной в установленном порядке нормативно-технической документации по топливоиспользованию (далее - НТД ТИ) конкретной ТЭС или РК.

Составляющие потерь энергоэффективности  $\Delta B_j$  рассчитываются на основе оценки влияния на эффективность топливоиспользования отклонений следующих фактических показателей агрегатов от показателей ЭХ:

- удельного расхода тепла брутто на турбину (турбинную установку) на выработку электроэнергии;
- параметров свежего пара и пара после промперегрева;
- температуры питательной воды по ступеням системы регенеративного подогрева;
- вакуума в конденсаторе основной или приводной турбины;
- давления пара в контрольных ступенях турбины;

- КПД брутто котла (котельной установки);
- коэффициента избытка воздуха (содержания кислорода) в режимном сечении;
- присосов воздуха в топочную камеру, конвективную шахту, газоходы котлов;
- температуры уходящих газов за последней поверхностью нагрева конвективной шахты (дымососом);
- содержания горючих веществ в шлаке и уносе;
- затрат электроэнергии на механизмы собственных нужд:
- циркуляционные, конденсатные насосы турбин;
- питательные насосы котлов;
- дутьевые вентиляторы, дымососы;
- системы пылеприготовления;
- затрат тепла на собственные нужды;
- мазутное хозяйство (слив, хранение, подогрев перед сжиганием);
- размораживающее устройство;
- калориферную установку;
- водоподготовительную установку;
- отопление и вентиляцию производственных зданий и сооружений.

Значения  $\Delta B_j$  характеризуют направления реализации резервов повышения энергоэффективности ТЭС.

Величины  $\Delta B_{\text{эсп+рем}}^{\text{ЭЭ,ТЭ}}$  и их составляющие ( $\Delta B_j$ ) находят отражение в ежемесячной отчетности ТЭС по установленной форме. При отсутствии на ТЭС утвержденной НТД ТИ допускается использование данных режимных карт, проектных данных, результатов экспресс-испытаний.

По данному пункту рассматриваются мероприятия по возможному замещению конденсационной выработки электроэнергии теплофикационной.

Величины  $\Delta B_{\text{в.эф}}$ ,  $\Delta B_{\text{опт}}$ ,  $\Delta B_{\text{тепл.сх}}$  рассчитываются по формулам:

$$\Delta B_{\text{в.эф}} = \frac{(\sum (1 - \zeta_i) \Delta Q_i^{\text{омб}}) 0^4}{(7 \eta_{\text{мл}} \eta_{\text{кв}}^{\text{нетто}})}$$

где,  $\Delta Q_i^{отб}$  - увеличение отпуска тепла из i-го отбора турбоагрегата от внедрения мероприятий, рекомендованных энергоаудитором, Гкал;

$\zeta_i$  - коэффициент ценности тепла i-го отбора турбоагрегата;

$\eta_{mn}$  и  $\eta_{ку}^{нетто}$  - коэффициенты теплового потока и КПД нетто котельной установки. Принимаются по эксплуатационным данным, %;

$$\Delta B_{отм} (\Delta B_{менс.сх}) = \frac{\Delta Q_{э}^{отм(сх)} 10^4}{(7 \eta_{mn} \eta_{ку}^{нетто})},$$

где,  $\Delta Q_{э}^{отм(сх)}$  - снижение расхода тепла на выработку электроэнергии от внедрения мероприятий по оптимизации распределения электрических и тепловых нагрузок между турбоагрегатами (совершенствованию тепловой схемы), рекомендованных энергоаудитором, Гкал.

Значение  $\Delta Q_{э}^{отм(сх)}$  от оптимизации распределения нагрузок рассчитывается по ЭХ турбин как разность между расходами тепла на выработку электроэнергии при фактических и оптимальных электрических нагрузках.

Значение  $\Delta B_{РЕК} \sim$  принимается по проекту реконструкции агрегата.

Эффект от внедрения рекомендаций по совершенствованию технического учета  $\Delta B_{учЕТ}$  принимается по экспертной оценке. Если рекомендации касаются улучшения претензионной работы с поставщиками топлива, то  $\Delta B_{учЕТ}$  численно равняется значению его недогруза.

**Определение энергосберегающего потенциала.** Энергосберегающий потенциал определяется по соответствующем направлениям.

По разделу топливо и водоснабжения рассматриваются следующие вопросы:

Состав основного и вспомогательного оборудования. Собранные сведения заносятся в специальную таблицу.

Условия топливоснабжения, схемы технического водоснабжения, режимы работы турбоагрегатов и котлов:

- вид топлива, являющийся проектным;

- на сжигание какого вида топлива рассчитаны установленное котельное оборудование и оборудование топливоподачи;
- проводилась ли реконструкция оборудования, если проектный вид топлива не соответствует фактическому;
- проводились ли режимно-наладочные испытания на непроектном виде топлива. Проанализировать их результаты и выполнение рекомендованных мероприятий;
- в случае сжигания нескольких видов непроектного топлива одновременно проанализировать, что сделано для совместного сжигания этих топлив (испытания, реконструкция, режимные карты и т.д.);
- выяснить причины сжигания непроектных видов топлива и его влияние на экономичность работы ТЭС и РК;
- если проектным видом являлось твердое топливо, а фактически сжигается газ или мазут, дать оценку технической возможности перевода ТЭС и РК на сжигание проектного топлива;
- применяемая система циркуляционного водоснабжения;
- эффективность работы охлаждающих устройств (градирен, брызгальных бассейнов, прудов-охладителей).

Некоторые особенности турбинной и электрической части:

- характерные суточные графики электрических нагрузок зимнего и летнего периодов для рабочего и праздничного дней;
- возможные варианты работы турбоагрегатов по схемам подогрева сетевой воды: одно-, двух- и трехступенчатый подогрев.

Особенности тепловой схемы в части:

- отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды;
- наличия перетоков теплоносителей между отдельными турбоагрегатами и группами оборудования, их влияния на тепловую экономичность турбинной установки в целом.

Основные технико-экономические показатели работы оборудования в динамике за последние 3 года заносятся в табл. 3.1.

*Таблица 3.1*

**Основные технико-экономические показатели работы за 20\_\_ - 20\_\_ гг.**

Показатели	Значения показателей		
	20 г.	20 г.	20 г.
1. Среднегодовая установленная мощность: электрическая, тыс. кВт тепловая отборов турбин, Гкал			

2. Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч: всего по теплофикационному циклу			
3. Отпуск тепла, тыс. Гкал; Всего			
4. Коэффициенты использования установленной мощности, %: электрической тепловой			
5. Доли отпуска тепла, %: отработавшим паром отборов турбин П – отборами Т – отборами из конденсаторов турбин			
6. Удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию, г/(кВт.ч): фактический номинальный нормативный			
7. Удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг/Гкал: фактический номинальный нормативный			
8. Составляющие изменения удельных расходов топлива на отпущенную электроэнергию, г/(кВтч): структура отпуска электроэнергии теплофикация экономичность			
9. Составляющие изменения удельных расходов топлива на отпущенное тепло, кг/Гкал: структура отпуска электроэнергии теплофикация экономичность			
10. Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на электроэнергию, %: фактический номинальный			
11. Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на тепло, кВт.ч/Гкал: фактический номинальный			

12. Удельный расход тепла брутто на турбинную установку, ккал/(кВт.ч): фактический номинальный			
13. КПД брутто котельной установки, %: фактический прямой баланс фактический обратный баланс номинальный			
14. Себестоимость отпускаемой энергии: электрической, сум/тыс. кВт.ч В том числе топливная составляющая Тепловой, сум/Гкал В том числе топливная составляющая			
15. Численность промышленно – производственного персонала, чел.			

На основе данных табл. 3.1 делаются выводы об использовании установленной мощности, уровне эффективности энергопроизводства, причинах изменения удельных расходов топлива, в том числе за счет эксплуатационного обслуживания и ремонта оборудования.

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

Для оценки состояния технического учета и отчетности, нормирования и анализа показателей топливоиспользования проводится следующее:

Проверка соответствия парка приборов измерения расходов, давлений и температур согласно РН-34-301-865:2006 «Методическим указаниям по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях».

Оценка расхождений:

- между расходами питательной воды за подогревателем высокого давления (далее – ПВД) турбоагрегатов и перед котлами;
- свежего пара за котлами, на турбоагрегаты и редукционно-охладительные установки;
- пара, поступившего в общестанционные коллекторы из производственных отборов турбин, редукционно-охладительных установок (далее – РОУ) и отпущенного внешним потребителям и на собственные нужды.

Необходим анализ методики определения тепловых нагрузок отборов турбин. Оценка составляющих затрат тепла и электроэнергии, относимых на собственные, производственные и хозяйственные нужды. Анализ методов определения их значений и нижеуказанные операции.

Определение расхождения значений КПД брутто котлов, рассчитанных по прямому и обратному балансу.

Проверка правильности сведения тепловых и электрических балансов по отдельным группам оборудования и электростанции в целом.

Учет перетоков тепла и пара между группами оборудования ТЭС и РК.

Анализ соответствия НТД ТИ:

- действующим в отрасли методическим и руководящим указаниям по ее разработке, согласованию и утверждению;
- состоянию, составу и режимам работы оборудования.

Оценка состояния и организации работ по расчету, анализу показателей топливоиспользования, выявлению перерасходов топливно-энергетических ресурсов и своевременному их устранению. Внедрение средств автоматизации расчетов: компьютерных программ, устройств обработки диаграмм регистрирующих приборов, автоматизация коммерческого учета отпуска энергии, расхода газа, затрат электроэнергии на собственные нужды.

Необходим анализ порядка определения количества и качества поступающего топлива при оперативном учете, проверка наличия необходимых поверенных средств измерения для приемки топлива по количеству и качеству.

В зависимости от вида сжигаемого топлива на ТЭС и РК рассматриваются следующие вопросы:

По углю:

- способ и скорость проведения взвешивания (соответствует ли это инструкции, требуется ли расцепка вагонов); способ проведения взвешивания порожних вагонов (взвешиваются или масса берется по трафарету);
- порядок учета норм (объемов) естественной убыли при перевозках;
- порядок учета погрешностей измерений;
- анализ договора на поставку топлива по следующим критериям:

- способ определения массы топлива (по маршруту, по группе вагонов, по каждому вагону);
- учитывается ли («сухое топливо»);
- способ учета фактической влажности по сравнению с условной;
- анализ уровня технического обслуживания контрольно-измерительных приборов (далее – КИП), участвующих в учете топлива;
- госповерка весов; проверка наличия подготовленного персонала, методик, инструкций;
- анализ организации контроля за поставками угля по марке, зольности, влажности, зернистости и другим показателям;
- проверка в договорах фактического проведения контроля топлива по всем показателям качества;
- изучение порядка отбора проб:
  - из вагона,
  - из потока;
- проверка методик и фактические проверки определения основного показателя угля — зольности;

#### По мазуту:

- определение количества поступающего мазута (обмер или взвешивание);
- определение плотности мазута;
- порядок учета предельной относительной погрешности при измерении объемно-массовым методом;
- отбор проб мазута для определения в нем балласта (воды, серы и т.п.);
- взвешивание порожних цистерн (если масса принимается по трафарету, то при обнаружении битумных остатков проводится ли взвешивание);
- организация контроля за качественной выгрузкой топлива, учет естественной убыли топлива и ее списание;
- организация отбора проб из цистерны для определения качественных характеристик; фиксация результатов проб химическим цехом и их анализ;

#### По газообразному топливу:

- соответствие монтажа расходомерных устройств и их эксплуатация правилам агентства «Узстандарт»; проверка выполнения требований этих правил в части установки сужающих устройств для измерения расхода газа (должны устанавливаться после филь-

ров очистки газа до регулирующего клапана РК на вводном газопроводе каждого газораспределительного пункта (далее - ГРП);

проверка значения погрешности дифманометров - расходомеров (должно быть не выше 1%);

проверить наличие утвержденного «Узгоснефтегазинспекцией» порядка организации контроля качества газообразного топлива; анализ порядка списания естественных потерь топлива.

**Анализ организации претензионной работы по количеству и качеству поступившего топлива.** Здесь начальным является анализ учета израсходованного топлива:

контроль способа осуществления учета топлива, используемого на хозяйственные и другие нужды, а также отпускаемого на сторону;

проверка списания топлива на опробование оборудования при вводе его в эксплуатацию после монтажа и во время проведения средних и капитальных ремонтов;

проверка списания примесей и отходов;

определение количества и качества различных видов топлива, израсходованного за месяц на технологические нужды;

проверка наличия конвейерных весов с погрешностью не выше 1%; уровнемеров в резервуарах мазута с погрешностью не более 0,5 см (измерение по месту) и 1,5 см (при дистанционном измерении);

инвентаризация остатков твердого и жидкого топлива:

документальная 1 раз в месяц;

инструментальная 1 раз в 3 мес.;

в период, когда на складах находится наименьшее количество топлива (контрольная инвентаризация);

после стихийных бедствий;

анализ порядка списания недостачи топлива (в случае ее выявления) по результатам документальной и инструментальной инвентаризации топлива.

### **3.2.5. Анализ состояния оборудования, эффективности работы элементов технологической схемы, анализ и контроль помещений основных паропроводов и паропроводов отборов турбинного отделения**

При проведении предпускового обследования вновь вводимого оборудования оценка эффективности его работы (элементов тех-

нологической схемы) осуществляется по результатам гарантийных испытаний.

При других видах обследований для этой цели производится сопоставление фактических и номинальных рассчитанных по ЭХ показателей оборудования, выполняется анализ резервов экономии топлива, результаты которого представляются по специальным формам, описанным в Правилах проведения энергетических обследований.

Выявление потенциала энергосбережения, оценка эффективности работы элементов технологической схемы, проверка организации эксплуатации и качества ремонта агрегатов производятся в первую очередь по тем показателям, по которым допущены перерасходы топлива по сравнению с ЭХ.

Рекомендуемый состав работ приводится ниже.

#### Котельное оборудование

Проверка наличия режимных карт, их своевременного обновления и соответствия нормативным характеристикам. Контроль по каждому котлу ведения режимов в соответствии с режимными картами.

Проведение режимно-наладочных испытаний (не реже 1 раза в 3 года).

Контроль за присосами воздуха в топочную камеру и газоходы.

Использование кислородомеров для контроля за режимом горения топлива и расчета коэффициента избытка воздуха в топках котлов.

Оценка работоспособности систем авторегулирования в пусковых режимах котлов и качества работ регуляторов.

Проведение регулярных (не реже 1 раза в месяц) анализов состава продуктов сгорания.

Организация контроля за параметрами пара и мазута, подаваемых на котлы (температурой и давлением) для форсунок.

Проверка состояния расходомерных устройств и их соответствия требованиям правил агентства «Узстандарт» (топливо, пар, горячая вода и др.).

Проверка баланса по расходу газа между расходомерами коммерческого учета и расходомерами по агрегатному учету газа на котлах.

Оценка технического состояния узлов и элементов каждого котла:

- изоляции и обмуровки оборудования и трубопроводов пара и горячей воды, а также арматуры (проверка документов по паспортизации изоляции при ее наличии);

- калориферов для подогрева воздуха, поступающего в ВЗП паровых котлов;

- вспомогательных механизмов котлов: дымососов, дутьевых вентиляторов, мельниц и т.д. (анализ характеристик их работы, загрузки в соответствии с характеристиками, проверка использования вторых скоростей для дымососов и вентиляторов);

- пароперегревателя (количество отглушенных пакетов, наличие шлака, технические показатели);

- экономайзера (технические показатели, целостность);

- воздухоподогревателя (чистота труб, технико-экономические показатели работы);

- топки (состояние холодной воронки и примыканий пылеугольных шахт, наличие открытых лючков, гляделок и люков, зашлакованность, режим горения факела и т.д.);

- схем обдувки поверхностей нагрева; организация забора воздуха на котлы (горелки, форсунки, дутье).

Анализ загрузки котлов по сторонам топки, пароперегревателя в соответствии с режимными картами.

Контроль работоспособности автоматики на каждом котле (горения, впрыска, продувки и т.д.); оценка расходов питательной воды на впрыск и продувку, сопоставление их с нормативными значениями.

Выявление причин неплановых пусков котлов, сопоставление фактических затрат топлива, тепла и электроэнергии на пуски с их нормативными значениями.

Выполнение инструментального обследования котлов с целью оценки их фактического состояния, сооружений, зданий, схем котельного цеха. При обследовании обратить внимание на:

- фактические присосы;

- избытки воздуха в топке при сжигании различных видов топлива;

- значения  $CO$  в уходящих дымовых газах;

- температуру уходящих газов;

- температуру питательной воды на входе в барабан;

- температуру питательной воды на входе в экономайзер, нагрев в нем питательной воды;
- значение продувки котла;
- состояние внутренних поверхностей нагрева (объем отложений по результатам анализа контрольных вырезов), выдерживание параметров работы котла по всем потокам;
- значение оксидов азота в уходящих газах;
- механический недожог твердого топлива;
- шлакование котлов, работающих на твердом топливе;
- низкотемпературная коррозия водяного экономайзера и воздухоподогревателя.

Анализ ведения водно-химического режима котлов, в том числе проверка загрязненности поверхностей нагрева: экономайзера, экранов, ВЗП, конвективных труб водогрейных котлов; оценка влияния загрязненности поверхностей на перерасход топлива.

Анализ проведения очисток котлов от внутренних отложений: обоснованности очисток, расхода топлива и электроэнергии на очистку котлов в сравнении с нормативным (сравнение по чистоте очисток и расходам, включая также расход на водоподготовку на нужды очисток, на обезвреживание отмывочных растворов).

Анализ консервации котлов: обоснованности технологии, фактических затрат топлива и электроэнергии на консервацию и расконсервацию, на обезвреживание растворов - консервантов.

Анализ энергетических потерь на продувку котлов (в пересчете на условное топливо): обоснованности значения непрерывной продувки, частоты и длительности периодических продувок, энергетических потерь непосредственно на продувки, энергетических потерь на подготовку воды, замещающей продувочную воду; учет продувок (по расходомерам и по данным химического контроля).

Сопоставление фактических показателей работы котлов и результатов их инструментального обследования с их нормативными значениями и на основе анализа состояния узлов и элементов котлов определение конкретных причин отклонений показателей от нормативных характеристик:

- температуры уходящих газов за последней поверхностью нагрева (дымососом);
- коэффициента избытка воздуха в режимном сечении;
- присосов воздуха в топку и конвективную шахту;

- потерь тепла с механической и химической неполнотой сгорания;

- расходов электроэнергии на оборудование собственных нужд (дутьевые вентиляторы, дымососы, мельницы, питательные насосы);

- расходов тепла на собственные нужды (отопление и вентиляцию, мазутное хозяйство, размораживающее устройство, калориферы, обдувку поверхностей нагрева, потери с продувкой, водоподготовительную установку).

Оценка эффективности применяемых природоохранных мероприятий, снижающих экономичность работы котлов (впрыска воды в топку, ступенчатого совместного сжигания газа и мазута, рециркуляции дымовых газов), значения энергетических потерь.

#### Турбинное оборудование

Анализ выдерживания основных параметров по турбинам (свежего пара, пара промперегрева, пара отборов, питательной воды, вакуума и т.д.) в сравнении с нормативным уровнем.

По температурному напору проверка состояния конденсатора, подогревателей высокого и низкого давления системы регенерации турбин.

Анализ работы градирен и брызгальных установок в сравнении с разработанными характеристиками для различных нагрузок и метеорологических условий.

Анализ работы деаэрационных установок: использования тепла выпара деаэраторов, обоснованности объема выпара, эффективности деаэрации по удалению кислорода, свободной и связанной углекислоты по результатам химического анализа.

Оценка эффективности работы подогревателей высокого давления (далее - ПВД):

- сравнение температуры питательной воды за последним по ходу воды ПВД и за группой ПВД для определения плотности впускного клапана, отсутствие потоков помимо ПВД (при включенном ПВД);

- проверка схемы отсоса неконденсирующихся газов из ПВД; проверка работы авторегуляторов уровня.

Оценка состояния конденсаторов:

- проверка состояния поверхности теплообмена (определение коэффициента чистоты трубной системы, снижения мощности и перерасхода топлива, связанного с ухудшением вакуума);

- определение количества поврежденных и заглушенных трубок конденсатора;

- сопоставление фактических и нормативных присосов циркулирующей воды в конденсатор по результатам химических анализов, перерасхода химических реагентов на БОУ, связанного с ухудшением качества основного конденсата;

- оценка объема присосов воздуха и проведение контроля воздушной плотности вакуумной системы;

- оценка работы авторегулятора уровня в конденсаторе;

- определение давления (вакуума) в конденсаторе при заданной паровой нагрузке и сопоставление его с номинальным значением;

- проверка технического состояния циркуляционных насосов;

- сравнение фактического и номинального расходов циркулирующей воды через конденсатор;

- оценка обоснованности значения продувки аванкамер градирен и бассейнов брызгальных установок.

Проверка для оценки эффективности работы подогревателей сетевой воды (далее - ПСВ):

- расчетной тепловой производительности и соответствующих ей параметров пара и сетевой воды;

- температурного напора в ПСВ;

- выдерживания температур прямой и обратной сетевой воды в соответствии с графиком тепловой сети;

- расчетного расхода сетевой воды и потерь напора;

- работы схемы отсосов из ПСВ;

- работы регулирующего клапана уровня в ПСВ, отсутствия затопления части трубной системы;

- гидравлической плотности ПСВ по качеству конденсата греющего пара, потерь конденсата при аварийном сливе;

- соотношения работающих и заглушенных трубок ПСВ.

Сопоставление фактических показателей работы турбин и результатов их инструментального обследования с нормативными значениями и на основе анализа состояния узлов и элементов определение конкретных причин отклонений показателей от нормативных характеристик и резервов экономии топлива по:

- удельному расходу тепла на выработку электроэнергии;

- давлению отработавшего пара в конденсаторе;

- температуре питательной воды по ступеням нагрева;

- параметрам свежего пара и пара после промперегрева;
- расходам электроэнергии на собственные нужды (циркуляционные и конденсатные насосы);
- затратам электроэнергии на пуски;
- расходам тепла на собственные нужды (отопление и вентиляцию производственных зданий),
- потерям тепла при пусках.

### Электрический цех

Проверка эффективности работы оборудования и систем, находящихся в ведении электрического цеха: резервных трансформаторов собственных нужд (нормально включены или отключены), освещения во всех помещениях, устройства вентиляции и электрического отопления помещений, режимов работы генераторов и охлаждающих сред, систем утилизации тепла охлаждающих агентов и т.д.

Требования к оптимальности загрузки электротехнического оборудования должны быть увязаны с надежностью его работы.

Анализ схем питания собственных нужд ТЭС и РК и потребителей КРУ.

Проверка состояния схем и средств учета электроэнергии с целью:

- выявления соответствия класса точности расчетных счетчиков предъявляемым требованиям;
- проверки отсутствия паек в электропроводах к счетчикам расчетного учета;
- наличия на счетчиках не менее двух пломб;
- на винте, крепящем кожух счетчика, — пломбы агентства «Узстандарт»;
- на зажимной крышке — пломбы энергоснабжающей организации («Узэнергосотиш»);
- выявления соответствия класса точности счетчиков реактивной энергии предъявляемым требованиям (на одну ступень ниже класса точности активного счетчика);
- выявления в схемах учета электроэнергии других включенных приборов и устройств, влияющих на точность учета или на приборы учета, включенных в схемы РЗА и т.п.;
- оценки загрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов с определением (инструментально) значений токов ТТ за одни сутки (в будни);

- численной оценки средних потерь (без учета кратковременных экстремальных нагрузок) в цепях напряжения расчетных счетчиков технического учета;

- проверки наличия утвержденной руководителем схемы размещения приборов расчетного и технического учета электрической энергии.

Проверка расчета и учета потерь электроэнергии в главных трансформаторах электростанции.

Контроль выполнения анализа достоверности учета электроэнергии по фактическому и допустимому небалансу, а также анализа расчетов предела допустимой относительной погрешности.

Проверка помещений и температурного режима в тех из них, где установлены приборы учета (не ниже  $0^{\circ}$  и не выше  $40^{\circ}\text{C}$ ).

Проверка на ТЭС с поперечными связями наличия счетчиков технического учета на стороне генераторного напряжения повышающих трансформаторов (для контроля правильности показаний рабочих генераторных счетчиков),

Проверка соответствия класса точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков (не более 0,5). При первичном обследовании ТЭС проверка реальной погрешности ТТ и ТН для коммерческого учета на всех присоединениях.

Проверка уровня загрузки для определения оптимальности режима работы трансформаторов ТЭС (главных, резервных, трансформаторов собственных нужд) и генераторов для определения возможных потерь при отклонении загрузки оборудования от оптимальной. Требования к оптимальности загрузки оборудования не должны влиять на надежность работы электротехнического оборудования.

Проверка режимов эксплуатации электролизной установки на соответствие требованиям нормативных документов: расходов реагентов, воды, тепла и электроэнергии на собственные нужды.

#### Оборудование химического цеха

Проверка наличия норм расхода тепла на подогрев «сырой» воды в турбинном цехе или других схемах и фактического расхода, параметров теплоносителя, используемого для этих целей; наличия схем использования ухудшенного вакуума, а также использования «грязного» конденсата для нагрева «сырой» воды.

Анализ расхода электрической и тепловой энергии на собственные нужды химического цеха в сравнении с нормами.

Проверка работы водоподготовительных установок (для котла, тепловой сети, блочных обессоливающих установок (далее – БОУ), очистки конденсатов и пр.) на соответствие требованиям отраслевых документов, включая расходы реагентов, воды, тепла и электроэнергии на собственные нужды.

Проверка режимов эксплуатации очистных сооружений на соответствие требованиям нормативных документов, включая расходы реагентов, электроэнергии, тепла и степень повторного использования очищенных вод в цикле ТЭС.

Проверка соответствия фактических расходов энергетических масел нормативным показателям, эффективности работы узлов регенерации, очистки и повторного использования масел.

Оценка фактических потерь (затрат) сетевой воды (и количества тепла с ней), используемой на заполнение тепловой сети после ремонта, проведение испытаний тепловых сетей (гидравлических, тепловых, температурных и др.), промывку трубопроводов тепловых сетей, покрытие утечки в системе централизованного теплоснабжения, и их соответствия нормированным значениям указанных потерь теплоносителя и потерь тепловой энергии с ними.

#### Топливо-транспортное оборудование

Анализ и определение обоснованности причин несоответствия имеющихся и проектных схем разгрузки, хранения, подготовки и подачи топлива на сжигание, фактических и расчетных параметров пара, подаваемого на топливное хозяйство.

#### Мазутное хозяйство

Анализ фактических и нормативных расходов пара разогрев и слив прибывшего мазута;

- хранение в мазутных емкостях;
- разогрев перед сжиганием;
- рециркуляцию мазута в случае прекращения подачи его к горелкам.

Проверка состояния теплоизоляции оборудования и мазутопроводов в пределах топливного цеха, теплоизоляции бакового хозяйства, подогревателей и паропроводов в схемах подачи мазута, а также оборудования мазутонасосной.

Оценка:

- возможности слива мазута из неисправных цистерн;

- возможности вывода мазутных резервуаров на «холодное хранение»;

- обеспеченности приемно-сливного устройства агрегатами, снижающими потери тепла при сливе мазута.

Сопоставление фактических и номинальных расходов тепла и электроэнергии на мазутное хозяйство по каждой составляющей такого расхода; при обнаружении перерасходов тепла или электроэнергии - подробный анализ данного элемента мазутного хозяйства с проведением:

- натуральных измерений температур мазута и пара на входе в подогреватели мазута основного контура и выходе мазута и конденсата из них; температуры мазута, подаваемого в котельную в районе мазутонасосной и перед котельным отделением; давления пара на входе в подогреватели мазута; расхода мазута и пара, поступающего на контролируемые подогреватели; расхода пара, подаваемого на разогрев и слив мазута;

- проверки эффективности работы мазутных подогревателей, насосов.

#### Размораживающее устройство

Анализ работы размораживающего устройства:

- температурного режима;

- состояния калориферов и других подогревателей;

- утепления здания размораживающего устройства (стены, кровля, ворота).

Сопоставление фактических и номинальных расходов тепла и электроэнергии на размораживающее устройство.

#### Здания и сооружения

Оценка состояния производственных и административных зданий (стен, кровли, остекления и т.д.); анализ затрат тепла на отопление и вентиляцию и сопоставление их с нормативными значениями.

Анализ технического состояния градирен, сопоставление их фактической и нормативной охлаждающей способности в летний период.

### **3.2.6. Оптимизация распределения электрических и тепловых нагрузок между агрегатами ТЭС**

Для анализа многих мероприятий, как правило, необходимы их графики нагрузок: суточные, недельные, сезонные, годовые.

Знание графиков нагрузок позволяет разработать рекомендации по их управлению, выравниванию, оптимальному покрытию и т.д. Для решения этих вопросов рекомендуются следующие мероприятия.

Анализ, организации работ на ТЭС по оптимизации распределения нагрузок между агрегатами: определение эксплуатационных характеристик: расходных, относительных приростов, пусковых и т.д.; внедрение специальных компьютерных программ и т.д.

Для разработки предложений по оптимизации распределения нагрузок целесообразно применять специальные компьютерные программы. При отсутствии таких программ необходимо руководствоваться следующими рекомендациями.

В случае работы электростанции в рассматриваемом периоде по тепловому графику в первую очередь должны загружаться отборы турбин с наибольшей по сравнению с другими турбинами подгруппы полной удельной выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу.

При работе электростанции по электрическому графику распределение тепловых и электрических нагрузок должно производиться взаимосвязанно.

При наличии на электростанции нескольких подгрупп оборудования целесообразно в период максимума электрической нагрузки передавать тепловые нагрузки на подгруппу с более низкими начальными параметрами свежего пара с целью максимального ограничения ею конденсационной выработки электроэнергии, причем больший эффект может быть обеспечен при передаче теплофикационной нагрузки.

При работе турбин с электрическими нагрузками, близкими к номинальным, для достижения максимальной теплофикационной выработки электроэнергии отборы однотипных агрегатов следует нагружать равномерно.

Летний период работы агрегатов с низкими нагрузками предопределяет неравномерный характер распределения тепловой нагрузки между турбинами вплоть до ее передачи на одну из них.

При параллельной работе турбин типа ПТ и Р в первую очередь, как показывают расчеты, должны нагружаться отборы турбин ПТ до достижения наибольших значений полной удельной теплофикационной выработки электроэнергии.

При распределении тепловых нагрузок должны быть учтены:

- ограничения заводов-изготовителей по минимальной нагрузке отборов турбин;
- особенности схемы теплофикационной установки в части отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды;
- надежность теплоснабжения потребителей.

### 3.2.7. Составление топливно-энергетического баланса

В приходной части топливно-энергетического баланса ТЭС должно быть отражено тепло сожженного в котлах топлива, в расходной - безвозвратные потери, расходы энергии на собственные нужды и отпуск энергии внешним потребителям.

Топливо-энергетический баланс составляется на основе данных отраслевой технической отчетности о тепловой экономичности ТЭС, а также полученных результатов энергообследования.

Составляющие топливно-энергетического баланса выражаются в единицах измерения теплоты (рекомендуется в Гкал). Необходимые исходные данные для составления энергобалансов ТЭС приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Исходные данные для составления топливно-энергетического баланса тепловой электростанции

Показатели	Обозначение	Ед. измерения
1. Выработка электроэнергии	$\mathcal{E}$	тыс кВт.ч
2. Отпуск электроэнергии	$\mathcal{E}_{отп}$	тыс. кВт.ч
3. Отпуск тепла внешним потребителям	$Q_{отп}$	Гкал
4. Расход условного топлива по котлам: энергетическим	$B_{КУ}^{ЭН К}$	т
пиковым водогрейным	$B_{КУ}^{ПВК}$	т
пусковой котельной	$B_{КУ}^{ПКСК}$	т
5. КПД брутто (обратный баланс) котлов: энергетических	$\eta_{КУ}^{бр ЭН К}$	%
пиковых водогрейных	$\eta_{КУ}^{бр ПВК}$	%
пусковой котельной	$\eta_{КУ}^{бр ПУСК}$	%
6. Выработка тепла котельной установкой	$Q_{КУ}^{бр ТЭТ}$	Гкал
7. Расход э/э на собственные нужды установки котельной	$\mathcal{E}_{КУ}^{СН}$	тыс. кВт.ч
турбинной	$\mathcal{E}_{ТУ}^{СН}$	тыс. кВт.ч
8. Затраты тепла на собственные нужды установки: котельной	$Q_{КУ}^{СН}$	Гкал

турбинной	$Q_{\text{тв}}$	Гкал
9. Расход пара по каждой турбине:		
свежего	$Do_i$	т
промперегрева	$Dn_{ni}$	т
10. Параметры свежего пара по каждой турбине:		
давление	$P_{o_i}$	кгс/см <sup>2</sup>
температура	$t_o$	°С
11. Параметры пара до промперегрева по турбине:		
давление	$P_{o_i}$	кгс/см <sup>2</sup>
температура	$t_o$	°С
12. Параметры пара после промперегрева по турбине:		
давление	$P_{o_i}$	кгс/см <sup>2</sup>
температура	$t_{o_i}$	°С
13. Температура питательной воды за ПВД по каждой турбине	$t_{\text{ПВД}}$	°С
14. Отпуск тепла из отборов турбин:		
производственных	$Q_{\text{п}}^{\text{отб}}$	Гкал
теплофикационных	$Q_{\text{т}}^{\text{отб}}$	Гкал
15. Удельный расход тепла нетто на выработку электроэнергии турбинной установкой	$q_{\text{тв}}^{\text{н}}$	Ккал/кВт.ч

### 3.2.8. 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.

2. Разработка рекомендаций по внедрению на ТЭС наиболее эффективных мероприятий по устранению выявленных при энергообследованиях причин:

- пониженного вакуума;
- недогрева питательной воды;
- повышенных присосов воздуха в топку и газоходы котлов;
- высокой температуры уходящих газов;
- пониженных параметров свежего пара и пара промперегрева;
- перерасходов тепла и электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов и котлов.

3. Увеличение доли теплофикационной выработки электроэнергии на ТЭС за счет совершенствования тепловой схемы, опти-

4. Внедрение новой энергосберегающей техники и технологии (регулируемого электропривода, контактных теплообменников, шариковой очистки конденсаторов и сетевых подогревателей, новых технологий по водно-химическому режиму и т.д.).

5. Совершенствование технического учета: внедрение автоматизированного коммерческого учета отпуска тепла, расхода газа, выработки, отпуска электроэнергии, ее потребления на собственные нужды, повышение точности оперативного и технического учета угля и мазута, развитие претензионной работы с топливо-снабжающими организациями.

6. Расширение энергетического анализа путем совершенствования нормативно-технической документации, повышения достоверности расчета показателей, своевременного выявления и устранения причин нерационального использования энергоресурсов.

7. Оценка объемов экономии топливно-энергетических ресурсов от внедрения мероприятий, затраты на их реализацию, сроки их окупаемости определяются в соответствии с нормативно-техническими документами, действующими в отрасли.

### **3.2.9. Оформление результатов энергетического обследования**

По результатам энергетического обследования энергоаудитором оформляется следующая документация:

- технический отчет о проведении энергообследования установленной формы;
- инструментально подтвержденный топливно-энергетический баланс;
- энергетический паспорт установленной формы;
- рекомендации по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

В отчете о проведении энергетического обследования должны быть отражены:

- вид обследования, его цели и задачи;
- программа проведения энергообследования и ее результаты;
- краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования, условия топливо- и водоснабжения, режимы работы;
- оценка состояния технического учета, отчетности, нормирования и анализа показателей топливоиспользования;

- результаты оценки энергосберегающего потенциала, причины выявленных нарушений в использовании ТЭР, имеющиеся резервы:

- перерасходы энергоресурсов из-за невыдерживания показателей оборудования на нормативном уровне; выполнение мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности оборудования;

- энергоэффективность элементов технологической схемы: котельного, турбинного оборудования, оборудования химического, электрического, топливно-транспортного цехов, зданий и сооружений;

- энергетические потери из-за неоптимальности тепловой схемы, режимов работы агрегатов;

- выводы и рекомендации по организационным и техническим решениям повышения энергетической эффективности ТЭС; определение основных направлений снижения затрат энергоресурсов.

Топливо-энергетический баланс составляется по результатам каждого энергообследования.

Энергетический паспорт составляется при предпусковом (предэксплуатационном) энергообследовании и уточняется при первичном и других видах обследований.

Рекомендуются к внедрению мероприятия, повышающие эффективность использования энергоресурсов. Оценка их экологической безопасности, объема финансирования и экономической эффективности производится по действующим на момент проведения обследования отраслевым методикам.

## **РАЗДЕЛ IV. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ ГЭС**

### **4.1. Методика проведения энергетических обследований ГЭС**

#### **4.1.1. Общие положения**

Энергетические обследования и экспертиза потребителей топливно-энергетических ресурсов проводятся в соответствии с Законом Республики Узбекистан “О рациональном использовании энергии” и постановлением Кабинета Министров Республики Узбекистан от 07.08.06г. №164 “Об утверждении Правил проведения энергетических обследований и экспертиз потребителей топливно-энергетических ресурсов”.

В соответствии с назначением на ГЭС такие же виды обследований как и на ТЭС: первичное; периодическое (повторное); внеочередное; экспресс-обследование (локальное).

Любое обследование должно выполняться в соответствии с рабочей программой, которая разрабатывается энергоаудитором на основе типовой программы с учетом методики проведения и конкретных условий обследуемого объекта.

Сроки и периодичность проведения обязательных энергообследований устанавливаются графиком, составленным инспекцией «Узгосэнергонадзор» и утвержденным Комиссией по экономии топливно-энергетических ресурсов Кабинета Министров Республики Узбекистан.

#### **4.1.2. О типовой методике проведения энергетических обследований ГЭС**

Основной задачей энергетических обследований ГЭС является определение фактических значений показателей ее энергетической эффективности, сравнение их с нормативными значениями и установление степени эффективности использования стока воды на ГЭС, а также разработка мероприятий по повышению ее энергетической эффективности. Все эти положения должны отражаться в методике проведения энергетических обследований ГЭС. Методики могут различаться в зависимости от мощности, конструкции, типа ГЭС и других причин. Наша типовая методика касается ГЭС средней мощности, её положения могут быть использованы для малых и других ГЭС.

На каждой ГЭС мощностью 30 МВт и более должны быть разработаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его

работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических нагрузок. Это так называемые эксплуатационные характеристики ГЭС. Ниже (рис. 4.1 – 4.2), в качестве примера приводятся основные эксплуатационные характеристики Чарвакской ГЭС.

Основой для установления нормативов энергоэффективности являются нормативные энергетические характеристики гидроагрегатов и ГЭС, а для определения фактических значений энергоэффективности должны быть использованы значения измеренных энергетических параметров гидроагрегатов и ГЭС в целом.

Результатами обследования должны быть заключение о степени эффективности использования стока воды на ГЭС и технические предложения, направленные на повышение эффективности использования ГЭС в условиях работы в энергосистеме.

**Показатели энергетической эффективности ГЭС.** Энергоносителем для ГЭС является вода, используемая гидротурбинами при определенном напоре. Мощность водного потока, подведенного к гидротурбинам, определяется произведением расхода воды на напор. Из этого следует, что энергетическая ценность энергоносителя на ГЭС зависит от напора.

Показателем энергетической эффективности использования потока воды в каждый текущий момент времени является коэффициент полезного действия (КПД)  $\eta$  гидроустановки, определяемый отношением величины электрической мощности  $P$  на шинах генератора к величине подведенной мощности  $N$ .

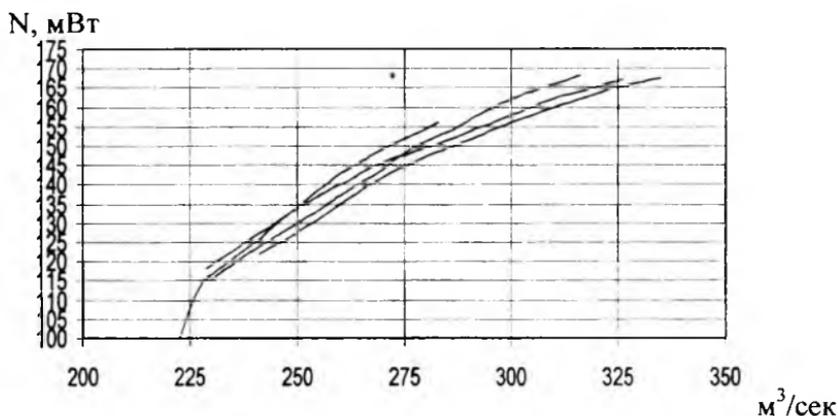


Рис. 4.1. Расходные характеристики четырех гидроагрегатов Чарвакской ГЭС при напоре  $H = 140$  м

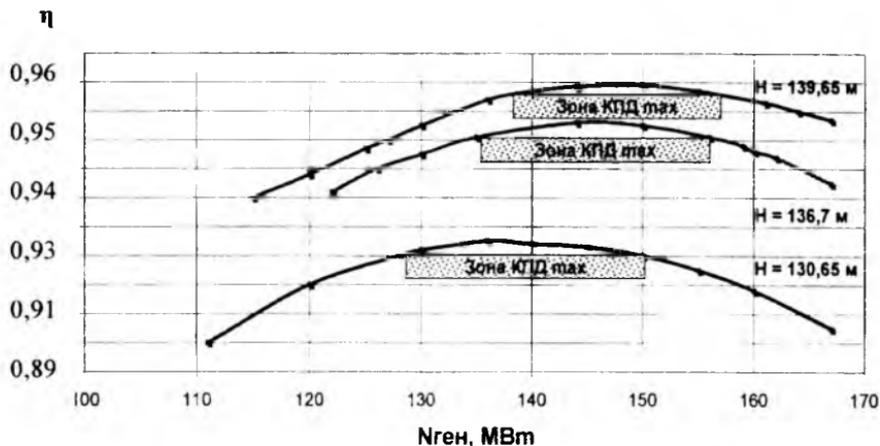


Рис. 4.2. Рабочие характеристики гидроагрегата №1 Чарвакской ГЭС при разных напорах

При переменном суточном графике нагрузки ГЭС в качестве среднеинтервального за промежуток времени  $T$  (например, среднесуточного) значения показателя энергетической эффективности может быть принято среднеинтервальное значение КПД  $\bar{\eta}$ :

$$\bar{\eta} = \frac{\mathcal{E}}{9,81 \sum_{i=1}^n Q_i H_i \Delta t}, \quad (4.1)$$

где,  $\mathcal{E}$  – выработка электроэнергии за период времени  $T$ ;

$Q_i, H_i$  – текущие значения расхода воды и напора ГЭС за отрезок времени  $\Delta t$  ( $\Delta t = T/n$ ).

Энергоэффективность производства электроэнергии для внешнего потребления определяется выражением (4.1), где,  $\mathcal{E}$  – количество электроэнергии, отпущенной с шин станции за расчетный промежуток времени  $T$ .

В силу присущей данному виду оборудования зависимости КПД гидротурбины от мощности или расхода воды, абсолютное значение КПД не может характеризовать энергетическую эффективность использования конкретной гидроустановки в конкретных условиях ее работы. Необходимо сравнивать фактическое значение КПД с его нормативным значением.

Нормативные среднеинтервальные значения КПД определяются по нормативным энергетическим характеристикам, разработка которых для каждой ГЭС регламентирована в «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Узбекистан» (Раздел I, глава I, §5, п. 77) рег.№1405 от 10.09.04 г., и по методике ОАО «ORGRES» ГАК «Узбекэнерго».

Среднее за расчетный период (смена, сутки, неделя и т.д.) значение нормативного КПД гидроагрегата (ГЭС) определяется выражением

$$\bar{\eta}_n = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{\sum_{i=1}^n \frac{P_i}{\eta_i}}, \quad (4.2)$$

где,  $P_i$  и  $\eta_i$  – значения мощности и КПД на нормативных энергетических характеристиках.

Значения мощности  $P_i$  определяются по графику нагрузки, разбитому на  $n$  равных промежутков времени.

В качестве показателя энергетической эффективности принимается величина:

$$\Delta\eta^* = \frac{\bar{\eta} - \bar{\eta}_n}{\bar{\eta}_n} \times 100\%. \quad (4.3)$$

## 4.2. Анализ состава оборудования, условий и режимов работы ГЭС

По составу оборудования должны быть собраны следующие сведения:

основные технические данные по основному оборудованию (гидротурбины, гидрогенераторы, силовые трансформаторы);

схема водоподводящих и отводящих сооружений;

состав основных внешних водопотребителей в верхнем и нижнем бьефах, а также для производственно-бытовых нужд ГЭС;

состав потребителей электроэнергии на собственные нужды и схема их электропитания;

состав потребителей электроэнергии на хозяйственные нужды и схема их электропитания;

однолинейная электрическая схема первичных соединений.

При анализе состояния оборудования должны быть выяснены следующие вопросы:

технические состояние водоподводящих сооружений, гидротурбинных водоводов и отводящих сооружений в отношении минимизации потерь напора;

периодичность капитального ремонта гидроагрегатов, наличие инструментальных оценок качества его производства, оценка состояния проточной части гидротурбин;

наличие контроля комбинаторной зависимости поворотнолопастных гидротурбин и техническое состояние схемы регулирования комбинаторной связи по напору;

наличие ограничений минимальной и максимальной мощности гидроагрегатов и техническое состояние устройств ограничения мощности;

техническое состояние вспомогательного оборудования.

Таблица 4.1.

Нбр ГЭС, (м)	Кол-во рас- полагаемых агре- гатов ГЭС	Диапазоны активных на- грузок гидроагрегатов при обеспечении максимального КПД (МВт)				Поря- док вклю- чения гид- роагре- гатов	Диапазоны нагрузок наи- более экономичной рабо- ты ГЭС при обеспечении максимального КПД (МВт)				P <sub>гэс</sub> min МВт	P <sub>гэс</sub> max МВт
		Напр	Г-1	Г-2	Г-3		Г-4	Напр				
130,65-131,30	1, 2, 3, 4	129-150	128-145	138-158	131-149	4, 3, 1, 2	131-149	269-307	398-457	526-602	131	602
							В работе					
							Г-4	Г-4, 3	Г-4, 3, 1	Г-4, 3, 2, 1		
135,75-136,70	1, 2, 3, 4	138-158	142-162	144-165	132-151	1, 2, 3, 4	138-158	280-321	424-485	556-636	138	636
							В работе					
							Г-1	Г-1, 2	Г-1, 2, 3	Г-1, 2, 3, 4		
139,40-140,00	1, 2, 3, 4	142-162	136-153	138-158	138-153	4, 1, 2, 3	138-153	280-315	416-468	554-626	138	626
							В работе					
							Г-4	Г-4, 1	Г-4, 1, 2	Г-4, 1, 2, 3		

Следует проанализировать суточные графики нагрузки ГЭС для различных сезонов года, режимы регулирования активной и реактивной мощности, наличие и продолжительность работы генераторов в режиме синхронного компенсатора, размещение на ГЭС вращающегося резерва и его величину. Должно быть установлено наличие и техническое состояние устройств автоматического регулирования активной и реактивной мощности, участие ГЭС в первич-

ном и вторичном регулировании частоты. Следует также определить среднесуточное число пускоостановочных операций.

Необходимо проанализировать водно-энергетические режимы, сезонные, недельные и суточные колебания уровней верхнего и нижнего бьефов, напора ГЭС, а также влияние регулирования нагрузки на экономичность работы гидротурбинного оборудования.

В качестве примера (табл. 4.1.) приводится режимная карта оптимального сочетания гидроагрегатов Чарвакской ГЭС в зависимости от напора и мощности

### **4.3. Оценка состояния технического учета и отчетности**

При оценке подобных документов необходимо сделать следующее.

Проверить наличие парка приборов в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов и методических указаний. Следует указать в отчете тип и класс точности измерительных приборов, используемых для измерения напора, расхода воды, мощности генераторов, выработки и потребления электроэнергии на каждом генераторе, потребления на собственные нужды и отпускаемой с шин станции электроэнергии. Проверить соответствие действующей на ГЭС системы учета электроэнергии требованиям нормативно-технических документов и состояние отчетной документации о работе ГЭС.

Проверить наличие нормативных характеристик гидроагрегатов и ГЭС, их подтверждение данными натурных испытаний, обоснованность принятых при расчете поправочных коэффициентов, оценить влияние различных факторов на их стабильность во времени. Проверить наличие и обоснованность норм потребления воды и электроэнергии на собственные нужды.

Проанализировать систему учета стока воды на ГЭС. При использовании турбинных расходомеров проверить наличие их метрологической аттестации или точность измерений натурными испытаниями.

При отсутствии расходомеров следует проанализировать возможность косвенного измерения расхода воды через гидротурбины по расходно-мощностным характеристикам.

### **4.4. Определение энергетической эффективности ГЭС**

Фактические значения показателей эффективности использования стока воды на ГЭС определяются по результатам измерений.

При подготовке к ведению измерений должны быть намечены характерные дни недели, продолжительность и цикличность измерений энергетических параметров, подготовлены и подключены необходимые измерительные и регистрирующие приборы, намечены посты наблюдений и назначены лица, ответственные за измерения.

Цикличность производства измерений зависит от режима работы ГЭС.

При работе ГЭС в базисе или в полупиковой части графика нагрузки, но без возложения на ГЭС функций регулирующей электростанции цикличность измерений может составлять 20 – 30 мин. На регулирующих ГЭС измерения следует производить с цикличностью не более 5 – 10 мин. В связи с большим объемом измерений следует применять преимущественно автоматическую регистрацию параметров.

Для вычислений фактических среднеинтервальных значений КПД используется выражение (4.2.). При этом должен быть определен КПД как для каждого гидроагрегата, так и для ГЭС в целом для предназначенной и отпущенной электроэнергии. Расход воды  $Q_i$  при отсутствии расходомеров вычисляется по расходно-мощностной характеристике по измеренным значениям  $P_i$ , и  $H_i$ . При вычислении КПД ГЭС по производству электроэнергии в расчете принимается значение электроэнергии, равное сумме измеренных значений на шинах всех генераторов, а при вычислении КПД ГЭС по отпуску электроэнергии – значение электроэнергии, измеренной на шинах ГЭС.

Для вычислений нормативных значений КПД используется выражение (4.3.), в котором в качестве  $\eta_i$  принимается значение КПД по нормативным энергетическим характеристикам. При равномерном распределении нагрузки между агрегатами допустимо использовать средние для агрегатов значения мощности  $P_i$ .

Сопоставление фактических и нормативных значений показателей энергетической эффективности должно производиться для показателей, вычисленных для равных периодов времени и для одинаковых режимов работы ГЭС. При наличии каких-либо различий в режимах работы ГЭС, влияющих на ее эффективность, следует скорректировать значения нормативных показателей введением поправочных коэффициентов аналогично тому, как это предусмот-

рено для удельных расходов воды. Результатом сопоставления должно быть вычисление величины  $\Delta\eta^*$  в соответствии с выражением (4.3.).

#### **4.5. Составление энергетического баланса ГЭС**

По результатам инструментальных измерений, выполненных при энергетическом обследовании, следует составить энергетический баланс по ГЭС в целом.

В приходной части баланса ГЭС отражается подведенная энергия в створе водоприемников гидроагрегатов для приплотинных ГЭС и в створе водоприемника головного узла для деривационных ГЭС. В расходной части баланса должны быть указаны все потери энергии и отпуск энергии внешним потребителям.

В числе потерь должно быть отражено следующее: потери в водоподводящих сооружениях (деривационные каналы и трубопроводы, турбинные водоводы, сороудерживающие решетки), потери в гидроагрегате при оптимальном режиме, режимные потери, вызванные отклонением фактического режима от оптимального, потери энергии, связанные с работой агрегатов в режиме СК, потери в трансформаторах, потребление на собственные нужды ГЭС.

Численные значения энергии должны быть указаны в абсолютных (кВт.ч) и относительных единицах.

#### **4.6. Разработка мероприятий по энергосбережению**

Положительная величина  $\Delta\eta^*$  свидетельствует о том, что фактическая эффективность работы ГЭС выше нормативного значения и, следовательно, не требуется разрабатывать мероприятия по энергосбережению.

При отрицательной величине  $\Delta\eta^*$  следует выявить причины снижения эффективности по сравнению с нормативной. Среди возможных причин могут быть:

- снижение КПД гидротурбины в результате износа проточной части;

- отклонение фактической комбинаторной зависимости поворотно-лопастной гидротурбины от оптимальной;

- повышенные потери напора на сороудерживающих решетках или в водоподводящем тракте;

- повышенный подпор в нижнем бьефе;

повышенное потребление электроэнергии при работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора;

снижение средней нагрузки гидроагрегатов в результате размещения на ГЭС вращающегося резерва, превышающего принятое при расчете значение нормативов;

нерациональное распределение нагрузки между гидроагрегатами;

повышенное потребление электроэнергии на собственные нужды.

Для подтверждения некоторых из вышеуказанных причин необходимо выполнить специальные испытания, что должно быть отмечено в заключении.

При снижении эффективности работы ГЭС из-за невыгодного для нее режима работы необходимо оценить возникающие при этом потери, а также проанализировать возможности совершенствования ее режима работы в пределах предъявляемых энергосистемой требований.

После выявления причин снижения энергоэффективности следует разработать предложения по их устранению, которые должны содержать конкретные технические и организационные мероприятия с оценкой их технико-экономической эффективности.

#### **4.7. Оформление результатов энергетического обследования ГЭС**

По завершении энергетического обследования организация энергоаудитор оформляет следующую документацию:

технический отчет о проведении энергетического обследования;

энергетический баланс;

энергетический паспорт.

В отчете должны быть отражены:

1. Цели, задачи и вид обследования (первичное, периодическое, внеочередное, локальное).

2. Согласованная с руководством ГЭС методика и рабочая программа проведения обследования.

3. Краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования, режимные особенности работы ГЭС.

4. Оценка состояния технического учета, отчетности, объема выполненных энергетических испытаний, нормирования энергетических характеристик.

5. Результаты оценки энергетической эффективности работы ГЭС.

6. Выводы и рекомендации по организационным и техническим решениям по повышению энергоэффективности работы ГЭС.

Энергетический баланс составляется по результатам каждого обследования.

Энергетический паспорт составляется при первичном энергообследовании и уточняется при других видах обследований.

7. Один экземпляр отчета о проведенном энергетическом обследовании и паспорта энергоаудитора представляет в инспекцию «Узгосэнергонадзор» для учета при проверках.

## **РАЗДЕЛ 5. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

### **5.1. Методика проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей**

#### **5.1.1. Общие требования**

Методика проведения энергетического обследования подразделения электрических сетей отражается в рабочей программе, устанавливающей порядок и состав работ при проведении энергетических обследований (далее – ЭО) подразделений электроснабжения энергообъектов магистральных и распределительных электрических сетей.

Целью ЭО является оценка эффективности передачи и распределения электрической энергии (далее – ЭЭ) от генерирующего источника электрической энергии до потребителей, определение и анализ состояния магистральных и распределительных электрических сетей энергоснабжения и возможной величины снижения потери энергии при транспортировке.

Основными задачами ЭО подразделений электрических сетей являются определение фактических показателей работы электрических сетей, сравнение их с нормируемыми значениями, выявление и анализ причин их несоответствия и путей устранения.

При энергетическом обследовании подразделений электрических сетей выявляются следующие показатели энергоэффективности работы:

- характеристика структуры расхода электроэнергии на транспортировку и собственные нужды;
- режим электропотребления (суточные, месячный, годовой);
- эффективность потребления электроэнергии путем сопоставления динамики изменения удельных показателей при идентичности технологических параметров;
- границы раздела сетей и наличие на них приборов учета и состояние расчетного и технического учета;
- соответствие элементов учета (электросчетчики, ТН, ТТ, соединительные провода и кабели) требованиям ПУЭ;
- потери электроэнергии при транспортировке, фактические и нормативные;
- техническое состояние и организация эксплуатации сетей электроснабжения, соответствие их пропускной способности, на-

грузкам потребителей, потери при транспортировке и соответствие их нормативам;

измерение и оценка показателей качества электроэнергии;  
анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения;  
обследование и измерение параметров электроприемников;  
обследование систем освещения;

анализ аварийности систем электроснабжения и электрооборудования.

Фактические значения перечисленных показателей, определенных за прошедший год подразделений электрических сетей по каждому источнику электрической энергии или в целом для системы электроснабжения, должны быть сопоставлены с соответствующими нормируемыми значениями показателей в приведенных условиях.

Энергетическое обследование конкретной системы транспортировки электрической энергии в электрических сетях проводится по техническим программам, составленным на основании Типовой программы.

Технические программы разрабатываются организациями – энергоаудиторами, проводящими обследование с учетом особенностей технологических схем и обследуемого оборудования.

При разработке технических программ и проведении обследований должны использоваться результаты проведенных ранее на объекте режимно-наладочных работ, регламентных испытаний, разработки энергетических характеристик, данные отраслевой статистической отчетности.

Методической базой для проведения обследования являются действующие нормативно-технические документы, в части использования электрической энергии.

Технической базой обследования являются:

проектная и исполнительная документация по электрическим сетям и подразделениям электрических сетей;

эксплуатационная документация (режимы электропотребления, коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ ) для энергетических оборудования, данные по присоединенным электрическим нагрузкам, их видам и т.п.);

статистические данные за год, предшествующий проведению ЭО (энергобаланс потребителя, показатели качества электроэнергии, параметры электроприемников, отпуск электроэнергии, потери

энергии при транспортировке и их нормативы, проведенные планово-предупредительные ремонты энергооборудования, системы освещения, расходы на собственные нужды и т.п.);

материалы проведения периодических испытаний оборудования ЭС по определению потерь и энергетических характеристик;

выполнение мероприятий по замене морально устаревшего оборудования и наличие оргтехмероприятий по экономии энергии;

оснащенность приборами учета отпускаемой и потребляемой электрической энергии;

материалы по разработке энергетических характеристик транспортировки электрической энергии;

рекомендации по более эффективному (рациональному) использованию энергии в технологических процессах, сетях;

Необходимым условием проведения энергетических обследований всех видов является наличие разработанных энергетических характеристик (далее – ЭХ) и на их основе - нормативных показателей в соответствии с утвержденными методическими указаниями.

При необходимости обследование должно быть распространено на следующие элементы системы энергоснабжения, не находящиеся на балансе электрических сетей обследуемой организации, но оказывающие существенное влияние на эффективность работы транспортировки и распределения электрической энергии:

организации работ по балансовым испытаниям энергетического оборудования;

электрические сети и потребители электрической энергии, не находящиеся на балансе обследуемой организации.

### **5.1.2. Порядок подготовки и проведения энергетического обследования ПЭС**

Энергетическое обследование осуществляется в соответствии с техническим заданием, которое составляется организацией, проводящей обследование (энергоаудитором), согласованным с руководством организации, в ведении которой находятся обследуемые электрические сети.

Техническое задание должно содержать:

наименование (вид) ЭО;

цели и задачи обследования;

сроки проведения обследования;

состав (перечень) обследуемого оборудования электрических сетей;

перечень необходимой проектной, исполнительной, эксплуатационной и статистической информации;

перечень организационных и технических мероприятий, необходимых для подготовки и проведения энергетического обследования;

перечень показателей и характеристик, подлежащих выявлению при обследовании;

период работы электрических сетей, за который производится выявление показателей;

основные методические положения по проведению ЭО;

перечень основных нормативно-технических документов, в соответствии с которыми проводится ЭО;

перечень представителей обследуемой организации и организации, проводящей обследование, ответственных за проведение работы;

состав и краткое содержание отчетной документации по результатам обследования.

Основные этапы и состав работ при проведении ЭО определяются видом обследования. При первичном ЭО выполняются:

ознакомление с проектной, исполнительной и эксплуатационной документацией по схемам и составу оборудования подразделений электрических сетей в пределах границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности (линии электропередачи, электрические сети, трансформаторные пункты, центральный распределительный пункт, средства авторегулирования и защиты, диспетчеризации и телемеханизации, системы и средства учета электрической энергии, контрольно-измерительные приборы);

составление общей характеристики объекта;

рассмотрение и анализ статистической отчетности по фактическим электрическим режимам работы (энергобалансы потребителя, показатели качества электроэнергии, параметры электроприемников, отпуск электроэнергии, потери энергии при транспортировке и их нормативы, проведенные планово-предупредительные ремонты энергооборудования, системы освещения, расходы на собственные нужды и т.п.) и материалов по фактическим и нормируемым показателям энергетических характеристик, сравнительный анализ и сопоставление фактических режимов и показателей с их расчетными и нормируемыми значениями;

проведение контрольных текущих измерений основных параметров, характеризующих режимы работы (режимы электропотребления, коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ ) для энергетических видов оборудования, данные по присоединенным электрическим нагрузкам, их видам и т.п.);

анализ результатов и оценка в приведенных условиях показателей энергоэффективности;

обобщение и анализ полученных данных, выявление причин несоответствия фактических характеристик и показателей расчетным и нормируемым значениям;

составление энергетических балансов по расходам электрической энергии в электрических сетях;

разработка предложений (перечня мероприятий) по снижению потерь при транспортировке электроэнергии, распределении и использовании электрической энергии;

оценка эффективности предложений (мероприятий) и их первоочередности;

согласование с обследуемой организацией;

составление технического отчета по результатам ЭО с предложениями и рекомендациями по повышению эффективности использования электроэнергии, надежности ЭС;

составление энергетического паспорта.

При периодическом (повторном) ЭО этапы и содержание работ определяются объемом и качеством информации, полученной по результатам первичного обследования. При периодическом обследовании вместо соответствующих этапов первичного обследования или дополнительно к ним производятся:

корректировка исходной информации за прошедший период после первичного обследования;

проверка объема и полноты выполнения разработанных мероприятий по результатам первичного обследования;

оценка результатов выполнения мероприятий по снижению потерь электроэнергии и их динамики;

разработка дополнительных или корректировка ранее разработанных мероприятий по повышению эффективности использования электроэнергии;

внесение изменений и дополнений в энергетический паспорт.

На рис 5.1. показана возможная инструктора проведения энергетических обследований предприятий электрических сетей.

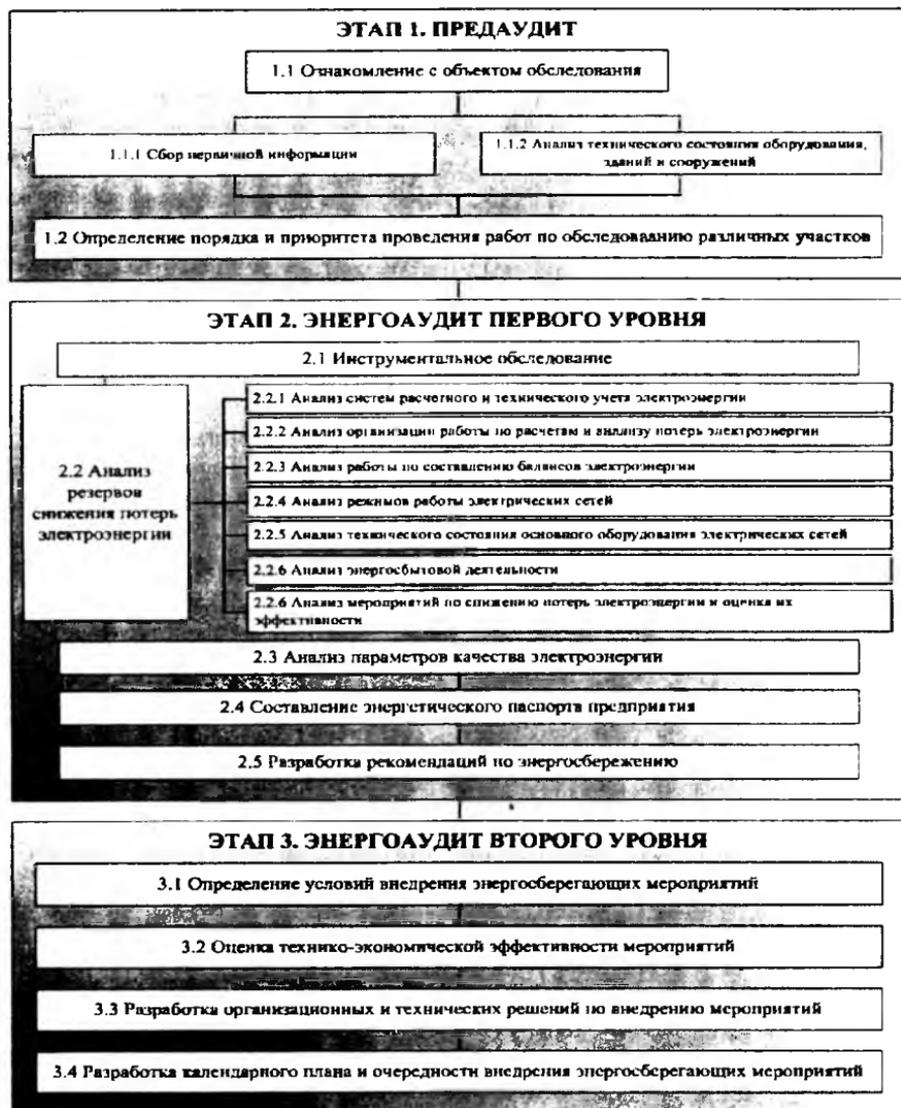


Рис 5.1. Возможные этапы и структура проведения энергетических обследований предприятий электрических сетей

### **5.1.3. Оформление результатов энергетических обследований ЭС**

По результатам ЭО составляется отчет, содержание которого определяется видом энергетического обследования. При проведении первичного обследования отчет должен содержать:

- техническую характеристику обследуемого энергообъекта;
- результаты обобщения и анализа использованных исходных данных;

- перечень и количественные значения нормируемых и фактических показателей энергоэффективности, результаты их сопоставления и анализ причин их несоответствия;

  - энергетический и материальный балансы;

- оценку эффективности использования энергоресурсов, предложения (мероприятия) по снижению потерь электроэнергии;

- перечень, сроки и очередность выполнения мероприятий по повышению энергоэффективности, согласованных с энергоснабжающей организацией, оценочную стоимость работ по их выполнению и ожидаемое значение снижения потерь электроэнергии.

К отчету должны быть приложены следующие материалы:

- исходные статистические данные по параметрам работы электрических сетей за рассматриваемый период;

- результаты инструментальных измерений текущих параметров работы, их обработки, определения показателей энергоэффективности и приведения их в сопоставимые условия с нормируемыми значениями;

- исходные данные по составлению балансов использования энергетических и материальных ресурсов;

- обосновывающие материалы к предложениям (мероприятиям) по сокращению потерь электроэнергии.

В виде приложения к отчету или как самостоятельный документ составляется энергетический паспорт обследуемого предприятия, форма которого приведена ниже. Общие сведения в энергетическом паспорте принимаются по техническим характеристикам объекта обследования.

## **5.2. О развитии методологии энергетических обследований электрических сетей**

Потери электроэнергии в электрических сетях – это прямые финансовые убытки энергоснабжающих организаций, а в сетях предприятий – убытки предприятий. Экономия от снижения по-

терь можно было бы направить на: техническое перевооружение сетей; увеличение зарплаты персонала; совершенствование организации производства и распределения электроэнергии; повышение надежности и качества электроснабжения; уменьшение тарифов на электроэнергию.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – сложная комплексная проблема, требующая значительных капитальных вложений, необходимых как для оптимизации развития электрических сетей, так и для совершенствования системы учета электроэнергии, внедрения новых информационных технологий в энергосбытовой деятельности и управления режимами сетей, и обучения персонала и его оснащения средствами поверки средств измерений электроэнергии.

Необходимость развития методологии энергетических обследований для энергосбережения подтверждается опытом передовых предприятий и организаций в различных странах, закреплена государственными документами и программами. Ниже предлагаются рекомендации по улучшению методики обследований энергетических обследований электрических сетей.

Цель – развивать основные процедуры проведения энергетических обследований электрических сетей, тщательно анализировать и уточнять задачи каждого из этапов:

1) отчетных данных по балансам и потерям электроэнергии в электрических сетях, результатов расчетов технических и коммерческих потерь электроэнергии, программного обеспечения этих расчетов;

2) систем коммерческого и технического учета электроэнергии;

3) организации управления сбытом электроэнергии;

4) режимов работы электрических сетей и качества электрической энергии;

5) технического состояния основного оборудования электрических сетей;

6) мероприятий по снижению потерь и повышению качества электроэнергии и их эффективности.

Инструментальное обследование применяется для восполнения отсутствующей информации, которая необходима для оценки эффективности передачи электроэнергии, но не была получена на предыдущем этапе.

Для проведения инструментального обследования применяются специализированные портативные приборы. При этом особое внимание следует уделять узлам учета электроэнергии, как коммерческим, так и техническим с устаревшим измерительным оборудованием (ТТ, ТН, индукционные счетчики) и низким классом точности. Необходимо выделить объекты, которые подлежат комплексному инструментальному исследованию. Измерения при этом подразделяются на следующие виды:

- однократные измерения, при которых исследуется отдельный объект в определенном режиме работы;

- балансовые измерения, которые применяются для контроля баланса электроэнергии по отдельным потребителям, участкам сети, предприятию в целом. Перед проведением балансовых измерений необходимо иметь схему электрической сети, по которой должен быть составлен план измерений, необходимых для сведения балансов. При этом необходимо иметь несколько измерительных приборов для одновременных измерений в различных точках;

- регистрация параметров – исследование изменения какого-либо параметра во времени (например, снятие суточного графика нагрузки, графика отклонений напряжения в узлах сети и т.д.). Для этого вида измерений необходимо использовать приборы с внутренними или внешними устройствами записи и хранения данных и возможностью их последующего анализа в компьютере. В ряде случаев возможно применение стационарных приборов без записывающих устройств, но при условии снятия показаний через равные промежутки времени;

- обследование технического состояния электрических сетей - на этом этапе обследования проводится техническая экспертиза физического и морального износа оборудования с целью определения и обоснования затрат на ремонт, включаемых в тариф на электроэнергию.

Анализ резервов снижения потерь электроэнергии проводится на основе материалов, полученных на предыдущих этапах, а также на основе анализа данных по балансам электроэнергии в электрических сетях и динамике составляющих балансов за три последних года с разбивкой по месяцам, в том числе: отпуска электроэнергии в сеть; коммерческих и технических потерь электроэнергии; полезного отпуска электроэнергии потребителям; структуры полезного отпуска и т.д.

В ходе обследования следует убедиться в том, что качество электроэнергии соответствует требованиям межгосударственного стандарта стран СНГ.

Должен быть выполнен анализ причин несоответствия стандарту по: установившемуся отклонению напряжения в точках контроля качества электроэнергии и конкретных виновников этих несоответствий; несинусоидальности напряжения в точках присоединения потребителей; установившейся и переменной несимметрии напряжений в точках присоединения потребителей.

По результатам анализа качества электроэнергии должны быть разработаны рекомендации по его повышению до требуемого уровня.

Развитие мероприятий по снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии можно разбить на пять групп:

1. Совершенствование систем учета электроэнергии, отпущенной в сеть ПЭС и по ступеням напряжения.

2. Совершенствование системы учета полезного отпуска электроэнергии.

3. Совершенствование организации работы по сбору данных полезного отпуска электроэнергии.

4. Совершенствование метрологического обеспечения учета электроэнергии.

5. Совершенствование организации работ по расчетам технических потерь электроэнергии.

Ниже каждая из перечисленных групп рассмотрена более подробно.

1. Совершенствование системы учета электроэнергии, отпущенной в сеть ПЭС и по ступеням напряжения.

1.1. Установка дополнительных счетчиков и замена индукционных счетчиков низкого класса точности на счетчики класса точности не ниже 1,0 на границах балансовой принадлежности ПЭС для достоверного определения отпуска электроэнергии в сеть.

1.2. Установка дополнительных счетчиков и замена устаревших индукционных на электронные счетчики повышенного класса точности для расчета допустимых и фактических небалансов электроэнергии на опорных подстанциях и проверки правильности работы счетчиков. Установка и замена счетчиков на всех отходящих линиях 6-10 кВ этих подстанций. При этом необходимо, чтобы счетчики подключались к АСКУЭ.

1.3. Инвентаризация измерительных трансформаторов тока и напряжения. Составление плана дополнительной установки ТТ и ТН, их замены и диагностирования.

2. Совершенствование системы учета полезного отпуска электроэнергии.

2.1. Установка контрольных счетчиков на стороне 110 кВ энергоемких потребителей.

2.2. Установка счетчиков расчетного учета электроэнергии на границе балансовой принадлежности с энергоемкими потребителями. Ликвидация самообслуживания счетчиков.

2.3. Замена устаревших индукционных счетчиков и счетчиков класса точности 2,5 на новые с классом точности не ниже 1,0 у бытовых абонентов.

2.4. Установка учета на высокой стороне КТП у потребителей коттеджного типа.

2.5. Защита счетчиков, ТТ и ТН от хищений электроэнергии.

3. Совершенствование организации работы по сбору данных полезного отпуска электроэнергии, в том числе:

3.1. Ревизия (инвентаризация) присоединений потребителей в электрических сетях, в особенности 0,4 кВ.

3.2. Введение системы прогрессирующих штрафов за повторное незаконное подключение.

3.3. Обеспечение правовой базы отношений с бытовыми потребителями, заключение "Договора на энергоснабжение" с ними по аналогии с трехфазными потребителями.

3.4. Разработка и внедрение действенной системы материального стимулирования персонала электрических сетей, в первую очередь Узэнергосети за снижение коммерческих потерь электроэнергии, обеспечение своевременной выплаты премий.

3.5. Доукомплектация отделений Узэнергосети персональными компьютерами и программным обеспечением по ведению баз данных по расчетам с потребителями.

3.6. Разгрузка персонала отделений Узэнергосети от многочисленной избыточной отчетности.

3.7. Упрощение сложной и трудоемкой процедуры согласований с различными инстанциями официального (санкционированного) подключения бытовых и мелкомоторных потребителей к электрическим сетям.

4. Совершенствование метрологического обеспечения учета электроэнергии.

4.1. Увеличение количества персонала в ПЭС, занимающегося метрологическим обслуживанием учета, выделение этого персонала в отдельное подразделение – метрологическую службу. Обучение персонала и получение права калибровки и поверки средств учета электроэнергии.

4.2. Разработка положения по организации метрологической службы предприятия электрических сетей, основной функцией которой должен быть контроль технического состояния и соблюдение сроков поверки приборов расчетного учета и калибровки приборов технического учета, определение численности и функций персонала службы, приобретение необходимого метрологического оборудования для поверки измерительных приборов и счетчиков электроэнергии, переносного метрологического оборудования для поверки и калибровки средств измерений на месте эксплуатации, активизация работы по ведению базы данных по средствам измерений (например, АРМ "Метролог"), разработка местных методик выполнения измерений электроэнергии, мощности во вторичных цепях ТТ и ТН, и программ измерений при замене счетчиков электроэнергии.

5. Совершенствование организации работ по расчетам технических потерь электроэнергии.

5.1. Налаживание ежемесячных расчетов балансов электроэнергии по секциям шин 6-10 кВ центров питания для достоверизации данных об отпуске электроэнергии в сеть 6-10-0,4 кВ.

5.2. Переход от расчетов технических потерь в сетях 0,4-10 кВ к расчету допустимых и фактических небалансов электроэнергии в этих сетях.

5.3. Передача программного обеспечения, баз данных по расчетам в распределительных сетях 0,4-10 кВ в РЭСы, чтобы облегчить работу персонала электрических сетей в целом.

Расчеты эффективности внедрения этих мероприятий показывают, в частности, что для снижения коммерческих потерь электроэнергии на 1 млн.кВт.ч в год необходимо затратить в среднем не менее 50 тыс. долл. Это с одной стороны подтверждает сравнительно высокую окупаемость мероприятий по снижению потерь (около 2 лет), с другой – свидетельствует о необходимости тща-

тельного технико-экономического анализа мероприятий и определения очередности их внедрения.

### **5.3. Рекомендации по применению мероприятий, позволяющих экономить электроэнергию**

При расчетах экономического эффекта мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях необходимо учитывать экономический эффект не только от непосредственного снижения потерь энергии, но и от повышения качества электрической энергии, пропускной способности сети, надежности электроснабжения и т.д. В зависимости от составляющих экономического эффекта мероприятия по снижению потерь можно подразделять на несколько групп.

**Группа 1** – мероприятия по снижению потерь, экономический эффект которых  $\mathcal{E}_1$  включает в себя экономический эффект от снижения потерь энергии  $\mathcal{E}_{\Delta W}$ , от улучшения качества энергии  $\mathcal{E}_k$ , от повышения пропускной способности сети  $\mathcal{E}_{пс}$ .

К таким мероприятиям относятся:

технические мероприятия – замена проводов и кабелей на перегруженных линиях, экономическое распределение потоков мощностей в неоднородных замкнутых сетях при помощи устройств, продольно-поперечного регулирования;

режимные мероприятия – экономическое распределение потоков мощностей в неоднородных замкнутых сетях путём подбора коэффициентов трансформации на трансформаторах связи.

**Группа 2** – мероприятия по снижению потерь, экономический эффект которых  $\mathcal{E}_2$  включает в себя экономический эффект от снижения потерь энергии  $\mathcal{E}_{\Delta W}$ , от улучшения качества энергии  $\mathcal{E}_k$ , от пропускной способности  $\mathcal{E}_{пс}$  и от снижения потерь реактивной мощности  $\mathcal{E}_{\Delta Q}$

К этим мероприятиям относятся:

технические мероприятия – компенсация реактивной мощности с помощью батареи статических конденсаторов и синхронных компенсаторов, замена трансформаторов с переключением без возбуждения на трансформаторы с регулированием под нагрузкой, применение устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации, применение устройств автоматического регулирования, мощности батареи статических конденсаторов.

режимные мероприятия – повышение степени использования компенсирующих устройств, оптимизация уровня рабочего напряжения в центрах питания радиальных линий, систематическое проведение расчётов оптимальных режимов по реактивной мощности с учётом потерь;

организационные мероприятия – стимулирование установки компенсирующих устройств, в промышленных предприятиях.

**Группа 3** – мероприятия, экономический эффект которых учитывается в дополнении к  $\mathcal{E}_1$  и экономический эффект от повышения надёжности электроснабжения  $\mathcal{E}_n$ . Эти мероприятия включают:

технические мероприятия – сооружение разгрузочных линий.

**Группа 4** – мероприятия учитывающие экономический эффект  $\mathcal{E}_4$  как от снижения потерь активной мощности  $\mathcal{E}_{\Delta W}$ , так и от снижения потерь реактивной мощности  $\mathcal{E}_{\Delta Q}$ .

технические мероприятия – перестановка трансформаторов в соответствии с их нагрузкой.

**Группа 5** – мероприятия повышающие надёжность в системе электроснабжения, экономический эффект которых составляет  $\mathcal{E}_5$ . К таким мероприятиям относятся:

технические мероприятия – экономическое распределение потоков мощностей в неоднородных замкнутых сетях путём размыкания их в оптимальных точках;

режимные мероприятия – оптимизация работы трансформаторов в режиме малых нагрузок.

**Группа 6** – мероприятия по снижению коммерческих потерь и повышению уровня эксплуатации сети, экономический эффект которых составляет  $\mathcal{E}_6$ . К таким мероприятиям относятся:

организационные мероприятия по снижению коммерческих потерь и повышению уровня эксплуатации сети.

Сравнительная эффективность мероприятий по снижению потерь энергии в сетях зависит от взаимного влияния мероприятий друг на друга. Это влияние имеет место как между группами мероприятий, так и внутри групп. Например, эффективность замены проводов на перегруженных линиях определяется не только нагрузкой линий и стоимостью замены, но и возможностями установки компенсирующих устройств в узлах сети, а также общего повышения номинального напряжения сети и т. п.. И в первом, и во втором случаях замена провода может оказаться нецелесообразной, так

как разгрузка линий достигается другим, более экономичным путём.

Мероприятия по снижению потерь в сетях следует выбрать исходя из принципа достижения максимума народнохозяйственного эффекта (минимума приведённых затрат) при выполнении условий по надёжности энергоснабжения и качеству электроэнергии. В связи с этим в первую очередь выполняются без затратные и мало затратные организационные мероприятия и мероприятия по снижению коммерческих потерь и повышению уровня эксплуатации сети.

Проведённые оценочные расчёты показывают, что наиболее эффективными являются мероприятия группы 2 и в первую очередь технические мероприятия по компенсации реактивной мощности при помощи батареи статических конденсаторов и синхронных конденсаторов.

Проведённые оценочные расчёты показывают, что при нагрузках воздушных линий, близких к допустимым по нагреву, т.е. при плотностях тока  $2.2 \text{ А/мм}^2$  и более дополнительное строительство ЛЭП следует считать обоснованным. При указанной нагрузке сооружение разгрузочной линии, как правило, определяется не только экономическими соображениями, но и техническими условиями – обеспечением надёжности электроснабжения в последовательных режимах работы сети.

Отметим, что большое значение имеют мероприятия по сокращению потерь, связанных с загрузкой сетей реактивной мощностью.

## РАЗДЕЛ VI. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

### 6.1. Основные пути экономии электрической энергии

Экономия электроэнергии означает, прежде всего, уменьшение потерь электроэнергии во всех звеньях системы генерации, электроснабжения и энергопотребления. Основными путями снижения потерь электроэнергии в промышленности являются следующие:

1) рациональное построение системы электроснабжения при ее проектировании и реконструкции, включающее в себя применение рациональных напряжений, мощности и числа трансформаторов на трансформаторных подстанциях; оптимизация общего числа трансформаций, мест размещения подстанций, схемы электроснабжения; компенсация реактивной мощности и др.;

2) снижение потерь электроэнергии в действующих системах электроснабжения, для чего используются следующие способы: управление режимами электропотребления; регулирование напряжения; ограничение холостого хода электроприемников; модернизация существующего и применение нового, более экономичного и надежного технологического и электрического оборудования; повышение качества электроэнергии; применение экономически целесообразного режима работы силовых трансформаторов; замена асинхронных двигателей (АД) на синхронные (СД), где это возможно; автоматическое управление освещением в течение суток; применение рациональных способов регулирования режимами работы насосных и вентиляционных установок и др.;

3) нормирование электропотребления, разработка научно обоснованных норм удельных расходов электроэнергии;

4) организационно-технические мероприятия, которые разрабатываются конкретно на каждом предприятии с учетом его специфики.

Известно, что при передаче электроэнергии от источника к приемнику теряется 10—15 % электроэнергии, отпущенной с шин подстанции.

**Экономия электроэнергии в силовых трансформаторах.** При загрузке силового трансформатора на 30 % нагрузочные потери примерно равны потерям холостого хода. В среднем на каждой трансформации теряется до 7 % передаваемой мощности. Работа

трансформатора в режиме холостого хода или близком к нему вызывает излишние потери электроэнергии не только в самом трансформаторе, но и по всей системе электроснабжения (от источника питания до самого трансформатора) из-за низкого коэффициента мощности.

В целях экономии электроэнергии целесообразно отключать мало загруженные трансформаторы при сезонном снижении нагрузки.

Потери активной мощности в двухобмоточных трансформаторах определяют по выражению

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \Delta P_K k_3^2,$$

где,  $\Delta P_X$  - активные потери холостого хода при номинальном напряжении;

$\Delta P_K$  - активные нагрузочные потери (активные потери КЗ) при номинальной нагрузке;

$k_3 = S_\phi / S_{T,НОМ}$  — коэффициент загрузки трансформатора;

$S_\phi$  — фактическая нагрузка трансформатора;

$S_{T,НОМ}$  — его номинальная мощность;

$\Delta P_X, \Delta P_K, S_{T,НОМ}$  — каталожные данные трансформатора.

Потери активной электроэнергии в трансформаторе

$$\Delta \mathcal{E}_{a.T} = \Delta P_X T_n + \Delta P_K k_3^2 T_{раб},$$

где,  $T_n$  - годовое (полное) число часов работы трансформатора;

$T_{раб}$  - годовое число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой;

при одной смене  $T_{раб} = 2400$  ч, при двух -  $T_{раб} = 5400$  ч; при трех -  $T_{раб} = 8400$  ч.

Приведенные потери активной мощности, т.е. потери с учетом потерь как в самом трансформаторе, так и в элементах системы электроснабжения (от генераторов электростанций до рассматриваемого трансформатора) в зависимости от реактивной мощности, потребляемой трансформатором, определяют по выражению

$$\Delta P_{\kappa' m} = \Delta P'_X + \Delta P'_K,$$

где,  $\Delta P'_X = \Delta P_X + k_{ИП} \Delta Q_X$  - приведенные активные потери мощности холостого хода;

$k_{ИП}$  — коэффициент изменения потерь или экономический эквивалент реактивной мощности, характеризующий активные потери от источника питания до трансформатора, приходящиеся на 1 кВАр пропускаемой реактивной мощности, кВт/кВАр (значения коэффициента  $k_{ИП}$  приведены в табл. 6.1);

$\Delta Q_X = S_{m \text{ ном}} I_x \% / 100$  - реактивные потери мощности холостого хода;

$\Delta P'_K = \Delta P_K + k_{\text{ИП}} \Delta Q_K$  - приведенные активные потери мощности КЗ;

$\Delta Q_K = S_{m \text{ ном}} U_K / 100$  — реактивные потери мощности КЗ;

$I_x$  — ток холостого хода, %;

$U_K$  - напряжение КЗ, %;

$I_x, U_K$  - каталожные данные трансформатора.

Приведенные потери электроэнергии  $\Delta \mathcal{E}'_{\text{ат.}} = \Delta P'_x T_n + k^2 \Delta P'_K$

$T_{\text{раб}}$  .

Таблица 6.1.

Коэффициент изменения потерь в трансформаторах

Характеристика трансформатора и системы электроснабжения	$K_{\text{и п}}$ , кВт/квар	
	в часы минимума нагрузки энергосистемы	в часы максимума нагрузки энергосистемы
Трансформаторы, питающиеся непосредственно от шин электростанций	0,02	0,02
Сетевые трансформаторы, питающиеся от электростанций на генераторном напряжении	0,07	0,04
Понижающие трансформаторы 110/35/10 кВ, питающиеся от районных сетей	0,1	0,06
Понижающие трансформаторы 6-10/0,4 кВ, питающиеся от районных сетей	0,15	0,1

*Экономически целесообразный режим работы трансформаторов.* Экономически целесообразный режим работы трансформаторов определяют в зависимости от суммарной нагрузки и числа параллельно включенных трансформаторов, обеспечивающих минимум потерь электроэнергии

$$\Delta P'_{\Sigma 0} = n(\Delta P_x + k_{\text{ИП}} \Delta Q_x) + 1/n (\Delta P_K + k_{\text{ИП}} \Delta Q_K) k_z^2 ,$$

где,  $n$  — число включенных трансформаторов одинаковой мощности.

Если на подстанции работает  $n$  однотипных трансформаторов одинаковой мощности, то:

а) при росте нагрузки подключение еще одного, т.е.  $(n + 1)$ -го трансформатора, выгодно при  $S_{\Sigma} \geq S_{T \text{ ном}} \sqrt{\frac{n+1 \Delta P'_x + k_{нл} \Delta Q_x}{n \Delta P'_x + k_{нл} \Delta Q_x}}$ .

б) при снижении нагрузки отключение одного трансформатора выгодно при

$$S_{\Sigma} \leq S_{T \text{ ном}} \sqrt{\frac{n-1 \Delta P'_x + k_{нл} \Delta Q_x}{n \Delta P'_x + k_{нл} \Delta Q_x}}$$

где,  $S_{\Sigma}$  - полная нагрузка подстанции;  $S_{T \text{ ном}}$  - номинальная мощность одного трансформатора.

При использовании в эксплуатации экономически целесообразного режима работы трансформаторов с целью экономии электроэнергии следует исходить из следующих положений:

1) не должна снижаться надежность электроснабжения потребителей;

2) трансформаторы должны снабжаться устройством АВР;

3) целесообразно автоматизировать операции отключения и включения трансформаторов, однако, для сокращения числа оперативных переключений рекомендуется отключать трансформаторы не более 3 раз в сутки.

Для подстанции с двумя трансформаторами одинаковой мощности, когда работает один трансформатор (из двух), коэффициент загрузки

$$K_{31} = \sqrt{2} \sqrt{\Delta P'_x / \Delta P'_x},$$

а когда работают оба трансформатора, коэффициент загрузки каждого из них

$$K_{32} = (1/\sqrt{2}) \sqrt{\Delta P'_x / \Delta P'_x}.$$

В условиях эксплуатации оптимальным коэффициентом загрузки считают такой, который обеспечивает максимальный приведенный КПД, т.е.

$$K_{30} = \sqrt{\Delta P'_x / \Delta P'_x}.$$

Однако в условиях эксплуатации не всегда возможно регулировать нагрузку трансформатора для получения оптимального коэффициента загрузки, поскольку нагрузка зависит от условий технологического процесса производства.

*Сокращение числа трансформаций.* Значительную экономию электроэнергии можно получить за счет сокращения числа трансформаций. Основными причинами излишнего числа трансформаций

ций являются неправильный выбор напряжения (питающей, распределительной сетей, сетей собственных нужд) без учета перспективы развития промышленного предприятия; использование имеющихся на предприятии двигателей на напряжение 6 кВ при выполнении распределительной сети предприятия на напряжение 10 кВ.

Экономия электроэнергии можно получить, применив при реконструкции или проектировании системы электроснабжения для потребителей II категории однотрансформаторные подстанции с резервированием по НН вместо двухтрансформаторных подстанций.

**Экономия электроэнергии в кабельных сетях.** Известно, что большая часть потерь активной мощности падает на распределительные сети 0,22—10 кВ. Потери активной мощности в кабельных линиях

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I_{\text{л}}^2 R_{\text{л}},$$

где,  $I_{\text{л}}$  — ток в линии;

$R_{\text{л}}$  — сопротивление одной фазы линии.

Ток в линии и ее сопротивление можно выразить так:

$$I_{\text{л}} = P_{\text{л}} / (\sqrt{3} U_{\text{л.ном}} \cos \varphi); \quad R_{\text{л}} = \rho l_{\text{л}} / S_{\text{л}},$$

где,  $P_{\text{л}}$  — мощность нагрузки, кВт;

$U_{\text{л.ном}}$  — номинальное напряжение сети, кВ;

$\cos \varphi$  — коэффициент мощности;

$\rho$  — удельное электрическое сопротивление жилы кабеля, Ом·мм<sup>2</sup>/м (для алюминиевых проводов  $\rho_1 = 0,026—0,029$ ; для медных  $\rho_2 \sim 0,0175—0,018$ ; для стальных  $\rho_3 = 0,01—0,14$ );

$l_{\text{л}}$  — длина линии, км;

$S_{\text{л}}$  — сечение линии, мм.

Отсюда 
$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{\rho l_{\text{л}} P_{\text{л}}^2}{S_{\text{л}} U_{\text{л.ном}}^2 \cos^2 \varphi}.$$

Экономить электроэнергию в кабельных линиях можно за счет:

1) сокращения длины линий, например, от цехового трансформатора до приемника электроэнергии;

2) увеличения сечений линий до экономически целесообразных значений, определяемых технико-экономическими расчетами (ТЭР);

3) повышения  $\cos \varphi$  электроустановок;

4) увеличения напряжения сети.

Сокращение длины кабельных линий осуществляется путем:

рационального распределения приемников электроэнергии между подстанциями с учетом технологических особенностей производства;

более глубокого подвода В.Л к цехам, где устанавливают понижающие подстанции;

рационального выбора мест размещения подстанций.

Значительно уменьшаются потери активной мощности и электроэнергии при увеличении напряжения, так как эти потери обратно пропорциональны квадрату напряжения.

Потери активной мощности в линиях и сетях определяются их параметрами и током нагрузки, кВт:

$$\Delta P_n = 1,1 n \rho (I_n/S_n) 10^{-3},$$

где, 1,1 - коэффициент, учитывающий сопротивление переходных контактов, скрутку жил и способ прокладки линии;

$n$  — число фаз линии;

$l_n$  — длина линии, м;

$S_n$  — сечение линии, мм<sup>2</sup>;

$\rho$  — удельное сопротивление материала провода при 20°C, Ом•мм<sup>2</sup>/м;

$I_n$  — среднее значение тока нагрузки, А.

Экономия электроэнергии в трехфазной сети при переводе ее на более высокое напряжение, кВт.ч:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 \rho l_c t_p ((I^2_1/s_1) - (I^2_2/s_2)),$$

где,  $l_c$  - длина участка сети, на котором производится повышение номинального напряжения, м;

$I_1$  и  $I_2$  - средние значения токов в каждом проводе сети соответственно при НН и ВН, А;

$s_1$  и  $s_2$  - сечения проводов сети при НН и ВН, мм<sup>2</sup> (при проведении мероприятий без замены проводов  $s_1 = s_2$ );

$t_p$  - расчетный период времени, ч.

При проведении реконструкции сетей (замене сечения проводов, их материала, сокращении длины без изменения напряжения) экономия электроэнергии, кВт.ч:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 \rho l^2 ((\rho_1 I_1/s_1) - (\rho_2 I_2/s_2)) t_p,$$

где,  $I$  - среднеквадратическое значение тока нагрузки одной фазы, А;

$l_1, \rho_1, s_1$  и  $l_2, \rho_2, s_2$  — длина, м, удельное электрическое сопротивление материала, Ом • мм<sup>2</sup>/м, сечение, мм<sup>2</sup> данного участка сети до и после реконструкции соответственно.

**Экономия электроэнергии за счет замены мало загруженных электродвигателей.** Если средняя нагрузка двигателя составляет менее 45 % номинальной мощности, то замена его менее мощным двигателем всегда экономически целесообразна и проверка расчетами не требуется. При нагрузке двигателя более 70 % номинальной мощности его замена нецелесообразна.

При нагрузке электродвигателя в пределах 45-70 % номинальной мощности целесообразность его замены двигателем меньшей мощности должна быть обоснована. С этой целью определяют суммарные потери активной мощности в системе электропитания и в электродвигателе до замены  $\Delta P_{\gamma_1}$  и после замены  $\Delta P_{\gamma_2}$  двигателя. Если окажется, что  $\Delta P_{\gamma_2} < \Delta P_{\gamma_1}$ , то такая замена целесообразна:

$$\Delta P_{\gamma} = [Q_x (1 - k_z^2) + k_z^2 Q_{\text{дном}}] k_{\text{ип}} + \Delta P_x + k_z^2 \Delta P_{\text{ан}},$$

где,  $Q_x = \sqrt{3} U_{\text{д.ном}} I_x$  — реактивная мощность, потребляемая электродвигателем из сети при холостом ходе, квар;

$I_x$  — ток холостого хода двигателя, А;

$U_{\text{д.ном}}$  — номинальное напряжение двигателя, В;

$k_z = P/P_{\text{д.ном}}$  - коэффициент загрузки двигателя;

$P$  — средняя нагрузка двигателя, кВт;

$P_{\text{д.ном}}$  — номинальная мощность двигателя, кВт;

$Q_{\text{д.ном}} = (P_{\text{д.ном}}/\eta_{\text{д}}) \text{tg } \varphi_{\text{ном}}$  - реактивная мощность двигателя при номинальной нагрузке, квар;

$\eta_{\text{д}}$  — КПД двигателя при полной нагрузке;

$\text{tg } \varphi_{\text{ном}}$  — номинальный коэффициент реактивной мощности двигателя;

$k_{\text{ип}}$  — коэффициент изменения потерь, кВт/квар;

$\Delta P_x = P_{\text{д.ном}} [(1 - \eta_{\text{д}})/\eta_{\text{д}}] (\gamma/(1 + \gamma))$  — потери активной мощности при холостом ходе двигателя, кВт;

$\Delta P_{\text{ан}} = P_{\text{д.ном}} [(1 - \eta_{\text{д}})/\eta_{\text{д}}] (1/(1 + \gamma))$  - прирост активной мощности в двигателе при нагрузке 100%, кВт;

$\gamma$  — расчетный коэффициент, зависящий от конструкции двигателя и определяемый из выражения:  $\gamma = \Delta P_x / [(1 - \eta_{\text{д}}) - \Delta P_x]$ ;

$\Delta P_x$  — потери холостого хода в процентах активной мощности, потребляемой двигателем при нагрузке 100 %.

**Экономия электроэнергии при компенсации реактивной мощности.** Реактивная мощность потребляется как электроприемниками, так и элементами сети. Реактивная мощность, потребляе-

мая промышленным предприятием, распределяется между отдельными видами приемников электроэнергии следующим образом: 65 % приходится на АД, 20—25 % — на силовые трансформаторы и около 10 % — на воздушные электрические сети и другие электроприемники (люминесцентные лампы, реакторы и т.п.).

При передаче потребителям активной  $P$  и реактивной  $Q$  мощностей в системе электроснабжения, в том числе систем собственных нужд, имеют место потери активной мощности

$$\Delta P = R(P^2 + Q^2)/U^2 = \Delta P_a + \Delta Q_p,$$

где,  $\Delta P_a$  и  $\Delta Q_p$  — потери активной мощности при передаче активной и реактивной мощности соответственно.

Снижение реактивной мощности, циркулирующей между источником тока и приемником, а следовательно, снижение реактивного тока в генераторах и сетях, называют компенсацией реактивной мощности (КРМ).

Снизить потребление реактивной мощности, а, следовательно, и потери активной мощности можно двумя способами: без применения и с применением компенсирующих устройств (КУ).

Первый способ — выполняются следующие мероприятия:

- 1) упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима работы оборудования, к повышению коэффициента мощности  $\cos \varphi$ ;
- 2) переключение статорных обмоток АД напряжением до 1 кВ с треугольника на звезду, если их загрузка составляет менее 40 %;
- 3) установка ограничителей холостого хода АД;
- 4) замена или отключение силовых трансформаторов, загруженных менее чем на 30 % их номинальной мощности;
- 5) замена мало загруженных двигателей двигателями меньшей мощности;
- 6) замена АД на синхронные двигатели той же мощности и применение СД для всех новых установок и при реконструкции существующих, где это возможно по технико-экономическим соображениям;
- 7) регулирование напряжения, подводимого к двигателю при тиристорном управлении;
- 8) повышение качества ремонта двигателей с сохранением их номинальных данных;

9) правильный выбор электродвигателей по мощности и типу. Мощность электродвигателей необходимо выбирать в соответствии с режимом производственного оборудования, без излишних запасов.

Второй способ — выполняются следующие мероприятия:

1) применение в качестве КУ батарей конденсаторов;

2) применение в качестве КУ синхронных двигателей. Основные достоинства батарей конденсаторов следующие:

малые потери активной мощности (0,3—0,45 кВт на 100 квар);

отсутствие вращающихся частей и их малая масса (нет необходимости в фундаменте);

простая и дешевая эксплуатация по сравнению с другими КУ;

возможность изменения их мощности при необходимости;

возможность установки в любой точке сети.

В установках напряжением до 1 кВ конденсаторы включаются в сеть и отключаются от сети с помощью автоматических выключателей (автоматов), рубильников или тиристорных ключей. В установках напряжением выше 1 кВ для включения и отключения конденсаторов служат выключатели высокого напряжения или выключатели нагрузки.

Для безопасности обслуживания отключенных конденсаторов при снятии электрического заряда используют разрядные резисторы. В системах промышленного электроснабжения применяются, как правило, комплектные конденсаторные установки.

К недостаткам конденсаторных батарей можно отнести:

1) зависимость генерируемой реактивной мощности  $Q_{К.Б.}$  от напряжения и частоты:

$$Q_{К.Б.} = Q_{К.Б.ном} \cdot k_u^2 \cdot k_f^2,$$

где,  $k_u$ ,  $k_f$  — отношение напряжения при отклонении напряжения и частоты сети от номинального значения к напряжению в номинальном режиме;

2) возможность пробоя конденсаторных батарей при наличии высших гармоник тока и напряжения в сети.

Зависимость мощности конденсаторной батареи от квадрата напряжения снижает устойчивость нагрузки, что может привести к лавине напряжения.

Синхронные двигатели широко применяются для привода насосов, вентиляторов, компрессоров и т.д. Такие СД выпускаются с номинальным опережающим  $\cos \varphi = 0,9$  и могут длительно рабо-

тять в режиме перевозбуждения, т.е. генерации реактивной мощности.

Техническая возможность использования СД в качестве источника реактивной мощности ограничивается максимальной реактивной мощностью, которую он может генерировать без нарушения условий допустимого нагрева обмоток и железных частей ротора и статора. Эта мощность называется располагаемой реактивной мощностью СД и определяется по выражению

$$Q_{\text{СД.р.}} = \alpha_m S_{\text{СД.ном}} = \alpha_m (P^2_{\text{СД.ном}} Q^2_{\text{СД.ном}})^{1/2}.$$

где,  $\alpha_m$  — коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по активной мощности и определяемый по табл. 6.2.

Целесообразная загрузка СД реактивной мощностью определяется дополнительными потерями активной мощности на генерацию реактивной мощности и оказывается значительно ниже располагаемой реактивной мощности.

Таблица 6.2.

Значение коэффициента  $\alpha_m$ , в зависимости от типа СД, его номинального напряжения  $U_{\text{НОМ}}$  и коэффициента загрузки  $k_3$

Тип СД, $U_{\text{ном}}$ (все частоты вращения)	$U_C / U_{\text{НОМ}}$	Значения $\alpha$ при		
		$k_3 = 0,9$	$k_3 = 0,8$	$k_3 = 0,7$
СДН. 6—10 кВ	0,95	1,31	1,39	1,45
	1,00	1,21	1,27	1,33
	1,05	1,06	1,12	1,17
СД, СДЗ, 0,38 кВ	0,95	1,16	1,26	1,36
	1,00	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,10	1,18	1,25
	1,10	0,90	1,06	1,15

Максимальная реактивная мощность, генерируемая СД напряжением 6-10 кВ, которая может быть передана в сеть напряжением до 1 кВ без увеличения числа трансформаторов  $n$ , выбранных по нагрузке

$$Q = \sqrt{(nk_3 S_{T \text{ ном}})^2 - P^2},$$

где,  $S_{T \text{ ном}}$  — номинальная мощность трансформатора;

$k_3$  — коэффициент загрузки трансформатора;

$P$  — нагрузка сети 0,38 кВ;

$n$  — число трансформаторов.

Чем ниже значение номинальной мощности и частоты вращения СД, тем больше потери в СД на генерацию реактивной мощности.

Достоинством СД как источника реактивной мощности является возможность плавного регулирования выдаваемой им реактивной мощности. В сетях напряжением 0,38—0,66 и 6—10 кВ для компенсации реактивной мощности следует в первую очередь использовать работающие СД, а затем дополнительно, если необходимо, батареи конденсаторов.

Компенсация реактивной мощности позволяет:

снизить ток в передающих элементах сети, что приводит к уменьшению сечения кабельных и воздушных линий:

$$I_p = S_p / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}) = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_{\text{ок}} - Q_{\text{кв}})^2}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}},$$

где,  $S_p$ ,  $I_p$  — расчетные полная мощность и ток после компенсации реактивной мощности соответственно;

$Q_{\text{ок}}$  — реактивная мощность до компенсации;

$Q_{\text{кв}}$  — мощность компенсирующих устройств;

$P_p$  — расчетная активная мощность;

уменьшить полную мощность, что снижает мощность трансформаторов и их число:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + (Q_{\text{ок}} - Q_{\text{кв}})^2},$$

где,  $S'_p$  — расчетная полная мощность до компенсации,

$$S'_p = \sqrt{P_p^2 + Q_{\text{ок}}^2};$$

уменьшить потери активной мощности, а следовательно, и нагрузки генераторов на электростанциях:

$$\Delta P_{\text{ок}} = \frac{P_p^2 + Q_{\text{ок}}^2}{U_{\text{ном}}^2}; \quad \Delta P_{\text{нк}} = \frac{P_p^2 + (Q_{\text{ок}} - Q_{\text{кв}})^2}{U_{\text{ном}}^2};$$

где,  $\Delta P_{\text{ок}}$ ,  $\Delta P_{\text{нк}}$  — потери активной мощности до и после компенсации реактивной мощности.

**Экономия электроэнергии в осветительных установках и сетях.** На освещение расходуется в среднем 5—10 % общего потребления электроэнергии в системах собственных и хозяйственных нужд энергетической отрасли. А также в зависимости от отрасли промышленности: в текстильной — до 30 %; в полиграфической — до 18 %; в электротехнической — до 15 %.

Основными направлениями экономии электроэнергии в осветительных установках и сетях являются следующие:

- 1) применение наиболее экономичных типов источников света, светильников, систем комбинированного освещения, пускорегулирующей аппаратуры;
- 2) рациональное размещение светильников;
- 3) рациональное построение осветительных сетей;
- 4) нормализация режимов напряжения в осветительных сетях;
- 5) переход на питание светильников напряжением 0,38 В вместо 0,22 В;
- 6) повышение коэффициента использования осветительных установок;
- 7) применение рациональных режимов работы осветительных установок;
- 8) рациональная эксплуатация осветительных сетей (периодическая чистка светильников, замена ламп, где это необходимо и т.д.);
- 9) совместное использование систем естественного и искусственного освещения.

Во всех промышленных осветительных установках целесообразнее применять люминесцентные, ртутные, металлогалогенные, натриевые и другие лампы. Возможная экономия электроэнергии на освещение за счет перехода на более эффективные источники света достигает 60-70 %.

**Другие рекомендации по экономии электроэнергии.** Несответствие показателей качества электроэнергии нормативным значениям вызывает дополнительные (по отношению к номинальному режиму) потери электроэнергии. Из всех показателей качества наибольшие потери электроэнергии вызывают отклонения напряжения от номинального. Так, при снижении напряжения потери возрастают, увеличение же напряжения сказывается на приемниках электроэнергии по-разному. Для АД потери электроэнергии зависят от  $k_3$  и при  $k_3 = 0,85—1,0$  имеют минимальное значение при напряжении, немного большем номинального.

Дополнительные потери электроэнергии имеют место и при несимметричной нагрузке. При коэффициенте несимметрии в пределах его нормативного значения потери электроэнергии для АД составляют 2,4 %, для трансформаторов 4 %, для СД - 4,2 % номинальных значений. Примерно такой же уровень (2—4 %) потерь

электроэнергии при несинусоидальном напряжении в трансформаторах, двигателях, генераторах, кабельных линиях.

Хотя потери электроэнергии от снижения ее качества составляют 2—6 % номинальных значений, они напрямую связаны с перегревом оборудования, а следовательно, ведут к интенсивному старению изоляции и к преждевременному выходу ее из строя. Это относится и к несинусоидальности, и к несимметрии напряжения. Так, например, при несимметрии напряжения, равной 4 %, срок службы полностью загруженного АД сокращается в 2 раза; при несимметрии напряжения, равной 5 %, номинальная мощность двигателя уменьшается на 5—10 %; при несимметрии, равной 10 %, — на 20—50 % в зависимости от исполнения двигателей. На силовые трансформаторы несимметрия оказывает такое же влияние, как и на АД, т.е. вызывает дополнительный нагрев обмоток и снижение срока службы трансформаторов.

В то же время на работу кабельных линий несимметрия не оказывает существенного влияния. При несинусоидальном напряжении сети происходит ускоренное старение изоляции силовых кабелей.

Если электродвигатели и другие электроприемники имеют продолжительность работы на холостом ходу 40—60 % всего времени эксплуатации, то их целесообразно снабжать ограничителями холостого хода. Ограничитель включают в цепь катушки управления магнитным пускателем, и он отключает электроприемник при отсутствии нагрузки снижая потребление электроэнергии.

Для выявления резервов экономии электроэнергии на промышленных предприятиях, в том числе энергетической отрасли, необходимо составлять и анализировать электробалансы для отдельных энергоемких агрегатов и установок, переходя затем к цехам и предприятию в целом. Электробалансы состоят из численно равных приходной и расходной частей. В приходную часть электробаланса включают электроэнергию, полученную от энергосистемы и выработанную собственными источниками (например, ТЭЦ), расходная часть включает следующие основные статьи:

- 1) прямые затраты электроэнергии агрегатами и установками на основной технологический процесс с выделением постоянных и нагрузочных потерь в технологическом и электрическом оборудовании;

- 2) косвенные затраты электроэнергии на основной технологический процесс вследствие его несовершенства или плохого качества сырья (высокая влажность, загрязненность и т.п.);

3) затраты электроэнергии на вспомогательные нужды (освещение, вентиляция, цеховой электротранспорт и т.п.);

4) потери электроэнергии в элементах систем электроснабжения (линиях, трансформаторах, электродвигателях, преобразовательных установках);

5) отпуск электроэнергии посторонним потребителям в порядке ее перепродажи (поселкам, городскому транспорту и т.п.).

Расходная часть может не содержать статей 2 и 5.

Работа по рациональному использованию электроэнергии на действующих промышленных предприятиях только тогда является эффективной, когда налажены учет и контроль расхода электроэнергии, установлена система АСКУЭ, нормирование электропотребления с учетом специфических особенностей предприятия.

Значительную экономию электроэнергии можно получить от внедрения автоматизированных систем управления (АСУ) на базе компьютерной техники. Экономия достигается за счет точности и скорости отработки отклонений от рациональных режимов, расширения функциональных возможностей, динамического прогнозирования с определением направления и темпа изменения процессов.

Экономия энергии от замены устаревшего электрооборудования на современное

$$\Delta \mathcal{E} = P_2 \left( \frac{1}{\eta_1} - \frac{1}{\eta_2} \right) T,$$

где,  $P_2$  - мощность электрооборудования;  $T$  - время работы оборудования;  $\eta_1$  и  $\eta_2$  - соответственно коэффициенты полезного действия оборудования до и после замены оборудования.

## **6.2. Нормирование расхода энергетических ресурсов на производстве**

Нормирование расхода топливно - энергетических ресурсов включает разработку норм их потребления на производство продукции и работ, утверждение и доведение проектных норм до производственных участков и цехов, организацию их внедрения на местах, осуществление систематического контроля за их выполнением и дальнейшим совершенствованием.

*Норма расхода* - это максимально допустимое количество тепловой и электрической энергии для производства единицы продукции или работы установленного качества. Такое определение нормы предполагает, что это постоянно изменяющаяся в результате

совершенствования условий производства величина. В понятие «норма расхода» включено определенное требование к качеству выпускаемой продукции.

Само собой разумеется, что нормы использования энергоресурсов должны обосновываться технико-экономическими расчетами с ориентацией на интенсификацию производства, внедрение достижений научно-технического прогресса, учитывать внутренние резервы экономии, обеспечивать наибольший выпуск продукции при наименьших затратах энергоресурсов. Такие нормы называются прогрессивными.

Нормы должны устанавливаться применительно не к достигнутому, а к планируемому уровню организации производства с учетом внедрения новой техники и технологии. Они призваны обеспечить достижение определенной экономии топлива и энергии по сравнению с удельным фактически достигнутым расходом.

Подлежат нормированию расходы топливно-энергетических ресурсов не только на выпуск основной продукции, но и на вспомогательные технологические процессы и производственно-эксплуатационные нужды (производство холода, сжатого воздуха, кислорода, водоснабжение, отопление, вентиляция, освещение, потери во внутривоздушных сетях и преобразователях).

Установление в отдельности норм расхода тепловой и электрической энергии на производство продукции и работ не дает полного представления об энергоемкости этой продукции и не позволяет судить об эффективности использования топливно-энергетических ресурсов при ее производстве. Поэтому определяются обобщенные проектные, плановые и фактические удельные энергозатраты, включающие прямые расходы всех видов топлива и энергии в производстве единицы продукции, приведенные к принятой универсальной единице соизмерения энергетических ресурсов - тонне условного топлива. При этом удельные энергозатраты определяются на основе соответствующих удельных расходов топлива, тепловой и электрической энергии в производстве единицы продукции и нормативных топливных эквивалентов тепловой и электрической энергии.

**Классификация норм расхода.** Нормы расхода тепловой и электрической энергии в производстве классифицируются по следующим важнейшим признакам:

- масштабу применения;

- составу расхода;
- времени действия.

*По масштабу применения* нормы подразделяются на индивидуальные и групповые; *по составу расхода* - на технологические и общепроизводственные, *по времени действия*, т.е. в зависимости от периода, в течение которого действуют нормы расхода, - на годовые и квартальные. В отдельных случаях на предприятиях могут устанавливаться также нормы и по месяцам.

*Индивидуальной* называется норма расхода топлива, тепловой и электрической энергии на производство единицы продукции (работ), которая устанавливается по типам или отдельным топливо- и энергопотребляющим агрегатам, установкам, машинам (паровым и водогрейным котлам, печам, автомобилям и т.п.), технологическим схемам применительно к определенным условиям производства продукции (работ).

*Групповой* называется норма расхода топлива, тепловой и электрической энергии на производство планируемого объема одноименной продукции (работ) согласно установленной номенклатуре.

*Технологической* называется норма расхода топлива, тепловой и электрической энергии, которая учитывает их расход на основные и вспомогательные технологические процессы производства данного вида продукции (работы), расход на поддержание агрегатов в горячем резерве, на их разогрев и пуск после текущего ремонта и холодных простоев, а также технически неизбежные потери энергии при работе оборудования, агрегатов и установок.

*Общепроизводственной* называется норма расхода тепловой и электрической энергии, которая учитывает расходы энергии на основные и вспомогательные технологические процессы, на вспомогательные нужды производства (общепроизводственное цеховое и заводское потребление, на отопление, вентиляцию, освещение и др.), а также технически неизбежные потери энергии в тепловых и электрических сетях предприятия (цеха), отнесенные на производство данной продукции (работы).

Индивидуальные нормы расхода энергоресурсов разрабатываются непосредственно на предприятиях на основе первичной документации, экспериментально проверенных энергетических характеристик или энергетических балансов технологического оборудования и процессов, технико-экономических расчетов и передового отечественного и зарубежного опыта.

Групповые нормы расхода тепловой и электрической энергии устанавливаются на однотипные объекты производства по группе аналогичной продукции, изготавливаемой предприятиями промышленного объединения, концерна, отрасли. Они рассчитываются как средневзвешенные величины индивидуальных норм по рассматриваемой группе предприятий и зависят от соотношения объемов продукции и величины индивидуальных норм расхода.

Технологические нормы разрабатываются для данного технологического процесса производства с учетом участвующих в этом процессе оборудования, применяемого сырья и материалов, степени механизации и автоматизации этого производства. Они, как правило, устанавливаются для энергоемких процессов производства и для энергоемких агрегатов, и служат для проверки рационального использования энергии на отдельных операциях, на том или ином оборудовании, в тех или иных процессах.

Общепроизводственные цеховые нормы предназначены для контроля за рациональным расходом энергии в цехах, для расчета общезаводских норм и для определения результатов энергоиспользования в цехах, для премирования цехового персонала за экономию энергии, а также для осуществления планирования энергопотребления на предприятии.

Для сопоставления эффективности энергоиспользования важным фактором является размерность норм расхода.

Для энергоресурсов имеются свои единицы измерения. Как отмечалось ранее, расход электрической энергии измеряется в киловатт-часах (кВт.ч), тепловой - в гигакалориях или тысячах килокалориях (Гкал или тыс.ккал), по системе СИ - в джоулях (Дж).

Для других энергоносителей приняты следующие единицы измерения: сжатый воздух, кислород, ацетилен - в кубических метрах ( $\text{м}^3$ ) при нормальных технических условиях - температура  $0^\circ\text{C}$  и давление 760 мм рт. ст.; жидкий кислород - в килограммах (кг); вода - в кубических метрах ( $\text{м}^3$ ).

При разработке норм важно правильно выбрать единицу измерения, на которую будет отнесен расход электрической и тепловой энергии. От этого во многом зависит большая или меньшая подверженность этих норм влиянию случайных факторов. При неудачном выборе единицы продукции возникают энергетически неоправданные колебания удельных расходов.

Поэтому, где это возможно по условиям учета продукции, нормы удельных расходов тепловой и электрической энергии необходимо разрабатывать на производство единицы готовой продукции (тонну чугуна, тонну угля), на единицу перерабатываемого сырья (тонну перерабатываемой нефти), на единицу объема выполняемой работы (тонно-километр и т.д.).

Нормативные характеристики и энергетические балансы разрабатывают на каждом предприятии по типам оборудования, установок и агрегатов, как правило, путем проведения энергетических испытаний.

### **6.3. Влияние качества электроэнергии на потери в электрических сетях**

Качество электроэнергии оценивается системой показателей. К числу нормируемых относятся отклонения и колебания напряжения, несинусоидальность формы его кривой, несимметрия и неуравновешенность трёхфазной системы, а также отклонения и колебания частоты. Несоответствие показателей качества электроэнергии нормативным значениям вызывает дополнительные (по сравнению с нормативным режимом) потери электроэнергии.

Учет электроэнергии на промышленном предприятии можно подразделять на два вида:

- учет электроэнергии, поступающей со стороны и отпускаемой на сторону;
- внутриводской учет выработки и потребления электроэнергии.

Первый вид учета, как правило, строго регламентирован специальными правилами и договорами, а второй - не регламентирован никакими правилами и имеет служебную роль, т.е. определяется подразделениями.

Учет и контроль за расходом электроэнергии, поступающей на предприятии со стороны осуществляется энергообеспечивающими организациями, тогда как контроль за состоянием внутриводского учета и его ведение производится предприятием. Но именно этот контроль и учет позволяют проанализировать резервы экономии электроэнергии на предприятии и оценить результаты.

Ущерб от некачественной электроэнергии имеет технологическую и электромагнитную составляющие. Технологическая составляющая проявляется в снижении количества и качества выпускае-

мой продукции вследствие влияния качества электроэнергии на производительности механизмов. Электромагнитная составляющая ущерба определяется взаимным влиянием элементов системы электроснабжения и выражается либо в снижении энергетических показателей работы электрооборудования и срока его службы, либо в аварийных отказах элементов (сбои в работе ЭВМ, автоматики, выход из строя батареи конденсаторов).

Из всех показателей качества электроэнергии наибольший ущерб вызывают *отклонения напряжения*. При расчете потерь электроэнергии в распределительных сетях неучет отклонения напряжения может привести к погрешности, достигающей 18-20% по сравнению с расчетной, полученной при номинальном напряжении.

Исследования электромагнитной составляющей ущерба от *колебания напряжения* в сетях с резко переменной нагрузкой позволили установить, что в среднем потери электроэнергии в токоведущих частях электрооборудования, включая асинхронные двигатели, при колебаниях напряжения возрастают более чем на 2 %, в синхронных - на 10 %.

Дополнительные потери при *несимметричной нагрузке* обусловлены напряжением обратной последовательности и для коэффициента несимметрии, не превосходящего нормативного значения, достигают 2,4 % для асинхронных двигателей, 4 % - для трансформаторов, 4,2 % - для синхронных двигателей от номинальных значений.

*Несимметрия напряжения* в системах электроснабжения оказывает влияние на работу всех потребителей электроэнергии. Например, при несимметрии напряжения, равной 4 %, срок службы полностью загруженного асинхронного двигателя сокращается в 2 раза, а при несимметрии напряжения, равной 5 %, располагаемая мощность двигателей уменьшается на 5-10 %, при несимметрии, равной 10 % - на 20-50 % в зависимости от исполнения электродвигателя.

#### **6.4. Рекомендации по энергоэффективности котельных**

*Котловая вода.* Две проблемы - отложения на трубах (накипь) и коррозия, которые часто бывают взаимосвязаны. Накипь возникает в результате реакции кальция, магния и кремния с металлом труб и образует твердый слой на их внутренней поверхности, препятствуя теплопередаче. Чтобы преодолеть тепловое сопротивление накипи,

приходится повышать температуру труб. Это приводит к их перегреву и образованию трещин. Слой накипи толщиной 3 мм вызывает потерю 2-3% тепла. В общем, накипь понижает КПД котла на 10-12%. Накипь образуется также в экономайзерах, насосах питательной воды и в связанных с ними трубопроводах. Обычно, накипь не образуется в системах, где применяется деминерализованная вода.

Наиболее сложно удалять кремниевую накипь, образующую на поверхности труб гладкий стеклообразный слой. Хорошие результаты дают очистители на базе фтористоводородной кислоты. Уменьшение концентрации кремния достигается за счет предварительной обработки воды и надлежущей продувки котла. В котловой воде для котлов низкого давления (менее  $40 \text{ кг/см}^2$ ) отношение гидратной щелочности к содержанию кремния должно поддерживаться на уровне не менее 3 : 1.

Еще одним отрицательным последствием накипи является местная коррозия. Наиболее подвержены местной коррозии в результате отложения накипи котлы, у которых удельная теплопередача превышает  $200\ 000 \text{ кКал на } 1 \text{ м}^2$  эффективной расчетной излучающей поверхности в час.

Твердые отложения окислов железа образуются ближе к поверхности труб, а поверх них образуется слой мягких пористых отложений окислов железа.

Очевидно, что наиболее эффективным противодействием будет устранение примесей железа из питательной воды и конденсата до того, как они попадут в котел. Обработка воды и конденсата полимерами, фосфатами может свести отложения окислов железа к минимуму.

Растворенный кислород вызывает точечную коррозию поверхностей компонентов котла, образуя мелкие кратеры на поверхности металла. Некоторые из этих кратеров продолжают увеличиваться до возникновения свищей и остановки котла. С повышением температуры агрессивность кислорода повышается.

Удаление кислорода из питательной воды производится в деаэраторе и при помощи поглотителей кислорода. Наиболее распространенным из них является сульфит натрия, хотя есть ряд органических поглотителей, которые действуют не менее хорошо. Однако поглотители кислорода не могут заменить деаэратор. Если содержание кислорода выше  $50 \text{ мкг/кг}$ , поглотители кислорода не могут предотвратить кислородную коррозию.

Наиболее типичными причинами коррозии является присутствие в конденсате двуокиси углерода и кислорода. Газообразная  $\text{CO}_2$ , присутствующая в паре, не агрессивна. Но, растворяясь в конденсате, она образует агрессивную угольную кислоту, понижает рН конденсата и способствует кислотной коррозии, в то время как кислород непосредственно разрушает металл. Деминерализация воды служит более эффективной защитой, чем ее умягчение.

**Щелочная агрессия.** Проявляется в двух формах - щелочное разупрочнение и щелочная хрупкость металла. щелочное разупрочнение приводит к образованию глубоких эллиптических проседаний металлических поверхностей котла, которые возникают в зонах наибольших тепловых потоков или под толстым слоем пористых отложений, таких как окислы железа. в зонах пористых отложений концентрация щелочей резко повышается, вызывая местную коррозию. она развивается очень быстро и может вызвать аварию через несколько дней или даже через несколько часов. необходимо тщательно контролировать химический состав воды. щелочное разупрочнение может возникнуть, если свободная гидроксильная щелочность поддерживается на высоком уровне или не контролируется.

Щелочная хрупкость - форма коррозионного разрушения напряженных участков, когда возле нагретых и напряженных стальных поверхностей образуется высокая концентрация щелочи. Такое разрушение происходит быстро и незаметно, вызывая тяжелые аварии. Данному виду коррозии подвержены все элементы котла, включая даже болты. Для предотвращения этого вида коррозии необходимо не допускать возможности повышения концентрации щелочи.

**Кислотная агрессия.** Возникает при падении рн ниже 8,5. результат - питтинговая коррозия вплоть до образования свищей. присутствие отложений окислов железа усиливает коррозию. причина возникновения - загрязнение питательной воды и/или конденсата кислотой или кислотообразующими веществами. средство предотвращения - непрерывный мониторинг рн питательной воды.

**Продувка котла.** Определение рациональной интенсивности продувки котла является критическим фактором. Слишком большая интенсивность - потеря тепловой энергии и увеличение затрат на химикаты для обработки воды. Слишком малая - увеличение концентрации примесей. Однозначного и простого правила для определения рациональной интенсивности продувки не существует, так как состав воды сильно отличается в зависимости от местности.

Она может колебаться от 1 до 25% от расхода питательной воды. Однако, есть несколько общих принципов, позволяющих добиться эффективности продувки.

Таблица 6.3

Предпочтительные предельные концентрации химических веществ в воде

Давление в барабане, бар	до 21,0	21-31	31-42	42-53	53-64	64-70	70-105	105-140
Питательная вода								
Свободный O <sub>2</sub> , мг/л	<0,007	<0,007	<0,007	<0,007	<0,007	<0,007	<0,007	<0,007
Железо, мг/л	< 0,1	< 0,5	< 0,3	< 0,25	< 0,2	< 0,2	< 0,1	< 0,1
Медь, мг/л	< 0,05	<0,025	<0,02	< 0,02	<0,015	< 0,01	<0,01	< 0,01
Жесткость, мг/л	< 0,3	< 0,3	< 0,2	< 0,2	< 0,1	< 0,05	н/о	н/о
рН при 25°C	8,3-10,0	8,3-10,0	8,3-10,0	8,3-10,0	8,3-10,6	8,8-9,6	8,8-9,6	8,8-9,6
Химикаты защиты предподогревателя	н/н	н/н	н/н	н/н	н/н	щ	щ	щ
Нелетучие ТОС, г/л	< 1	< 1	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,2	< 0,1	< 0,1
Масла, мг/л	< 1	< 1	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,2	< 0,1	< 0,1
Котловая вода								
Кремний, мг/л эквив SiO <sub>2</sub>	< 150	< 90	< 40	< 30	< 20	< 8	< 2	< 1
Общая щелочность <sup>1</sup>	< 350	< 300	< 250	< 200	< 150	< 100	н/н	н/н
Щелочность свободных OH <sup>*1</sup> , мг/л	н/н	н/н	н/н	н/н	н/н	н/н	н/о	н/о
Твердые вещества в паре, мг/л не более	1,0-2,0	1,0-2,0	1,0-2,0	0,5 1,0	0,5-1,0	0,5-1,0	0,1	0,1

н/о - не обнаруживается; н/н - не нормируется; \*1 = CaCO<sub>3</sub>; щ - применять только щелочь.

Применяются и другие способы обработки котловой воды.

1. В котлах барабанного типа качество воды должно регулироваться продувкой из парового барабана. Предпочтительна непрерывная продувка.

2. В тех же барабанных котлах продувка из грязевика или нижнего коллектора выводит из котла взвешенные твердые веще-

ства. Пытаясь регулировать концентрацию загрязнений при помощи продувки из этих зон, можно сильно нарушить циркуляцию и вызвать аварию котла. Продувка снизу должна быть кратковременной и проводиться периодически. Периодичность зависит от конструкции котла, условий эксплуатации и скорости накопления взвешенных твердых веществ.

3. Для дымогарных котлов продувка может быть либо непрерывной, либо периодической. Она может проводиться непосредственно из-под поверхности воды или с нижней части котла. Тип, частота и продолжительность продувки зависит от конструкции котла, условий эксплуатации, типа химобработки воды.

Наиболее эффективным решением будет непрерывная продувка через устройство для утилизации тепла. Сейчас имеются технические средства, которые окупаются уже при величине продувки всего лишь 230-250 кг/час и более.

Для защиты от коррозии системы возврата конденсата, применяются смеси нейтрализующих аминов и пленочные амины. Они добавляются к котловой воде или вводятся непосредственно в пар. Тонкая защитная пленка из аминов практически не влияет на теплопередачу.

**Процесс сгорания топлива.** Можно выделить несколько проблем, являющихся общими для всех типов котлов.

Подсос воздуха через различные неплотности снижает КПД котла. Хорошим способом выявления таких неплотностей является сжигание дымовой шашки в топке холодного котла во время регламентных работ. Выявленные места просачивания дыма следует сразу же уплотнить. Как правило, выявление мест подсоса воздуха нужно производить, как только повышается содержание кислорода в отходящих газах, либо увеличивается их объем, либо понижается их температура.

Наименьшая температура, до которой можно охлаждать дымовые газы зависит от типа используемого топлива и составляет около 121°C для природного газа, 150°C для угля и низкосернистого мазута, 178°C для высокосернистых мазутов. Эти пределы устанавливаются для предотвращения конденсации и коррозии.

Температура воздуха, подаваемого в топку, чрезвычайно сильно влияет на КПД котла. Изменения температуры воздуха вызывают либо увеличение избытка воздуха, либо понижение избытка воздуха.

Увеличение избытка воздуха приводит к увеличению потерь энергии, к повышению температуры дымовых газов и к снижению КПД котла.

Снижение избытка воздуха приводит к неполному сгоранию топлива, к интенсивному образованию сажи и к потере топлива.

Для сокращения этих потерь, горелки современной конструкции настраиваются на работу с максимальной эффективностью при 15% избытка воздуха. Эта величина может колебаться в зависимости от конструкции котла и типа топлива. Однако, она не может оставаться постоянной. Сезонные изменения температуры изменяют величину избытка воздуха. Влияние изменения температуры воздуха на величину избытка воздуха приведено в табл.6.4.

Таблица 6.4

Температура воздуха, °С	Избыток воздуха, %	Примечание
4,4	25,5	
10,0	20,2	
26,7	15,0	Первоначальная настройка
37,8	9,6	
48,9	1,1	

Как видно из таблицы, понижение температуры воздуха, подаваемого в топку, на 17°С повышает величину избытка воздуха на 5%, а понижение температуры воздуха на 22°С повышает эту величину на 10%.

Первичными признаками этих нарушений являются изменения формы и цвета факела, звук работы горелки. Удовлетворительные результаты дает применение газоанализатора содержания O<sub>2</sub>.

**Типы топочных систем и частные требования к ним.** Системы с газовыми горелками - объекты постоянного внимания (ОПВ).

1. Котлы с несколькими горелками должны иметь устройство, задающее порядок включения горелок, обеспечивающий максимальный КПД, когда расход пара не требует использования всех горелок в течение всего времени. Следует предусматривать возможность корректировки задаваемого порядка в зависимости от сезонных изменений наружной температуры.

2. Необходимо регулярно проверять функционирование клапана, регулирующего расход газа, на соответствие его срабатывания сигналам управляющего регулятора.

3. Необходимо поддерживать требуемое давление газа в сопле горелки.

4. Необходимо регулярно проверять соответствие срабатывания регулятора воздушной тяги сигналам главного регулятора.

5. Соотношение топливо/воздух должно быть настроено на максимальную эффективность для преобладающей нагрузки по пару данного котла. Настройка соотношения может быть разной для котлов с постоянной нагрузкой (фиксированная настройка) и котлов, нагрузка которых меняется в зависимости от изменения потребления пара.

6. Система управления горелками должна настраиваться для пиковых нагрузок, учитывая рекомендации изготовителя котла. Приборы, предотвращающие затухание пламени, должны настраиваться на обеспечение безопасности при минимальной величине избытка воздуха.

7. Для правильной работы горелок и обеспечения эффективного процесса сгорания определяющим фактором является давление газа. Непостоянство давления приводит к сгоранию переобогащенной смеси, к увеличению выброса СО и возможному засорению, что понижает КПД котла. Причинами нестабильного давления газа могут быть колебания давления в питающем газопроводе, загрязненный или отказавший регулятор давления газа.

### **Системы с мазутными горелками - ОПВ**

1. Аналогично п.1 для газовых горелок.

2. Сопла мазутных горелок склонны к засорению сажей, в результате чего снижается эффективность котла. Необходимо постоянно следить за состоянием факела. Любые изменения характеристик факела сигнализируют о необходимости очистки сопла.

3. Системы, работающие на тяжелых мазутах, требуют постоянного внимания к изменениям формы факела и к обеспечению постоянства требуемой температуры мазута. Изменение температуры мазута является результатом засорения подогревателя мазута или неправильной работы системы регулирования температуры. (Следует проверить исправность конденсатоотводчиков подогревателей мазута и их соответствие данному типу подогревателя).

4. Система рециркуляции мазута должна работать без помех. При понижении температуры воздуха или температуры самого мазута необходимо проверить всю систему рециркуляции.

5. Мазутные насосы и регуляторы давления мазута должны регулярно проверяться в части обеспечения постоянства требуемого давления мазута перед соплами горелок.

6. Подлежит проверке и система регулирования давления распыляющей среды, какой обычно является воздух или пар. Причинами потери давления может быть неисправность регулятора давления или воздушного компрессора, а также засорение мазутного сопла.

**Системы, работающие на угле.** Для принятия конкретных решений по повышению КПД котлов чрезвычайно важен статистический материал. Для его сбора рекомендуется ввести специальную ведомость проверок, в которую оператор котла должен заносить все результаты проверок ОПВ, приведенных выше.

### **Котлы**

Обычные котлы, работающие на угле, имеют КПД от 65 до 85%. Внимание должно быть направлено на поиск путей сокращения потерь энергии, составляющих 15-35%. Для этого нужно понять, как возникают эти потери. Наиболее точный способ определения КПД котла - это измерение частных потерь тепла в процентах от тепла, содержащегося в сжигаемом топливе. Существует простая формула:

$$\text{КПД котла} = 100\% - \text{частные потери тепла.}$$

**Источники потерь тепла: дымовые газы.** Наибольшая часть потерь тепла уходит с дымовыми газами. В худшем случае она может составлять до 30% тепла, содержащегося в сжигаемом топливе. Изменение потерь тепла производится раздельно по трем составляющим:

- тепло, уносимое сухим газом;
- потери тепла из-за влаги, содержащейся в топливе;
- потери тепла, вызываемые образованием воды при сгорании водорода.

Общая величина потерь тепла зависит от температуры и объема дымовых газов, уходящих от котла. Следовательно, уменьшая температуру либо объем дымовых газов, можно уменьшить потери тепла.

Практически, нижний предел температуры дымовых газов составляет около 150°C.

Дальнейшее понижение температуры газов опасно, так как возможна конденсация влаги на холодных металлических поверхностях с образованием серной кислоты, которая вызовет ускоренную коррозию этих поверхностей.

Чтобы свести к минимуму потери тепла с дымовыми газами, применяются три основных способа:

- уменьшение до минимума величины избытка воздуха;
- обеспечение чистоты поверхностей теплообмена;
- установка, в экономически оправданных случаях, на пути движения дымовых газов оборудования для утилизации тепла.

Кроме того, необходимо следить, чтобы не было подсоса воздуха через трещины и неплотности.

**Практические способы оценки экономии.** Каждые 15% снижения величины избытка воздуха или 1,3% избытка кислорода увеличивают КПД котла на 1%.

Для котлов, работающих на угле, имеются и другие источники экономии.

Так, например, равномерное распределение угля на колосниках и правильная регулировка дутья могут значительно снизить потери тепла из-за неполного сгорания топлива и выноса с дымовыми газами СО. Рекомендуется добиться, чтобы содержание СО в дымовых газах не превышало 0,04%.

**Потери тепла через стенки котла.** Для уменьшения этих потерь нужна качественная теплоизоляция котла и ее регулярное техническое обслуживание. В качестве критерия можно использовать приведенные ниже данные о характерных потерях тепла для хорошо изолированных котлов, работающих при полной нагрузке:

*Таблица 6.5*

Производительность котла	Потери тепла через стенки
90 т/час	0,5%
45 т/час	0,7%
22 т/час	0,9%
9 т/час	1,0%

Следует напомнить, что потери исчисляются в % от тепла, содержащегося в сжигаемом топливе и фактически равны непродуктивным затратам топлива.

Однако, для принятия решений о проведении тех или иных работ по энергосбережению, необходимо иметь фактические данные о потерях. Для этого необходимо организовать энергоаудит или постоянный учет ряда параметров работы котлов.

**Ведомость проверок.** Регистрация результатов проверок параметров работы котла дает полную картину эффективности его

работы, а также позволяет определить причины нарушения нормального режима функционирования.

### **Системы управления**

Уже с 1960-х годов прошлого столетия идет замена старых пневматических и аналоговых электронных систем управления котлами на цифровые децентрализованные системы управления на компьютерной базе. В процессе этой замены выясняется, что срок службы котлов может быть увеличен. Это происходит потому, что сейчас стратегия управления основывается на изменениях компьютерных программ, а не на замене приборного оснащения, связанной с значительными трудностями, при проведении изменений в старых системах управления.

Другим преимуществом систем управления на базе компьютерных программ является их надежность. По существу, такие системы сами проверяют себя и сами вносят коррективы в свою работу. Начиная с их широкого внедрения в 1980-х годах, системы управления на базе компьютерных программ заменили старые системы. Возможно, что это связано с дефицитом запасных частей и специалистов, имеющих опыт работы с аналоговыми системами управления. Однако, более важны другие причины, которые сведены в табл. 6.6.

*Таблица 6.6.*

Аналоговые системы управления	Децентрализованные системы управления на базе компьютерных программ (DCS)
Требуется постоянная калибровка	Заложена система команд по принципу «Настроил и забудь»
Для изменения системы требуется изменение цепей управления	Изменения вносятся в компьютерную программу
Трудности с расширением первоначальной конфигурации	Простое ступенчатое наращивание
Затруднен поиск неисправностей и ремонт	Автодиагностика, замена модулей на месте
Требуется отдельный поиск данных	Интегрированный поиск данных
Уязвимость, отказ при неисправности одного из звеньев	Терпимость к неисправностям за счет разделения функций или их дублирования или за счет того и другого

**Управление горелками системы с несколькими газомазутными горелками.** Котлы с несколькими горелками могут получить значительные преимущества от применения современной микропроцессорной технологии. Современная система управления в сочетании с системой уравнивания коэффициента избытка воздуха, также использующей математическую логику, может обеспечить экономию топлива около 3%.

В типичной системе автоматического управления дозированным сгоранием, контролируемой компьютером, процессом обеспечения требуемой производительности котла по пару управляет программа - регулятор, являющийся высшим звеном в иерархии системы управления.

**Утилизация тепла.** Экономайзеры помогают повысить КПД котла, отбирая тепло из дымовых газов после пароперегревателя или последней паровой секции котла. Они изготавливаются из горизонтальных трубчатых элементов и имеют развитую поверхность. Тепло используется для подогрева питательной воды. В экономайзерах из низкоуглеродистой стали вода должна поступать из деаэратора, чтобы уменьшить опасность коррозии. Небольшие котлы могут оснащаться чугунными экономайзерами, менее склонными к коррозии.

В котлах, работающих на угле, экономайзер может забиваться зольной пылью и сажей. В результате, уменьшается площадь сечения для прохода дымовых газов и увеличивается их скорость. Это приводит к ускоренной эрозии. В регламент технического обслуживания при плановых остановках котла должна обязательно входить операция промывки экономайзера.

Малейшие трещины трубок следует немедленно устранять, так как вытекающая из них вода, смешиваясь с зольной пылью и сажей, образует смесь, которая после затвердевания приобретает прочность бетона и может прочно закупорить экономайзер и подогреватель воздуха.

**Подогреватели воздуха.** Подогреватели воздуха охлаждают дымовые газы перед тем, как они уходят в атмосферу, повышая эффективность сжигания топлива и температуру воздуха, подаваемого для процесса горения. Для промышленных котлов, работающих на газе низкого давления или на мазуте, нагреватели воздуха используются как охладители газа, так как мазут и газ не нуждаются в подогреве перед сжиганием. Однако, для топок, работающих

на угольной пыли, подогрев воздуха необходим для испарения влаги из угля перед его воспламенением. Этот же воздух используется для подачи пылевидного топлива в топку. Для стокерных котлов нагретый воздух не требуется, если содержание влаги в угле не превышает 25%.

Основной проблемой для подогревателей воздуха является коррозия, вызываемая присутствием серы и влаги в дымовых газах.

**Вспомогательные механизмы. Вентиляторы.** Из всех видов вытяжных и дутьевых вентиляторов наиболее эффективными являются вентиляторы с аэродинамическим профилем лопастей. Их КПД составляет 90%. Кроме того, они отличаются стабильной работой, низким уровнем шума и подходят для работы при высоких скоростях. Наиболее эффективным приводом для таких вентиляторов является привод с изменяемой скоростью вращения.

#### **Рекомендуемые проверки:**

1. Периодическая проверка степени загрязнения вентилятора и его корпуса. Налипание грязи и пыли может снизить КПД вентилятора за счет постепенного изменения конфигурации лопастей и увеличения их веса. Такая проверка должна проводиться не реже 2 раз в год или чаще, если вентилятор работает в сильно запыленном помещении.

2. Проверка износа подшипников и наличия соответствующей смазки. Одновременно проверяется величина зазора между лопастями и корпусом.

**Насосы питательной воды.** Для регулирования расхода питательной воды лучше всего применять насосы с приводом от электродвигателя с изменяемой скоростью вращения или с электродвигателем постоянной скорости в сочетании с гидравлическим приводом переменной скорости. В случаях, когда затраты на привод с изменяемой скоростью не окупаются или нежелательны, регулирование расхода производят при помощи дроссельного клапана между насосом и котлом. В этом случае, насос должен иметь запас по напору, так как для нормальной работы дроссельного клапана требуется создание значительного перепада давления. При такой схеме работы, конденсат в деаэраторе будет насыщаться и деаэратор должен располагаться значительно выше насосов, чтобы иметь положительное давление на всасе. Для этого могут потребоваться дополнительные затраты на строительство и трубопроводы.

**Электродвигатели и турбины.** В качестве привода можно использовать и электродвигатели и паровые турбины. Если есть источник пара высокого давления и потребитель пара низкого давления, то турбина может служить в качестве редуционно-охлаждающего устройства, приводя в действие вентиляторы или насосы. Если не имеется потребителей пара низкого давления, то можно использовать конденсационную турбину, хотя турбины малой мощности этого типа имеют низкий КПД. Если же здесь вырабатывается электроэнергия, то значительно экономичней применять электродвигатели.

Сейчас производятся электродвигатели с повышенным, КПД. Они дороже обычных, но разница в цене перекрывается их преимуществами. Анализ окупаемости показывает, что при стоимости электроэнергии 0,065\$ за 1 кВт.ч и более разница в цене быстро окупается. Ниже приводятся типичные характеристики выпускаемых в настоящее время электродвигателей с повышенных КПД (табл. 6.7).

Электродвигатели должны регулярно проверяться на повышенную вибрацию, износ подшипников и наличие подходящей смазки в соответствии с инструкциями изготовителя.

Таблица 6.7

Мощность э/двигателя, кВт	КПД
3,7 - 7,4	85%
11,0 - 30,0	90%
37 - 110	94%
150 и более	95%

Общим недостатком многих предприятий является применение более мощных электродвигателей, чем это требуется. Ряд обследований показал, что около 60% электродвигателей, установленных на предприятиях промышленности, имеют мощность, превышающую требуемую.

**Электронное (частотное) управление приводом.** Широкие возможности для сокращения потерь энергии и затрат на техобслуживание представляет сочетание новых электродвигателей с последним поколением электронных систем управления приводом. Такие системы могут управлять пуском, остановкой, регулированием скорости, реверсированием и даже позиционированием двигателей. Они могут осуществлять функции защиты - регулировать пусковой ток и сглаживать падение напряжения в сети, ограничивать

потребляемый ток и отключать двигатель при перегрузке, уменьшить подгорание двигателя, представляющее опасность пожара.

Однако, самое главное, эти системы позволяют экономить энергию. Так, изменяя скорость вращения насоса вместо дросселирования потока на выходе насоса можно сэкономить 25-40% потребляемой энергии. Срок окупаемости электронной системы управления приводом менее двух лет.

По имеющимся оценкам, всего около 3% имеющихся электродвигателей переменного тока имеют электронные системы управления. По другим оценкам, не менее 35% всех электродвигателей переменного тока будут потреблять существенно меньше энергии после установки этих систем. Привлекательность электронных систем определяется также и тем, что цены на них постоянно снижаются, а точность и надежность повышаются.

**Комбинированное производство энергии.** Комбинированное производство энергии или когенерация энергии представляет собой производство электрической и тепловой энергии при едином процессе. При этом, потребление топлива меньше, чем при отдельном производстве этих видов энергии.

Типичный промышленный цикл выработки электроэнергии за счет энергии производимого пара имеет термический КПД около 75-85%, а процесс утилизации остающейся тепловой энергии пара имеет КПД всего около 35%. Общий термический КПД такой системы, в зависимости от соотношения вырабатываемого пара и потребляемой электроэнергии, может быть в пределах 66-80%.

При типичном промышленном цикле когенерации с использованием паровой турбины, пар высокого давления идет сначала на производство электроэнергии, а отработанный пар низкого давления направляется для использования в технологии. Так как предприятие, работающее по такому циклу, может получить общий КПД около 88%, то экономия топлива может составить 15-20% и более. При этом в качестве топлива может быть газ, мазут, уголь, древесина, местные и промышленные отходы.

Подобные результаты можно получить и при когенерации энергии при помощи газовых турбин.

#### **Энергетический аудит.**

Ниже приводятся чисто энергоаудиторские приемы повышения эффективности использования энергии для различных систем производства и потребления пара.

### **Паровая система.**

- Поддерживайте избыток кислорода не выше 5%.
- Понижьте температуру дымовых газов для серосодержащих топлив до 166°C.
- Доведите до минимума содержание горючих остатков в дымовых газах и золе.
- Поддерживайте температуру в мазутных баках на минимальном уровне.
- Применяйте систему уравнивания количества кислорода с системой регулирования расхода топлива и воздуха.
- Сократите выпар из деаэратора в атмосферу до 0,1% расхода воды или до 0,5% расхода пара или ниже.
- Понижайте давление пара в коллекторе.
- Сжигайте неопасные отходы производства в котлах или испарителях.
- Автоматизируйте продувку.
- Разделите диапазон управления вентиляторами, если они имеют изменяемую скорость вращения.
- Установите теплообменник в линии продувки.
- Оптимизируйте распределение нагрузки между котлами и испарителями.
- Проверьте, нет ли подсоса воздуха в дымовых каналах.
- Регулярно проверяйте КПД котла/испарителя.
- Регулярно проверяйте работу турбины и конденсатора.
- Следите, чтобы поверхность труб не имела накипи.
- Установите на турбине уменьшенные сопла.
- Оптимизируйте периодичность очистки от сажи.
- Применяйте метод использованных средств при определении стоимости угля.
- Установите минимальное давление нагнетания на насосах питательной воды с приводом от турбины.
- Регулярно проверяйте эффективность теплопередачи подогревателя питательной воды.
- Используйте чистую воду из естественных источников для промывки засоренного золой оборудования.

### **Утилизация энергии.**

- Ликвидируйте выпары в атмосферу или используйте их в качестве источников тепла.

- Если из пара после турбины должен удаляться воздух, он должен выпускаться в атмосферу.
  - Настройте режим работы турбин таким образом, чтобы давление пара позволило свести к минимуму использование РОУ.
  - Проверьте, чтобы запорная арматура байпаса РОУ была герметичной.
  - Возвращайте весь конденсат в систему питательной воды.
  - Устраните все замеченные утечки пара.
  - Внедрите эффективную программу техобслуживания конденсатоотводчиков.
  - Следите, чтобы все паропроводы и конденсатопроводы имели надлежащую теплоизоляцию.
  - Установите пароструйный компрессор для повышения давления пара низкого давления и его дальнейшего использования.
  - Переместите потребители пара на питание от коллектора минимального давления, чтобы получить максимальную отдачу от турбины.
  - Плотнo закрывайте ручную запорную арматуру турбины или установите клапаны с пневмоприводом.
  - Утилизируйте любые потери тепла.
  - Оптимизируйте баланс производства и потребления пара при помощи рационального сочетания электродвигателей и турбин.
  - Установите баки вторичного вскипания для выработки пара низкого давления из конденсата.
  - Замените пароструйные насосы для создания вакуума механическими вакуумными насосами.
  - Проверьте, чтобы сопла пароструйных устройств имели требуемый размер.
  - Старайтесь сократить количество работающих вакуумных пароструйных устройств.
  - Следите, чтобы к вакуумным пароструйным устройствам подавался пар требуемого давления.
  - Понижайте давление пара, используемого для отопления, при оттепелях.
- Градиpни.**
- Обеспечьте свободный доступ к термометрам.
  - Используйте минимальное количество насосов.
  - Дросселируйте расход, чтобы перепад температуры на градиpне был не менее 5°C.

- Подбирайте скорость вентилятора в соответствии с состоянием окружающего воздуха.
- Установите на вентиляторе лопасти с изменяемым шагом.
- Поддерживайте правильный цикл концентрации.
- Следите, чтобы оборудование градирни работало в расчетном режиме.

#### **Системы сжатого воздуха.**

• Контролируйте отношение мощности двигателя компрессора в кВт к фактической производительности при различных давлениях воздуха.

• Для обеспечения фактической потребности в сжатом воздухе используйте минимальное количество компрессоров.

- Антипомпажные клапаны должны быть плотно закрыты.
- Управляйте антипомпажными клапанами при помощи расхода, а не давления.

• Перенесите, в зависимости от режима, основную нагрузку с неэффективных на эффективные в данных режимах.

• Понижьте давление в системе до минимально необходимого уровня.

• Для регулирования давления нагнетания применяйте регулирующий клапан.

• Регулярно контролируйте давление и температуру ступеней компрессора для раннего обнаружения неисправностей.

- Устраните протечки воздуха через отделители влаги.
- Замените неподогреваемые осушители воздуха подогреваемыми.

• Небольшую потребность в воздухе высокого давления обеспечивайте при помощи малых бустерных компрессоров.

• Не используйте сжатый воздух для очистки или размешивания.

• Контролируйте температуру воздуха на выходе компрессора для раннего обнаружения неплотности клапанов или поршней.

• Следите, чтобы фильтры забираемого воздуха были чистыми.

- При возможности охлаждайте забираемый воздух.
- Утилизируйте тепло холодильника последней ступени.
- Устраните все утечки воздуха.
- Не пользуйтесь дроссельным клапаном на выходе компрессора.

- При возможности, используйте вместо сжатого воздуха воздух от вентилятора.
- Постоянно контролируйте расход сжатого воздуха, чтобы вовремя заметить необычные отклонения.

#### **Вентиляторы.**

- Применяйте приводы с изменяемой скоростью.
- Регулируйте выходные параметры воздуха при помощи регулирующего клапана, чтобы снизить потери от дросселирования.
- Смонтируйте воздухопроводы, обеспечивающие минимальные потери статического давления.
- Устраните утечки воздуха через неплотности воздухопровода.
- Не допускайте проскальзывания приводных ремней вентилятора.

#### **Насосы.**

- Понизьте давление в системе до минимального уровня, необходимого потребителям.
- Проводите балансировку рабочих колес, чтобы избежать эффекта дросселирования.
- Соединяйте теплообменники последовательно, чтобы уменьшить расход охлаждающей воды.
- Для обеспечения требуемого расхода воды используйте минимальное число насосов.
- Поддерживайте соответствующее техническое состояние насосов, чтобы они развивали расчетный напор.
- При возможности, заменяйте напорные потоки гравитационными.
- Если требуются значительные изменения давления в зависимости от сезона, то желательно менять рабочие колеса насосов.
- Следите, чтобы сальники имели минимальные утечки.

**Пароконденсатные системы.** Эффективное управление пароконденсатными системами и регулярное техобслуживание представляют собой значительный потенциал энергосбережения. Например, из-за отсутствия на предприятиях эффективных программ техобслуживания, можно обнаружить в среднем 15-20% плохо работающих конденсатоотводчиков. Другим источником потерь энергии является терпимость к утечкам пара, которая обходится в 3-5% от производства пара. Нарушение сплошности теплоизоляции может привести к потерям пара в размере 5 - 15% во время сильных дождей, когда изоляция намокает и теряет эффективность. Неис-

правные турбины и теплообменники могут снизить КПД системы еще на 25%.

Для достижения максимальной эффективности при производстве пара следует соблюдать пять общих правил:

1. Всегда вырабатывайте пар максимально возможного давления и температуры. Это - основной термодинамический и экономический принцип.

2. Для использования в технологических процессах всегда подавайте пар минимально допустимого давления и температуры.

3. Пар из котлов должен предназначаться только для важных конечных целей, таких как технология и горячая вода.

4. Всегда понижайте давление пара при помощи наиболее экономичных из имеющихся средств.

5. Вырабатывайте максимальное количество пара из вторичного тепла, остающегося после технологического процесса.

Правильная конструкция паро-конденсатной системы может значительно повысить ее эффективность.

**Теплоизоляция.** Необходимо регулярно обследовать паровые системы, чтобы вовремя заменять или ремонтировать разрушенную или потерявшую сплошность теплоизоляцию. Это особенно важно делать после того, как изоляция снималась для ликвидации утечек пара.

1. Общее обследование всей системы паропроводов должно проводиться 1 раз в 5 лет (или же 1/5 всей системы ежегодно) для выявления мест, где изоляция или ее влагозащитный слой разрушены. Характерным последствием таких дефектов будет длительное воздействие влаги, химических веществ и углеводородных соединений.

2. После выполнения любых работ по техническому обслуживанию, необходимо проверить, чтобы в зоне выполнения работ теплоизоляция была отремонтирована или заменена.

3. Все новые паропроводы должны оснащаться теплоизоляцией оптимальной толщины.

4. При обследовании паропроводов необходимо визуально проверять наличие следующих дефектов изоляции:

- физические повреждения;
- трещины барьеров испарения;
- лопнувшие ленты или проволока;

- разрушенные или поврежденные влагозащитные уплотнения соединений;

- поврежденные кожухи или влагозащитные покрытия.

**Утечки пара.** Все места утечек пара должны ликвидироваться как можно быстрее. Видимые утечки пара являются наиболее наглядными источниками потерь энергии. Такие утечки пара олицетворяют безразличие управленцев к эффективности работы предприятия и являются предпосылками серьезных последствий нарушения безопасности работ. Утечки пара не становятся меньшими и не имеют постоянной стоимости.

1. Стандартные операции обслуживания должны предписывать, чтобы для арматуры и фланцевых соединений паровых систем применялись соответствующие прокладки, набивочные и уплотнительные материалы.

2. Если паровую систему нельзя останавливать для ремонта мест утечек пара, то нужно привлекать соответствующих специалистов, которые располагают правом и методами ремонта действующих паропроводов.

3. Все паровые системы должны проектироваться с учетом сведения к минимуму возможности утечек пара. Например, количество фланцевых и резьбовых соединений должно быть минимальным.

**Давление.** Есть много причин, побуждающих использовать для отопления пар минимально возможного давления, но первичным является стремление сократить потребление энергии. Изменения технологии или замена оборудования будут часто предоставлять возможность использования пара меньшего давления.

1. Следует максимально использовать утилизацию тепла пара при всех уровнях давления. Редуцирование пара высокого давления не следует производить при помощи редуционных клапанов, а пар низкого давления нельзя выпускать в атмосферу. Есть серьезные стимулы для прекращения выпуска пара в атмосферу и бесполезного сбрасывания давления. Наибольшим из них является значительное сокращение затрат на топливо.

2. Все паровые подогреватели должны работать только на паре минимально возможного давления. Это осуществляется за счет увеличения поверхности трубных сборок и других мер.

## **6.5. Автоматизация проведения энергетических обследований**

### **6.5.1. Роль автоматизации учета, контроля и управления в системах электроснабжения в снижении потерь электроэнергии**

Комплекс мероприятий, перечисленных ранее, позволяет снизить потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения, доводя их до минимально необходимого уровня. Однако еще большие возможности по рационализации электропотребления заложены в совершенствовании технологических процессов с использованием методов их автоматизации.

Обязательная установка приборов учета обусловлена необходимостью, во-первых, взаимных расчетов между предприятиями за потребленную электроэнергию, во-вторых, знанием собственной общей выработки (отпуска) электроэнергии для составления электробаланса по предприятию в целом.

Размещение счетчиков в промпредприятиях должно быть выполнено таким образом, чтобы обеспечилась возможность контроля и учета электропотребления на всех ступенях системы электроснабжения. В каждом цехе среднего по мощности предприятия установлены сотни, а иногда тысячи различных электроприемников с разными режимами работы и паспортными данными, определяемыми условиями технологии.

Установка счетчиков у каждого потребителя экономически не оправдана и практически не осуществима, в цехах следует устанавливать счетчика электроэнергии только у наиболее мощных и ответственных потребителей - прокатных станов, дуговых сталеплавильных печей и т.д. Для составления электробаланса достаточно установки счетчиков на главной понизительной подстанции и на отходящих линиях, на вводах трансформаторных подстанций и отходящих линиях распределительных устройств. Даже при этом число приборов учета составляет несколько сотен.

Автоматизация учета и контроля потребителей электроэнергии (АСКУЭ) решает одну из важнейших проблем эксплуатации электрического хозяйства промышленных предприятий, позволяя осуществить единовременную регистрацию показаний всех установленных приборов.

### **6.5.2. О применении математических моделей для принятия оптимальных решений, обработки данных и получения результатов при проведении энергетических обследований**

В настоящее время при проведении энергетических обследований чаще всего используются статистические методы обработки данных, а при принятии решений – опыт и знания энергоаудиторов.

В связи с различными структурными изменениями в энергетике и появлением рыночных отношений, существующие системы электроснабжения, ориентированные для обеспечения деятельности организаций и учреждений, требуют модернизации. Модернизация связана, как правило, с изменениями в деятельности предприятий и учреждений, которые привели к несоответствию между имеющейся системой электроснабжения и реальной электрической нагрузкой организации, из-за которой изменяются потери в сетях, эксплуатационные затраты и т.д. Возможности модернизации энергетических схем, замены энергооборудования у большинства организаций отсутствуют, поэтому существующие энергетические объекты электроэнергетических систем (ЭЭС) и отдельные виды оборудования, работают в неоптимальных эксплуатационных режимах, как правило, с большой недогрузкой или перегрузкой. Основным и единственным критерием является обеспечение и сохранение степени надежности энергоснабжения. А для повышения эффективности таких систем необходимо проводить соответствующую оптимизацию их схем и режимов работы, которые, как правило, не проводятся. Ретроспективные статистические данные не всегда отражают реальные параметры и режимы работы оборудования. Не всегда учитываются изменения в режимах и параметрах схем, свойства установленного оборудования, изменение потерь в энергетических сетях ЭЭС и др. Такой упрощенный подход к оптимизации режимов сложных систем, к которым относятся ЭЭС, приводит к значительному удорожанию энергии, увеличению удельных расходов энергии и энергоносителей.

Из вышесказанного следует, что для повышения эффективности ЭЭС необходимо при проведении энергетических обследований проводить оптимизацию параметров схем, режимов ЭЭС с учетом нескольких критериев: надежности, экономичности, экологии и т.д. При решении такой задачи целесообразно использовать многокритериальные оптимизационные модели. Здесь многокритериальная постановка задачи является естественной, отражающей множество

критериев функционирования ЭЭС, вытекает из стремления к более обоснованному выбору решения путем учета большого числа факторов, получения дополнительного эффекта и достижения других преимуществ.

Использование аппарата многокритериальной оптимизации позволяет представить математическую модель принятия оптимального решения при проведении энергетического обследования объектов ЭЭС.

1. Разработка целевых функций. Для каждой ЭЭС можно сформировать некоторое множество целей, для достижения которых оно создается и функционирует, а также учитывать вид энергии и энергоносителя.

Каждую цель можно описать соответствующей целевой функцией  $\varphi_i$ , из их множества образуется глобальная целевая функция  $\Phi = \{\varphi_1, \dots, \varphi_m\}$ ;  $i = (1, m)$ .

2. Формализация и описание необходимых связей. Обоснование и выбор уравнений связи, связывающих входные и выходные параметры режимов различных видов оборудования ЭЭС. Такие уравнения имеют следующий общий вид:  $y_j = \psi_j(x_j)$ ;  $j = (1, n)$ .

3. Описание необходимых ограничений вида равенств (балансовых) и неравенств, учитывающих удельные нормы, лимиты на энергию, тарифы, инструкции, правила и т.д.

Для решения такой задачи, основанной на многих критериях, необходимо, как правило, провести процедуры их нормализации и скаляризации. Кроме этого, часто появляется необходимость ранжирования критериев по важности. Поэтому в процессе принятия окончательного решения необходимо участие энергоаудитора в качестве лица принимающего решение (ЛПР).

Действия ЛПР зависят от вида вышеописанных уравнений математической модели. Одним из способов, помогающих осуществить решение многокритериальной модели, является скаляризация задачи путем построения обобщенной целевой функции. Такая функция основывается на коэффициентах ранжирования критериев, значения которых зависят от объекта ЭЭС. Такие коэффициенты удобно представить в виде расчетной матрицы; её определение является достаточно объемной частью процесса выбора решения. Построение матрицы осуществляется заранее на основе имитационного моделирования рассматриваемых вариантов решения и ретроспективных данных. Рассчитываются значения коэффициентов

важности частных критериев для различных вариантов. Это можно производить на ЭВМ с помощью специальных программ.

Расчеты по определению значений коэффициентов частных критериев производятся в зависимости от: потерь энергии в элементах сетей, надежности, отклонений качества от номинальной величины, расходов на энергосберегающие мероприятия, сроки окупаемости и др. В результате получается матрица весовых коэффициентов критериев, которая необходима для дальнейших вычислений значений глобальной функции при различных весах критериев. В результате получают «платежную» матрицу значений частных критериев  $f_i = \{f_{i,k}\}$ , принадлежащих области оптимальных решений и характеризующих степень «выигрыша» по тому или иному критерию. Окончательный выбор решения осуществляет ЛПР, используя матричные коэффициенты.

Разработан ряд логически обоснованных приемов, позволяющих формализовать процесс выбора решения и сопоставить достоинства и недостатки различных вариантов. Оценочный функционал получают на основе принципов справедливой абсолютной или относительной уступки. Принцип справедливой абсолютной уступки приводит к аддитивному способу свертки частных критериев в оценочный функционал:

$$F = \sum_{q=1}^n f_q ;$$

а использование принципа относительной уступки – к мультипликативному:

$$F = \prod_{q=1}^n f_q ,$$

где,  $n$  - число частных критериев;  $f_q$  - значение  $q$  – го частного критерия для одного из рассматриваемых вариантов.

При использовании аддитивного способа свертки необходимо нормализовать частные критерии, если они имеют различную размерность. В результате такой операции все частные критерии приобретают единую размерность. Существует ряд методов нормирования. Наиболее часто для частных критериев используют относительное нормирование:

$$f_q = f_q / f_{q \max} .$$

Практика использования аддитивного способа свертки показала, что в некоторых случаях предпочтительнее использовать мультипликативный способ, так как он не зависит от способа нормализации. При применении аддитивного способа оптимальное решение зависит от числа рассматриваемых вариантов и способа нормализации. В тех случаях, когда значение частного критерия в одном из вариантов решений обращается в ноль, приходится переходить к аддитивному способу свертки. Иначе вариант решения с нулевым значением частного критерия окажется заведомо самым лучшим (при минимизации частных критериев) или самым худшим (при максимизации частных критериев).

Приведенный подход к построению математической модели позволяет определять оптимальное решение при планировании и проведении энергетических обследований объектов ЭЭС, при учете множества факторов и ограничений.

Развитие и совершенствование теории и практики решения многокритериальных задач в энергетике показывают что одновременный учет множества критериев позволяет принимать более эффективные решения по сравнению с методами, учитывающими отдельные критерии.

В ходе обследования предприятий, организаций и учреждений всех секторов экономики по генерации, передаче и потреблению электрической энергии должен проводиться анализ:

- отчетных данных по балансам и потерям энергии на предприятиях и распределительных сетях,

- результатов расчетов технических и коммерческих потерь энергии, программного обеспечения этих расчетов;

- систем коммерческого и технического учета энергии;

- режимов работы станций, энергетических сетей и качества энергии;

- технического состояния основного оборудования станций и энергетических сетей;

- мероприятий по снижению потерь и повышению качества энергии, эффективности энергопотребления и других.

Одним из перспективных способов решения этих проблем является создание специализированных компьютерных комплексов, работающих на основе многокритериального подхода. Необходимость автоматизации процессов принятия и планирования решений предопределена возможностью возложить на компьютер роль кон-

сультанта по принятию решений и тем самым рационально распределить функции между группой экспертов - энергоаудиторов (лицом, принимающим решение – ЛПР) и компьютером. Математическая модель для решения подобных задач должна предоставлять собой симбиоз методов обработки знаний, данных и математических методов. Структура подобной модели соответствует структуре экспертной системы (ЭкС) поддержки принятия решений.

Задача оптимизации процесса сводится к разработке такого плана проведения энергетических обследований и энергосберегающих мероприятий, в результате которого максимально реализуются возможности повышения энергоэффективности при минимальных затратах, в том числе и на проведение энергетических обследований.

В результате решения задачи оптимизации, как задачи принятия решения, определяется максимально возможный коэффициент энергоэффективности и формируется оптимальный план проведения ЭО и обработки его результатов

При разработке оптимального плана проведения ЭО одной из задач является снижение до минимума числа контрольных измерений, проводимых для проверки данных о потерях и расходах в различных видах оборудования и сравнения их с данными энергетических паспортов. Минимизация числа энергетических измерений является одним из критериев оптимизации плана проведения ЭО.

Имеющуюся информацию об энергетических потерях в объектах можно представить в виде таблицы наблюдений (табл.6.8), где  $Y_1, Y_2, \dots, Y_m$  - показатели потерь электроэнергии объектами организации;  $x_1, x_2, \dots, x_n$  — факторы, определяющие потери в объектах.

Между факторами и показателем потерь существует некоторая регулярная зависимость, которая априори неизвестна:

$$Y = f(x_1, x_2, \dots, x_n).$$

Предполагается, что регулярные данные вычисляются зависимостью с заданной точностью  $|f(x_1, x_2, \dots, x_n) - y| \leq \varepsilon$ . или их можно получить в виде измерений.

Необходимо найти оптимальное разбиение множества данных на регулярные и нерегулярные данные по критерию максимизации числа регулярных данных (минимизации нерегулярных данных) для заданного класса зависимостей. Такая задача, являясь частью общей многокритериальной, может быть решена известными методами математического программирования.

Таблица 6.8.

Наблюдения по объектам энергопотребления

Объект	$y_1$	$y_2$	...	$y_m$	$x_1$	$x_2$	...	$x_n$
1	$y_1^1$	$y_2^1$	...	$y_m^1$	$x_1^1$	$x_2^1$	...	$x_n^1$
2	$y_1^2$	$y_2^2$	...	$y_m^2$	$x_1^2$	$x_2^2$	...	$x_n^2$
...	...	...	...	...	...	...	...	...
N	$y_1^N$	$y_2^N$	...	$y_m^N$	$x_1^N$	$x_2^N$	...	$x_n^N$

Вышеописанный многоцелевой, многопараметрический подход позволит осуществить формализацию процедур проведения энергетических обследований и повысить их эффективность, используя возможности ЭВМ, экспертных систем и АСКУЭ.

## ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Закон Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии», 1997.
2. Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике», 2009.
3. И.Каримов «Об углублении экономических реформ в энергетике Республики Узбекистан». Указ Президента РУз. «Народное слово» № 42 от 24.02.2002 г.
4. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 07.08.06г. №164 «Об утверждении Правил проведения энергетических обследований и экспертиз потребителей топливно-энергетических ресурсов». «Собрание законодательства Республики Узбекистан» – 2006 г. №31 – 32. ст. 320.
5. Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00. – Т.: Узгосэнергонадзор, 2006.
6. Постановление Кабинета Министров РУз от 05.08.2003 г. № 341 «О мерах по усилению дисциплины расчетов за электрическую энергию» (№ 15-7-99 от 07.10.2003г.
7. Постановление Кабинета Министров РУз от 1 ноября 2004 г. №511 «О мерах по кардинальному совершенствованию механизма расчетов за пользование электрической энергией».
8. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан 01.11.2004 г. №512 «О дополнительных мерах по укреплению системы учета и контроля за реализацией и использованием электрической энергии».
9. РН 34-351-561:2005 «Учет электроэнергии при её производстве, передаче и распределении в Узбекской энергосистеме».
10. Энергоаудит и нормирование энергоресурсов: Сборник методических материалов/НГТУ, НИЦЭ. Н.Новгород, 1998. 260 с.
11. Сытдыков Р.А., Радионова О.В. О нормативно-правовой базе энергосбережения //Проблемы энерго- и ресурсосбережения, № 2-3, -Т., 2005, с.73-84.
12. Сытдыков Р.А., Радионова О.В. Развитие нормативной и методической базы проведения энергетических обследований предприятий Узбекистана. //Проблемы энерго- и ресурсосбережения, № 4, 2006. с. 158-160.
13. Насыров Т.Х., Периодический информационный бюллетень Энергоцентра Узбекистана. //Выпуски 1994-97 гг.

14. Энергоэффективное теплоснабжение жилых и общественных зданий / Вып. Координационно-консультативной группы стран Центральной Азии по энергетике. Инициатива программы SYN-ERGY Генерального Директората XVII Европейской Комиссии. – Ташкент. 1995. 41 с.

15. Насиров Т.Х., Сытдыков Р.А., Радионова О.В., Вертелецкая Р.П., Басов О. Разработка нормативных удельных норм расхода электроэнергии на выработку теплоты 154-х котельных УП ПО “TOSHISSIQQUVVATI”. Отчет по х/д №170/09. Т., 2010. 47 с.

16. Сытдыков Р.А., Мухамадалиев И.М., Реймов К.М. Многокритериальный подход к принятию оптимальных решений при эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2009. №4. – С.265-268.

17. Энергетические обследования – способ реального энергосбережения и получения дополнительной прибыли. – М.: Спорт и культура. 2002. 209 с.

18. Материалы конференции, проведенной при поддержке USAID «Устойчивое развитие и экологически безопасное функционирование энергетики Узбекистана: перспективы и проблемы». Ташкент. 20-22 сентября 2005.

19. Материалы семинара «Повышение эффективности и сбыта электроэнергии»/ Проект TACIS IBPP № 062-422: Поддержка муниципалитета в управлении распределительными электросетями путем внедрения систем измерений и расчетов. 07.12.2005. Ташкент. 29 с.

20. Материалы периодического журнала «Проблемы энерго- и ресурсосбережения». -Т., 2003-2013гг.

21. Сытдыков Р.А. Методы и инструменты энергетического аудита. Конспект лекций для магистров энергетического факультета ТашГТУ. 2010. 90 с.

22. Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». <http://esco-ecosys.narod.ru>.

23. О ресурсосбережении в государствах СНГ на рубеже третьего тысячелетия. Постановление межпарламентской ассамблеи государств СНГ 8.12.1998 г. №12-5. г. Санкт-Петербург.

24. Нормы качества электрической энергии в сетях общего назначения. Межгосударственный стандарт. Минск .1999.

25. ГОСТ Р 51541-99. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Государственный стандарт Российской Федерации. 1999.

26. Варнавский Б.П., Колесников А.И, Федоров М.Н. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий. Учебное пособие. –М.: Ассоциация энергоменеджеров, 1999.

27. Методические материалы для энергоаудита. /Под ред. А.Г.Вакулко, О.Л.Данилова. –М.: МЭИ, 1999.

28. Методики проведения инструментальных обследований при энергоаудите. -Н.Новгород: НИЦЭ, 1998.

29. Энергосбережение. Методическое пособие для работников энергонадзора и энергослужб предприятий. Составители: А.И.Панфилов, Г.П.Корытов. ТУ «Воронежгосэнергонадзор», Воронеж, 1998.

30. Пособие по курсу «Методология проведения энергетического аудита». –М.: АСЭМ, 1997.

31. Энергоаудит и нормирование расходов энергоресурсов: Сборник методических материалов. /Учебное пособие под ред. Сергеева С.К. -НГТУ, НИЦЭ.- Н.Новгород, 1998. - 260 с.

32. Энергоаудит. Сборник методических и научно- практических материалов. /Под ред. Кожевникова К.Г., Вакулко А.Г. – М.: Некоммерческое Партнерство «Энергоресурсосбережение», 1999. -224 с.

33. Методология проведения энергоаудита. Библиотека энергоменеджера.- М.: ЭНИЗАН, 1997.- 69 с.

34. Основы инструментального энергоаудита. Учебно-методические материалы. Сборник № 5.- М.: УМИТЦ Мосгосэнергонадзора. 1999.- 72 с.

35. Сытдыков Р.А., Минулина А. Методы и инструменты энергетического аудита систем энергоснабжения. //»Энергия ва ресурсларни тежаш муаммолари» : Илмий маколалар туплами. Т.-2002, с. 105-107.

36. Сытдыков Р.А., Макаревич А.Е. Анализ применения АСКУЭ в современных условиях. //Техника юлдузлари. № 4, 2005. с. 47-49.

37. Сытдыков Р.А., Радионова О.В., Досова Н. Оптимизация энергетических обследований водообеспечивающих предприятий. /Докл. на респ. конф. «Қишлоқ ва сув хўжалиги ишлаб чиқариш учун юкори малакали кадрлар тайёрлаш муаммолари», Тошкент ирригация ва мелиорация институти, 2009 й, 27-28 ноябр.

38. Сытдыков Р.А. Ашурматов Б., Расулов А., Об энергетических обследованиях (аудитах) предприятий электрических сетей и совершенствовании систем учета энергии // Межвузовск. Сб. научн.

тр. «Актуальные вопросы в области технических и социально-экономических наук», -Т.: ТХТИ. 2006 г. –С.189-194

39.Сытдыков Р.А.,Тангибаева Г., Радионова О.В. Развитие нормативной и методической базы проведения энергетических обследований предприятий Узбекистана. // Энергия ва ресурс тежаш муаммолари, № 4, Ташкент, 2006, с. 158-160.

40.Методика проведения энергетических обследований бюджетных организаций. -Н. Новгород: НИЦЭ, 1999.

41. Energy Efficiency Handbook /Alliance to Save Energy, Council of Industrial Boiler Operators, U.S. DOE Office of Industrial Technologies. - 1998. - 64 p.; [www.boiler.nm.ru](http://www.boiler.nm.ru)

42. [www.worldenergy.ru](http://www.worldenergy.ru).

43. [www.energsoyuz.spb.ru](http://www.energsoyuz.spb.ru).

44. [www.siemens.ch/ev](http://www.siemens.ch/ev).

45. [www.energetika.uz](http://www.energetika.uz).

46. [www.rza.org.ua](http://www.rza.org.ua).

47. Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций и электрических сетей. //Энергия ва ресурс тежаш муаммолари. 2006. № 3, с. 75-103.

48. Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспортировки и распределения тепловой энергии (тепловых сетей), тепловых электрических станций и районных котельных. //Энергия ва ресурс тежаш муаммолари. 2006. № 4, с. 110-157.

49. Правила использования электрической и тепловой энергией. –Т.: Узгосэнергонадзор. 2004.

50. The Energy bus Annex to Final Report. TACIS. Cooperation in the Establishment and Action of an Energy Centre in St. Petersburg. 1996.

51.Робиас Иоанис. Краткий и детальный аудиты. Методика измерений в энергетике и измерительное оборудование. /Международное совещание по обмену опытом «Энергосбережение в промышленных установках». Тез. докл. Ташкент, 1995 г.

52. Киреева Э.А., Юнес Т., Айюби М. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения. -М.: Энергоатомиздат, 1998.

53. <http://www.iso.org>

54. <http://www.uzpak.uz>

55. <http://www.esco-ecosys.narod.ru>

56. Праховник А.В. Иншеков Е.Н. Штогрин Е.А. Введение в энергетический менеджмент -К.:НТУУ «КПИ», 2010. -272с.

57. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. -М.: Энергоатомиздат, 1995.

58. Анчарова Т.В., Гамазин С.И., Шевченко В.В. Экономия электроэнергии на промышленных предприятиях. -М.: «Высшая школа», 1990.

59. Energy Efficiency Handbook /Alliance to Save Energy, Council of Industrial Boiler Operators, U.S. DOE Office of Industrial Technologies. - 1998. - 64 p.; [www.boiler.nm.ru](http://www.boiler.nm.ru).

60. Каримов И.А. «Мировой финансово-экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана». Узбекистан. -Т., 2009.

61. Постановление Кабинета Министров РУз от 1 ноября 2004 г. № 511 «О мерах по кардинальному совершенствованию механизма расчетов за пользование электрической энергией».

62. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан 01.11.2004г. № 512 «О дополнительных мерах по укреплению системы учета и контроля за реализацией и использованием электрической энергии».

63. Указ Президента Республики Узбекистан № УП – 4058 от 28 ноября 2008 года «О Программе мер по поддержке предприятий реального сектора экономики, обеспечению их стабильной работы и увеличению экспортного потенциала», раздел IV.

64. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан 05.06.2009 № 150. О дополнительных мерах по совершенствованию системы учета и контроля потребления электрической энергии.

65. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 15 марта 2011 года № 72. О мерах по проведению технического аудита технологического оборудования и технологий на крупных предприятиях и производствах.

66. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 16 июня 2003. №271 «Правила пользования электрической энергией. Правила пользования тепловой энергией».

67. РД РУз 34-351-666-2004 «Инструкция. Расчет и анализ технического расхода электроэнергии в электростанционных сетях энергосистемы ГЭК Узбекэнерго».

68. РД РУз-34-482-502-2001 «Инструкция. Расчет и анализ технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистемы республики Узбекистан».

69. Насиров Т.Х. О повышении энергоэффективности энергосистемы Республики Узбекистан. //Проблемы энерго- и ресурсосбережения. Ташкент 2013. № 1-2.

70. Аллаев К.Р. Электроэнергетика Узбекистана и мира. –Т.: «Фан ва технология», 2009. –464 с.

71. Правила производства, транспортировки и распределения электроэнергии (утверждены ГАК «Узбекэнерго» 01.05.2006г. №96).

72. Материалы международной конференции «Законодательные основы рационального использования энергии и реформирования энергетики». / 09 июня 2006г. Ташкент: ЕвропЭйдКЕС - Законодательная палата Олий мажлиса РУз. 2006. 132 с.

73. Методика проведения энергетических обследований предприятий и организаций. Утверждена начальником Главгосэнергонадзора РФ Б.П.Варнавским 23.12.98.

74. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий. Учебное пособие. Б.П.Варнавский, А.И.Колесников, М.Н.Федоров. –М.: Ассоциация энергоменеджеров, 1999.

75. Энергосбережение. Н.И.Данилов. Екатеринбург, 1999.

76. Энергосбережение (справочное пособие). В.Е.Батищев, Б.Г.Мартыненко, С.Л.Сысков, Я.М.Щелоков. Екатеринбург, 1999.

77. Энергетический паспорт организации. (Методические указания по заполнению). А.И.Евпланов, В.Я.Злобинский, С.Л.Сысков. Екатеринбург, 1999.

78. Технический паспорт котельной. (Методические указания по заполнению). А.И.Евпланов, В.Я.Злобинский, С.Л.Сысков. Екатеринбург, 1999.

79. Насыров Т.Х., Сытдыков Р.А. и др. Отчет проведении энергетического обследования ташкентской ТЭС. /По х/д №200 от 02.05.2014 г. 190 с.

80. Насыров Т.Х., Сытдыков Р.А., Цоколаев И.Б. и др. Отчет о проведении исследований по НТП КАЗ – 006 «Разработка программ и проведение пилотных энергоаудитов электроэнергетического сектора Узбекистана с целью повышения его энергоэффективности» (заключительный). Ташкент. 2014. 82 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Предисловие</b> .....	3
<b>Принятые сокращения</b> .....	5
<b>Основные понятия, термины и определения</b> .....	7
<b>Введение</b> .....	13
В.1. Энергетическая отрасль Узбекистана: состояние и развитие.....	16
В.2. Международная стандартизация системы энергоменеджмента..	20
В.2.1. Общие сведения .....	20
В.2.2. О стандарте ISO 50002:2014 «Энергетический аудит – требо- вания и руководство по применению» .....	28
В.3. Общие сведения об энергетических обследованиях .....	29
В.3.1. Значение энергетического обследования (энергоаудита).....	29
В.3.2. Энергетический аудит и энергетическое обследование.....	32
<b>РАЗДЕЛ I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ</b>	
1.1. Правовая и нормативная база проведения энергетических об- следований .....	38
1.2. Требования к нормативно-техническим документам и техниче- ские регламенты в энергетике и энергосбережении .....	42
1.3. Роль Закона Республики Узбекистан «О рациональном использо- вании энергии» .....	45
1.4. Проведение энергетических обследований в сфере энергетики...	47
1.5. Причины нерационального расхода ТЭР .....	48
1.6. Основные процедуры энергосбережения .....	53
<b>РАЗДЕЛ II. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ И ЭНЕР- ГЕТИЧЕСКАЯ ПАСПОРТИЗАЦИЯ</b>	
2.1. Виды и содержание энергетических обследований и энергоау- дитов .....	55
2.2. Этапы проведения энергоаудита .....	59
2.3. Компоненты, необходимые для проведения энергетических об- следований .....	65
2.3.1. Нормативно-правовое и организационное обеспечение .....	66
2.3.2. Квалифицированный энергоаудиторский персонал .....	69
2.3.3. Финансирование энергетических обследований .....	69
2.3.4. Методическое обеспечение .....	70
2.3.5. Инструментально-приборное обеспечение .....	71

2.3.6. Информационное обеспечение.....	75
2.4. Энергетический баланс предприятия.....	79
2.5. Разработка и отбор мероприятий по повышению энергоэффективности.....	82
2.6. Энергетический паспорт предприятия.....	87
<b>РАЗДЕЛ III. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ ТЭС, РАЙОННЫХ КОТЕЛЬНЫХ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ</b>	
3.1. Технологическая схема тепловой электростанции как объекта энергетического обследования.....	88
3.2. Основные положения энергетических обследований ТЭС, районных котельных и тепловых сетей .....	91
3.2.1. Общие положения.....	91
3.2.2. Требования к методике обследования.....	93
3.2.3. Показатели энергетической эффективности ТЭС и РК.....	94
3.2.4. Оценка состояния технического учета и отчетности, нормирования и анализа показателей топливоиспользования.....	101
3.2.5. Анализ состояния оборудования, эффективности работы элементов технологической схемы, анализ и контроль помещений основных паропроводов и паропроводов отборов турбинного отделения.....	104
3.2.6. Оптимизация распределения электрических и тепловых нагрузок между агрегатами ТЭС.....	113
3.2.7. Составление топливно-энергетического баланса.....	115
3.2.8. Разработка мероприятий по реализации выявленного потенциала энергосбережения.....	116
3.2.9. Оформление результатов энергетического обследования.....	117
<b>РАЗДЕЛ IV. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ ГЭС</b>	
4.1. Методика проведения энергетических обследований ГЭС.....	119
4.1.1. Общие положения .....	119
4.1.2. О типовой методике проведения энергетических обследований ГЭС .....	119
4.2. Анализ состава оборудования, условий и режимов работы ГЭС ..	122
4.3. Оценка состояния технического учета и отчетности.....	124
4.4. Определение энергетической эффективности ГЭС.....	124
4.5. Составление энергетического баланса ГЭС.....	126
4.6. Разработка мероприятий по энергосбережению.....	126

4.7. Оформление результатов энергетического обследования ГЭС...	127
<b>РАЗДЕЛ V. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ</b>	
5.1. Методика проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей.....	129
5.1.1. Общие требования .....	129
5.1.2. Порядок подготовки и проведения энергетического обследования ПЭС .....	131
5.1.3. Оформление результатов энергетических обследований ЭС....	135
5.2. О развитии методологии энергетических обследований электрических сетей.....	135
5.3. Рекомендации по применению мероприятий, позволяющих экономить электроэнергию .....	141
<b>РАЗДЕЛ VI. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ</b>	
6.1. Основные пути экономии электрической энергии.....	144
6.2. Нормирование расхода энергетических ресурсов на производстве.....	157
6.3. Влияние качества электроэнергии на потери в сетях .....	161
6.4. Рекомендации по энергоэффективности котельных.....	161
6.5. Автоматизация проведения энергетических обследований .....	182
6.5.1. Роль автоматизации учета, контроля и управления в системах электроснабжения в снижении потерь электроэнергии .....	182
6.5.2. О применении математических моделей для принятия оптимальных решений, обработки данных и получения результатов при проведении энергетических обследований .....	183
<b>ЛИТЕРАТУРА.....</b>	<b>189</b>



НАСИРОВ Т.Х., СЫТДЫКОВ Р.А.

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ  
ПРЕДПРИЯТИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ  
УЗБЕКИСТАНА**

Ташкент – «Fan va texnologiya» – 2014

Редактор:	Ш.Кушербаева
Тех. редактор:	М.Холмухамедов
Художник:	Д.Азизов
Корректор:	Н.Хасанова
Компьютерная вёрстка:	Н.Рахматуллаева

**E-mail: [tipografiyacnt@mail.ru](mailto:tipografiyacnt@mail.ru) Тел: 245-57-63, 245-61-61.  
Изд.лиц. АЛ№149, 14.08.09. Разрешено в печать 11.11.2014.  
Формат 60x84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Гарнитура «Times New Roman».  
Офсетная печать. Уел. печ.л. 12,0. Изд. печ.л. 12,5.  
Тираж 200. Заказ № 192.**

**Отпечатано в типографии  
«Fan va texnologiyalar Markazining bosmaxonasi».  
100066, г. Ташкент, ул. Алмазар, 171.**