

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Томский политехнический университет»

Г. Н. Климова, В. В. Литвак, Г. З. Маркман, Н. Н. Харлов

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И КАЧЕСТВО
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Учебное пособие

**Издательство ТПУ
Томск 2005**

УДК 621.04.18
К 49

Климова Г. Н., Литвак В. В., Маркман Г. З., Харлов Н. Н.
К 49 Энергосбережение и качество электрической энергии: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 157 с.

В учебном пособии рассматриваются вопросы, изучаемые в курсе «Энергосбережение и качество электрической энергии в энергосистемах». Изложены основные принципы рационального использования энергетических ресурсов. Приводятся методы проведения энергетических обследований предприятий, связанные с определением показателей энергоэффективности, с составлением энергетических балансов, с формированием энергетических паспортов предприятий. Даются сведения по контролю и анализу качества электрической энергии, по приборам для проведения энергетических обследований.

Пособие подготовлено на кафедре и предназначено для студентов ЭЛТИ специальности 140205 «Электроэнергетические системы и сети».

УДК 621.04.18

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом Томского политехнического университета

Рецензенты:

- В. З. Манусов – доктор технических наук, профессор Новосибирского государственного технического университета;
- Л. Г. Захарова – кандидат технических наук, начальник отдела эффективного, рационального использования и учета ТЭР ФГУ ЭИ «Томскгосэнергонадзор»

©Томский политехнический университет, 2005

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
ВВЕДЕНИЕ	13
1. НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ ..	15
Вопросы для самопроверки	27
2. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	28
2.1. Удельные расходы	29
2.2. Коэффициент полезного действия.....	31
2.3. Коэффициент реактивной мощности ($\cos \varphi$ или $\operatorname{tg} \varphi$)	31
2.4. Характеристики графика активной нагрузки.....	32
2.5. Энергетическая составляющая в себестоимости продукции	33
2.6. Загрузка оборудования	34
2.7. Потери электроэнергии и их структура	35
2.8. Энергоемкость выпускаемой продукции.....	36
2.9. Оценка эффективности энергосбережения.....	43
Вопросы для самопроверки	52
3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС	53
3.1. Составление энергетического баланса региона.....	53
3.2. Баланс электрической энергии	55
3.4. Энергобалансы промышленных и энергетических предприятий	59
3.5. Виды электробалансов	62
3.5.1. Структура частей электробаланса.....	63
3.6. Цеховые и сводные электробалансы	64
3.6.1. Потери в цеховых и заводских сетях	64
3.6.2. Потери в силовых трансформаторах	66
3.7. Цеховые электробалансы.....	66
3.8. Общезаводской электробаланс и его анализ.....	68
3.9. Энергофинансовый баланс	69
3.9.1. Определение энергоемкости всей выпущенной продукции	71
3.9.2. Определение единицы стоимости условного топлива на предприятии	71
3.9.3. Определение удельного расхода ТЭР на выпуск продукции определенной i -й номенклатуры	72
3.9.4. Определение энергетической составляющей себестоимости продукции предприятия	72
4. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	73
4.1. Расчет по графику нагрузки ветви	73
4.2. Расчет по времени наибольших потерь	74
4.3. Расчет по методу τ_P и τ_Q	76
4.4. Метод двух τ (τ_{\max} и τ_{\min})	77
4.5. Метод средних нагрузок	78
4.6. Метод характерных режимов.....	78
4.7. Метод характерных суток.....	79
4.8. Метод с представлением нагрузок числовыми характеристиками случайного процесса	80
4.9. Регрессионные методы расчета	81

5. КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ	84
6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПАСПОРТИЗАЦИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ	87
7. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	91
7.1. Контроль качества электроэнергии.....	91
7.2. Виды контроля качества электрической энергии	100
7.3. Нормально и предельно допускаемые значения установившегося отклонения напряжения	101
7.4. Нормально и предельно допускаемые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения	109
7.5. Нормально и предельно допускаемые значения коэффициента <i>n</i> -й гармонической составляющей напряжения	110
7.6. Нормально и предельно допускаемые значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности	110
7.7. Нормально и предельно допускаемые значения коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности	110
7.8. Предельно допускаемое значение провала напряжения	111
7.9. Формы представления результатов контроля.....	111
7.10. Продолжительность и периодичность контроля ПКЭ.....	112
7.11. Выбор пунктов контроля показателей качества электроэнергии.....	114
7.12. Приборы контроля качества электрической энергии	119
7.13. Влияние показателей качества электроэнергии на работу электропотребителей.....	124
7.13.1. Влияние установившихся отклонений напряжения	124
7.13.2. Влияние размахов изменения напряжения	125
7.13.3. Влияние несинусоидальности напряжения	126
7.13.4. Влияние несимметрии напряжений.....	129
7.14. Взаимоотношения потребителей и энергоснабжающих организаций в области обеспечения показателей качества электрической энергии.....	131
7.15. Управление качеством электрической энергии	131
Вопросы для самопроверки	133
8. СТИМУЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ	134
Вопросы для самопроверки	144
9. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ПОТРЕБИТЕЛЬСКОЙ КОРЗИНЫ ДЛЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ	145
9.1. Постановка задачи	145
9.2. Обоснование использования данных минимальной ПК для определения энергетических потребностей человека	145
9.3. Оценка полных затрат энергии, необходимых для производства составляющих ПК	146
9.4. Изменение величины энергетических потребностей в зависимости от факторов, влияющих на ее величину	151
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	158
ПРИЛОЖЕНИЕ	159
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	169

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Абонентная плата – система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за транспорт электрической энергии по электрическим сетям и услуги, предоставляемые владельцем сетей.

Акционерное общество энергетики и электрификации (АО-энерго) – энергоснабжающая организация в форме акционерного общества открытого типа, основной задачей которого является снабжение электрической и тепловой энергией потребителей на территории определенного региона.

Альтернативные виды топлива – виды топлива (сжатый и сжиженный газ, биогаз, генераторный газ, продукты переработки биомассы, водоугольное топливо и другие), использование которых сокращает (замещает) потребление других видов органического топлива.

Альтернативные энергоресурсы – энергия солнца, ветра, приливов и волн, геотермальных источников.

Безучетное потребление топливно-энергетических ресурсов – потребление топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) предприятиями, организациями или физическими лицами без приборов учета либо при неисправных или некачественных средствах учета, включая такие показания, которые могут быть легко фальсифицированы.

Бизнес-план – план инвестиционно-финансовой, организационной, производственной, маркетинговой разработки проекта или идеи с целью расширения сбыта продукции, увеличения объема продаж, увеличения прибыли или захвата рынка, обеспечения конкурентоспособности, качества товара. Бизнес-план составляется по определенным правилам, понятным участникам, и показывает текущее положение, желаемое состояние, наиболее эффективный путь развития предприятия.

Валовый внутренний продукт (ВВП) – обобщающий экономический, статистический показатель, выражающий совокупную стоимость продукции, произведенной внутри страны, в рыночных ценах.

Валовый национальный продукт (ВНП) – экономический показатель, выражающий совокупную стоимость конечных товаров и услуг в рыночных ценах. Включает стоимость потребленных населением товаров и услуг, государственных закупок, капитальные вложения и сальдо платежного баланса.

Возобновляемые нетрадиционные источники энергии – источники постоянно существующих или периодически возникающих в окружающей среде потоков энергии: солнца, ветра, воды, тепла земли, биомассы, морей.

Вторичный энергетический ресурс – энергетический потенциал продукции, отходов, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических агрегатах (установках, процессах), который не используется в самом агрегате, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения других агрегатов (процессов).

Государственная энергосберегающая политика – административно-правовое и финансово-экономическое регулирование процессов добычи, переработки, транспортировки, хранения, производства, распределения и использования топливно-энергетических ресурсов с целью их рационального использования и экономного расходования.

Государственный энергетический надзор – осуществление государственного контроля за техническим состоянием и безопасным обслуживанием электро- и теплоснабжающих установок потребителей, оборудования и основных сооружений электростанций, электрических и тепловых сетей энергоснабжающих организаций, рационального и эффективного использования электрической и тепловой энергии и других энергоресурсов на предприятиях, организациях и учреждениях, независимо от принадлежности и форм собственности.

Коэффициент полезного действия (КПД) – показатель эффективности использования энергии. Определяется как отношение полезно использованной мощности к суммарной затрачиваемой.

Метрология – наука об измерениях, методах и средствах обеспечения их единства и способах достижения требуемой точности измерений.

Мониторинг – наблюдение, оценка и прогноз состояния наблюдаемого объекта в связи с изменяющимися факторами внешней среды или внутренними процессами и хозяйственной деятельностью человека.

Монополизм – господство на рынке товаров и услуг одного производителя (продавца) или сравнительно небольшой группы производителей (продавцов), объединившихся с целью захвата рынка, вытеснения конкурентов и контроля цен.

Надежность энергоснабжения – способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах.

Непроизводительные расходы энергоресурсов – потери энергоресурсов, вызванные нарушением требований государственных стандартов для оборудования, проектных показателей, технологических регламентов или бесхозяйственностью.

Нерациональный расход топливно-энергетических ресурсов – расход ТЭР на энергетических установках, в том числе жилых и общественных зданий, для которых на основе энергетической экспертизы выявлены резервы снижения потребления ТЭР.

Норматив расхода топлива и энергии – регламентируемая величина расхода топлива и энергии для данного производства, процесса, продукции, работ и услуг.

Областная (региональная) система энергообеспечения – совокупность предприятий, организаций и объектов энергетики независимо от организационно-правовых форм, осуществляющих производство, приобретение, передачу, распределение и потребление электрической и/или тепловой энергии, связанных общностью режима.

Обследование – систематическая или разовая проверка состояния хозяйства с целью определения соответствия проводимой работы и полученных результатов плановым, проектным и другим ресурсным возможностям.

Период регулирования – временной интервал (квартал, полугодие, год), принимаемый для расчетов показателей, включаемых в предложения по установлению тарифов на электрическую и тепловую энергию, и размера платы за услуги.

План ГОЭЛРО – первый в мире научно-обоснованный государственный комплексный план развития экономики страны на основе создания энергетической базы народного хозяйства, который определил основные направления НТП в электроэнергетике: концентрация генерирующих мощностей на крупных электростанциях, создание энергосистем и их объединение в масштабе всей страны. Принят на VIII съезде Советов в декабре 1920 г. и рассчитан на 10–15 лет.

Платежеспособный спрос – объем спроса на товары и услуги, обеспеченный денежными средствами покупателей.

Показатель энергоэффективности – абсолютная или удельная величина потребления энергетических ресурсов, необходимая для производства продукции любого назначения, установленная регламентирующими документами.

Показатель энергоэффективности в составе государственных стандартов – регламентируемая величина или диапазон удельного расхода топлива или энергии для производства данной продукции, работ, услуг.

Полезный отпуск (полезно отпущенная энергия) – отчетный статистический показатель деятельности энергоснабжающей организации, характеризующий количество электрической или тепловой энергии, отпускаемой потребителям.

Потенциал энергосбережения – реальный объем энергии, который возможно экономить при полном использовании имеющихся ресурсов с помощью проведения комплекса специальных мер.

Потери топливно- энергетических ресурсов – разность между общим количеством отпускаемых топливно-энергетических ресурсов и полезно использованных в энергетических установках.

Потери энергии коммерческие – разность между отпущенной и полезной энергией. Обусловлены несовершенством системы учета, неодновременностью и неточностью снятия показаний счетчиков, погрешностью используемых приборов учета, неравномерностью оплаты энергопотребления, наличием безучетных потребителей, хищениями.

Потери энергии расчетные – потери, обусловленные расходом энергии на нагрев, несовершенством термодинамических циклов и определяемые по известным физическим закономерностям и параметрам режимов работы.

Потери энергии фактические (отчетные потери) – разность между количеством энергии, отпущенной в сеть, и реализованной энергией, вычисленной по сумме оплаченных счетов к определенному моменту времени.

Потребитель (абонент) – физическое или юридическое лицо, осуществляющее пользование электрической энергией (мощностью) и/или тепловой энергией (мощностью).

Потребительская корзина – расчетный ассортимент продуктов и других предметов потребления, применяемый для анализа как качественных показателей потребления (разнообразие, соответствующее уровню потребностей), так и количественных (величина потребительского бюджета) характеристик.

Потребительский (розничный) рынок электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности) – сфера купли-продажи электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности), осуществляемой между электроснабжающими организациями и потребителями.

Прирост – увеличение экономического показателя по отношению к его исходной величине, базовому значению.

Производитель энергии – коммерческая организация независимо от организационно-правовой формы, осуществляющая производство и отпуск электрической и тепловой энергии в сети для дальнейшего преобразования, передачи, распределения и продажи потребителям.

Размер платы за услуги – система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за услуги, предоставляемые на оптовом и потребительском рынке услуг.

РАО ЕЭС России – Российское акционерное общество энергетики и электрификации, созданное на основании Указа Президента Российской Федерации. Основной целью РАО ЕЭС является обеспечение

надежного функционирования и развития Единой электроэнергетической системы Российской Федерации (ЕЭС России).

Расточительный расход топливно-энергетических ресурсов – расход топливно-энергетических ресурсов с превышением строительных и технологических норм, несоблюдением действующих правил эксплуатации производственных и коммунально-бытовых объектов, в том числе при авариях, из-за бесхозяйственности, некомпетентности обслуживающего персонала и т. д.

Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов – достижение максимальной эффективности использования топливно-энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники и технологии и одновременном снижении техногенного воздействия на окружающую среду.

Регион – территория субъекта Российской Федерации, установленная в соответствии с ее административным делением.

Региональная энергетическая комиссия (РЭК) – орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации, осуществляющий государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию (услуги) на потребительском рынке энергии.

Региональный рынок энергии, электрической энергии (мощности), тепловой энергии (мощности) – сфера купли-продажи энергии, осуществляемой между энергоснабжающими организациями и потребителями энергии на территории региона и регулируемой региональной энергетической комиссией.

Регулируемая деятельность – деятельность в сфере производства, передач, распределения и продажи электрической энергии (мощности) и/или тепловой энергии (мощности), подлежащая государственному регулированию в соответствии с Законом РФ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации».

Регулируемая цена – цена товара (тариф), складывающаяся на товарном рынке при прямом государственном воздействии на эту цену, в том числе путем установления ее предельной или фиксированной величины.

Резерв (потенциал) энергосбережения – оцениваемая экспертами величина возможной экономии используемого топлива или энергии при реализации тех или иных мер энергосбережения.

Рыночная цена – цена товара, складывающаяся на товарном рынке без государственного воздействия на эту цену.

Сертификация продукции – деятельность по подтверждению соответствия продукции установленным требованиям.

Стандартизация – деятельность по составлению и утверждению нормативных документов, устанавливающих комплекс норм, правил, положений и требований, обязательных при проектировании, изготовлении, строительстве, реконструкции, эксплуатации оборудования, технологических процессов и устройств.

Статистические наблюдения – планомерно организованный сбор данных социально-экономического характера, по которым рассчитываются обобщенные характеристики.

Субъекты ФОРЭМ (федеральный оптовый рынок энергии и мощности) – юридические лица, осуществляющие куплю-продажу электрической энергии и мощности и/или предоставляющие услуги на ФОРЭМ.

Тарифы на электрическую и тепловую энергию – система основных ставок, по которым осуществляются расчеты за электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность).

Топливо-энергетический ресурс (ТЭР) – совокупность всех природных преобразованных видов топлива и энергии, используемых в хозяйственной деятельности. Носитель энергии, который используется в настоящее время или может быть (полезно) использован в перспективе.

Удельный расход энергии (топлива) – показатель, определяемый отношением количества фактически израсходованного топлива (в натуральном выражении или в пересчете на условное) на количество фактически произведенной продукции данного вида.

Управляемость – процесс планирования, организации, мотивации, регулирования и контроля, необходимый для того, чтобы достичь целей, поставленных перед организацией.

Условное топливо – условно-натуральная единица, применяемая для соизмерения топлива различных видов с помощью коэффициента, равного отношению теплосодержания 1 кг топлива данного вида к теплосодержанию 1 кг условного топлива, которое равно 29,3076 Дж/кг (7000 ккал/кг).

Федеральная энергетическая комиссия (ФЭК) – федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий государственное регулирование тарифов на электрическую энергию на федеральном оптовом рынке энергии.

Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ) – сфера купли-продажи электрической энергии (мощности), осуществляемой его субъектами в пределах Единой энергетической системы России.

Ценообразование на рынке энергии – формирование органами государственного регулирования и коммерческими организациями тарифов на электрическую и тепловую энергию и размеров платы за услуги.

Экономический эффект энергосбережения – система стоимостных показателей, отражающих прибыльность (или убыточность) мероприятий по энергосбережению.

Электрификация – преобразование энергоиспользующих технологических процессов с целью замены электрической энергией других видов энергии.

Электровооруженность труда – отношение количества электроэнергии, используемой в производственном процессе, к численности производственных рабочих.

Электромагнитная совместимость – приспособленность электротехнических устройств, создающих электромагнитные поля, к совместной работе, при которой возникающие электромагнитные помехи не превышают установленного уровня и не мешают нормальной работе каждого из них.

Электроснабжение – совокупность мероприятий и инженерных сооружений по обеспечению потребителей электроэнергией.

Энергетическая (расходная) характеристика – характеристика расхода энергоносителя установки в зависимости от величины вторичной нагрузки.

Энергетическая безопасность – состояние защищенности государства, региона, предприятия и человека от угрозы недополучения энергии и энергетических ресурсов в необходимых для жизнедеятельности количестве и качестве для нынешнего и будущих поколений.

Энергетическая составляющая себестоимости продукции – доля себестоимости продукции предприятия, затрачиваемая на приобретение и использование топлива и энергоресурсов.

Энергетические обследования – процедура независимой проверки предприятия с целью определения количественных и качественных показателей использования энергии и энергоресурсов и определение мер по повышению эффективности.

Энергетический кризис – структурный кризис, вызванный увеличивающимся дефицитом топливно-энергетических энергоресурсов.

Энергетический паспорт – официальный документ, утверждаемый территориальным органом государственного энергетического надзора, содержащий сведения о количестве и качестве потребления топлива, энергоресурсов и энергетических установках предприятия.

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

Энергобаланс – баланс добычи, переработки, транспортировки, преобразования, распределения и потребления всех видов энергетических ресурсов и энергии.

Энерговооруженность труда – статистико-экономический показатель, характеризующийся отношением суммарных расходов всех видов энергии, использованных в производственном процессе, к численности рабочих.

Энергоемкость продукции (удельный расход) – экономико-статистический показатель, определяемый отношением объема потребляемых энергоресурсов к произведенной продукции в натуральном выражении.

Энергосберегающая политика – административно-правовое и финансово-экономическое регулирование процессов эффективного использования и экономного расходования топливно-энергетических ресурсов.

Энергосбережение – реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии.

Энергоснабжающая организация – коммерческая организация независимо от организационно-правовой формы, осуществляющая продажу потребителям произведенной или купленной электрической и/или тепловой энергии.

Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов – достижение технически возможной и экономически оправданной эффективности использования топливно-энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники и технологии и одновременном снижении техногенного воздействия на окружающую среду.

ВВЕДЕНИЕ

Вопросы энергосбережения в настоящее время выходят на одно из ведущих мест во всем мире, что связано, прежде всего, с экономической, социально-политической, экологической ситуацией развитых топливдобывающих стран. Об этом свидетельствует то обстоятельство, что за последние годы при возросшем экономическом подъеме многих стран темпы прироста мирового энергопотребления резко сократились и составляют в промышленно-развитых странах не более 1 % в год. В нашей стране в связи с затянувшимся экономическим кризисом картина совершенно другая: спад экономики в 1992–99 гг. не привел к существенному снижению энергозатрат как в абсолютном, так и относительном выражении. Это связано с рядом объективных и субъективных факторов. Вот некоторые из них:

- цены и тарифы на энергоресурсы не отражают объективного состояния внутренней и мировой экономики и в значительной степени определяются социально-экономическими и конъюнктурными соображениями;

- недостаточное развитие нормативно-правовой базы и методического обеспечения по вопросам энергосбережения;

- недостаточное государственное регулирование в области организации и регламентации взаимоотношений между производителями и потребителями энергоресурсов, в том числе с учетом существующих в нашей стране естественных монополий, таких как РАО ЕЭС России, Газпром и пр.;

- отсталое общественное сознание и низкая квалификация у руководящего и технического персонала предприятий и организаций в вопросах рационального использования энергоресурсов;

- отсутствие экономических механизмов и стимулов у организаций и персонала при решении вопросов энергосбережения;

- отсталая материально-техническая база предприятий и сложность замены энергоемкого оборудования на более энергоэффективное ввиду недостатка финансовых средств;

- отсутствие конкуренции у предприятий по снижению энергоемкости выпускаемой продукции в связи с недостаточным развитием рыночных отношений в России и слабой интеграции в мировую экономику.

В значительной степени усложняет решение проблем рационального использования энергоресурсов низкая эффективность работы АО-энерго. Так в ряде энергосистем наблюдаются завышенные расходы энергоресурсов на собственные и хозяйственные нужды, большие отно-

сительные значения потерь электроэнергии при ее передаче ввиду недостаточной загрузки ЛЭП и трансформаторов, неэффективное использование собственных энергетических мощностей, в результате чего себестоимость произведенной электроэнергии может оказаться выше стоимости электроэнергии, получаемой с ФОРЭМ.

Нерациональное использование ТЭР АО-энерго и потребителями усиливает противоречия между потребителями и производителями электрической и тепловой энергии ввиду необоснованного удорожания тарифов на энергоресурсы и связанного с этим снижения платежеспособного спроса на энергию потребителей.

При существующей системе взаимоотношений АО-энерго не заинтересованы в экономии ТЭР у потребителей, во внедрении системы автоматизированного учета энергопотребления, в переходе на дифференцированный учет электроэнергии по уровням напряжения и зонам суток.

Таким образом, в сложившейся ситуации необходим поиск путей совершенствования рационального использования ТЭР всеми участниками процесса выработки-потребления энергии и развития взаимовыгодных отношений между ними, основанных на применении более совершенных технологий и энергетического оборудования, на развитии нормативно-правовой базы по энергосбережению, на разработке методик проведения энергетических обследований и нормирования потерь электроэнергии.

Одним из важнейших аспектов энергосбережения является обеспечение качества электрической энергии и оценка его влияния на технико-экономические показатели АО-энерго и потребителей. Управление качеством энергии является приоритетным направлением по обеспечению экономичности и надежности электрических сетей энергоснабжающих организаций и потребителей. Решение вопросов качества электроэнергии требует развитие методической и технической базы по контролю показателей качества электроэнергии. Необходимо создание более совершенных технических средств по управлению качеством электроэнергии, совершенствование договорных отношений и повышение ответственности сторон за соблюдение требований, предъявляемых к качеству электроэнергии.

Данное учебное пособие, посвященное изучению вопросов энергосбережения и качества электроэнергии, обобщает опыт авторов в области повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов. Пособие предназначено для студентов специальности 140205 «Электроэнергетические системы и сети», а также может быть полезно студентам других энергетических специальностей, аспирантам и специалистам.

1. НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ

Осуществление опережающего законотворческого процесса позволяет сформировать особую политическую, экономическую и социальную ситуацию устойчивости, достижение которой составляет одну из главных целей системы административного управления. Соединение последовательного нормативно-правового управления с непротиворечивой социально-экономической политикой в регионе обеспечивается при наличии ряда объективных и субъективных факторов, основными из которых являются:

- рациональная структура органов управления, соответствующая характеру и объему решаемых задач;
- отчетливое понимание целей;
- создание и поддержание эффективных механизмов подготовки и исполнения решений;
- профессионализм кадров, эффективное распределение обязанностей, сил и средств;
- обеспечение контроля исполнения решений;
- эффективное стимулирование исполнительской дисциплины и ответственности.

Нормативно-правовое управление на региональном и муниципальном уровне должно, с одной стороны, не вступать в противоречие с основными нормами федерального уровня и Конституцией Российской Федерации, а с другой – разрешить назревшие региональные проблемы в соответствии с программой социально-экономического развития региона и с учетом действующих региональных нормативно-правовых документов. Приоритет федерального законодательства создает определенность в отношениях с федеральными органами, в межрегиональных отношениях и в отношениях с фирмами, действующими на территориях нескольких регионов, разных субъектов федерации.

Таким образом, правовое поле, на котором строится законодательно-нормативная база энергосбережения в регионе ограничивается:

- Конституцией Российской Федерации;
- Гражданским, Административным, Уголовным кодексами Российской Федерации;
- законами и иными правовыми актами Российской Федерации;
- указами Президента Российской Федерации;
- постановлениями Правительства Российской Федерации;

- стандартами, нормами, правилами и иными нормативно-техническими актами, действующими на территории Российской Федерации;
- законодательными актами субъекта Российской Федерации;
- постановлениями Администрации и Правительства субъекта Российской Федерации;
- отраслевыми, территориальными стандартами, нормами, правилами, действующими на территории субъекта Российской Федерации.
- Для осуществления эффективного нормативно-правового управления энергосбережением в регионе необходимо:
 - осознание объективной целесообразности предполагаемых мер;
 - подготовить концепцию нормативно-правовой базы;
 - оценить последствия и риски;
 - разработать проекты законодательно-правовых актов, скоординированных между собой и не противоречащих действующему законодательству;
 - продвижение, согласование, утверждение и введение в действие подготовленных документов;
 - анализ эффективности применения нормативно-правовых актов и деятельности в соответствии с ними;
 - корректировка нормативно-правовой базы по результатам анализа ее эффективности.

Базовые принципы правового регулирования отношений, возникающих при осуществлении энергосберегающей деятельности, состоят в том, что необходимо создать и поддерживать:

- **правовую основу поощрения эффективного использования энергоресурсов и**
- **законные основы наказания за энергозатратность.**

Основные направления правового регулирования в области энергосбережения сформулированы в указе Президента РФ № 472 от 07.05.95 г. «Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройки топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на период до 2010 года». До 1995 г. в Российской Федерации не было законодательных актов, которые бы регулировали деятельность в области энергосбережения. При отсутствии четкой административно-управленческой вертикали «федерация – регион – муниципальное образование» и становлении нормальных рыночных отношений правовое пространство остается полем столкновения интересов, целей, собственности, ответственности и полномочий.

Зарубежный опыт в этой области достаточно разнообразен. Многие страны, уже прошедшие и только вступающие на путь интенсивного

энергосбережения, создавали и совершенствовали законодательно-нормативные основы, обеспечивающие реализацию государственной политики энергосбережения и эффективного использования топлива и энергоресурсов.

Так, политика энергосбережения в Федеративной Республике Германия строится на условиях рыночной экономики, а государственные рамочные условия «сопровождают» рыночные процессы и предпочтение отдается влияющим на них рычагам в форме законодательных мер. Закон об энергосбережении принят в ФРГ в июле 1976 г. и регулирует следующие направления деятельности:

- совершенствование теплоизоляции зданий;
- энергосбережение в отопительных установках;
- распределение оплаты за отопление.

Основные энергосберегающие мероприятия в соответствии с законом касаются зданий, т. к. именно здесь, по мнению специалистов, сосредоточен основной потенциал для экономии. В ФРГ считают, что треть всего первичного потребления составляют отопление и горячее водоснабжение.

Интересен опыт Франции, Бельгии и Дании в области управления спросом на энергию с целью ее экономии. В 1982–86 гг. здесь введены новые системы тарифов, отличающиеся от предыдущих более широкой дифференциацией по различным критериям. Новые тарифы на электроэнергию стимулируют снижение нагрузки потребителей в период зимнего максимума за счет действия льготных тарифов в остальное время года. Благодаря этому пиковая энергия в определенных условиях может стоить более чем в 20 раз дороже базовой. В летнее время в отдельных тарифных зонах электроэнергия отпускается потребителям по ценам ниже среднегодовой себестоимости по энергосистеме. Широкая дифференциация тарифов привела к существенному изменению графика энергосистемы Франции: появился третий суточный максимум нагрузки в районе первого часа ночи.

В Соединенных Штатах Америки действует значительное количество федеральных актов и законов штатов, регулирующих отношения производителей и покупателей энергии и энергоресурсов. Защита прав потребителей осуществляется активно развитой юридической и судебной практикой.

В Японии законодательство в области энергетики формировалось непосредственно после второй мировой войны под сильным влиянием американского опыта. Его эффективность подтверждается уже тем, что Япония, не имея собственных энергетических ресурсов, стала одной из самых энергоэффективных стран мира. Энергоемкость валового национального продукта в Японии более чем в 3 раза ниже, чем в России.

Изучение зарубежного опыта нормативно-правового регулирования в области энергосбережения и энергетики вообще безусловно полезно. Напрямую переложить законодательные акты зарубежных стран на российскую действительность оказывается невозможным, как невозможно непосредственно соединить трехфазную электрическую систему с глухозаземленной нейтралью с системой с изолированной нейтралью. Причинами этого являются:

- длительный период централизованного эффективного регулирования экономики;
- сохранение режима перекрестного дотирования отраслей;
- естественно-монопольный характер отрасли;
- сохранение низких, по сравнению с мировыми, цен на конечную электрическую и тепловую энергию;
- сложные климатические и природные условия России и отдельных ее регионов;
- особый менталитет российского населения.

Это означает, что в российских условиях необходимо формировать свой собственный современный *энергетический кодекс*, свод законов, обеспечивающий достижение поставленных «энергетической стратегией» целей. Очевидно, в нынешних условиях невозможно подготовить правовую основу на все случаи и для всех регионов. Поэтому законодательная база, основываясь на общих единых принципах, должна предусматривать возможность совершенствования во времени для отдельных регионов и согласовываться с федеральным законодательством.

Основные направления законодательного регулирования энергосберегательной деятельности, вытекающие из базовых принципов энергетической политики государственной власти, складываются из следующих элементов:

- установления области применения разрабатываемого законодательного акта;
- разграничения компетенции органов государственной власти региона;
- разграничения ответственности органов власти, юридических и физических лиц за нарушение положений разрабатываемого законодательного акта, его неисполнение или ненадлежащее исполнение;
- установления целей, задач и способов управления энергосберегающей деятельностью, повышением эффективности использования энергоресурсов, вовлечением неиспользуемых и альтернативных энергоресурсов;
- установления экономических механизмов для реализации энергосберегающей деятельности и ее стимулирования;

- создания органа управления, ответственного за осуществление и развертывание энергосберегающей деятельности в регионе;
- приведения в соответствие с разрабатываемым законодательным актом других правовых и нормативных документов;
- установления способа и сроков введения в действие разрабатываемого акта.

Реализация положений законодательного акта осуществляется через постановления Администрации, исполнительной власти региона. Содержание такого постановления, как правило, предусматривает:

- поручение департаментам, отделам, службам выполнить действия, содержательно определенные правовым актом, в установленные сроки с установленной отчетностью;
- поручение финансовому департаменту администрации осуществить финансирование работ, предусмотренных постановлением, с указанием источника и сроков;
- рекомендацию руководителям органов местного самоуправления принять решение об осуществлении работ во исполнение положений законодательного акта;
- рекомендацию руководителям федеральных органов государственной власти, расположенных на территории региона, провести необходимую работу в соответствии с положениями законодательного акта;
- рекомендацию руководителям предприятий и организаций бюджетной сферы, муниципальных предприятий и предприятий иных форм собственности выполнить предусмотренные законодательным актом положения;
- установление сроков исполнения и лиц, ответственных за исполнение и контроль исполнения предусмотренных работ.

Администрация региона по отношению к органам управления муниципальных образований в соответствии с Уставом не может осуществлять директивные управляющие действия. Управление производится через межбюджетные отношения. Слабости такого управления очевидны. Предприятия муниципального подчинения оказываются еще менее чувствительными к административным управляющим решениям регионального уровня.

Предприятия и организации федерального подчинения, полностью или частично расположенные на территории региона, представляют значительную проблему для регионального управления энергосбережением. Хотя энергоресурсы они потребляют из региональных источников, взаимоотношения с региональным руководством строятся на основе договоренностей, соглашений и рекомендаций.

Еще более сложные механизмы имеют место в отношениях с руководством акционированных предприятий промышленности. Пакеты акций, которыми управляют региональные власти, оказываются далеко не самыми надежными средствами управления энергосбережением. Убеждения, разъяснения и рекомендации – этим ограничиваются управляющие возможности регионального руководства.

Таким образом, пирамида управляющих воздействий в системе управления энергосберегающей деятельностью может быть представлена так (рис. 1.1).

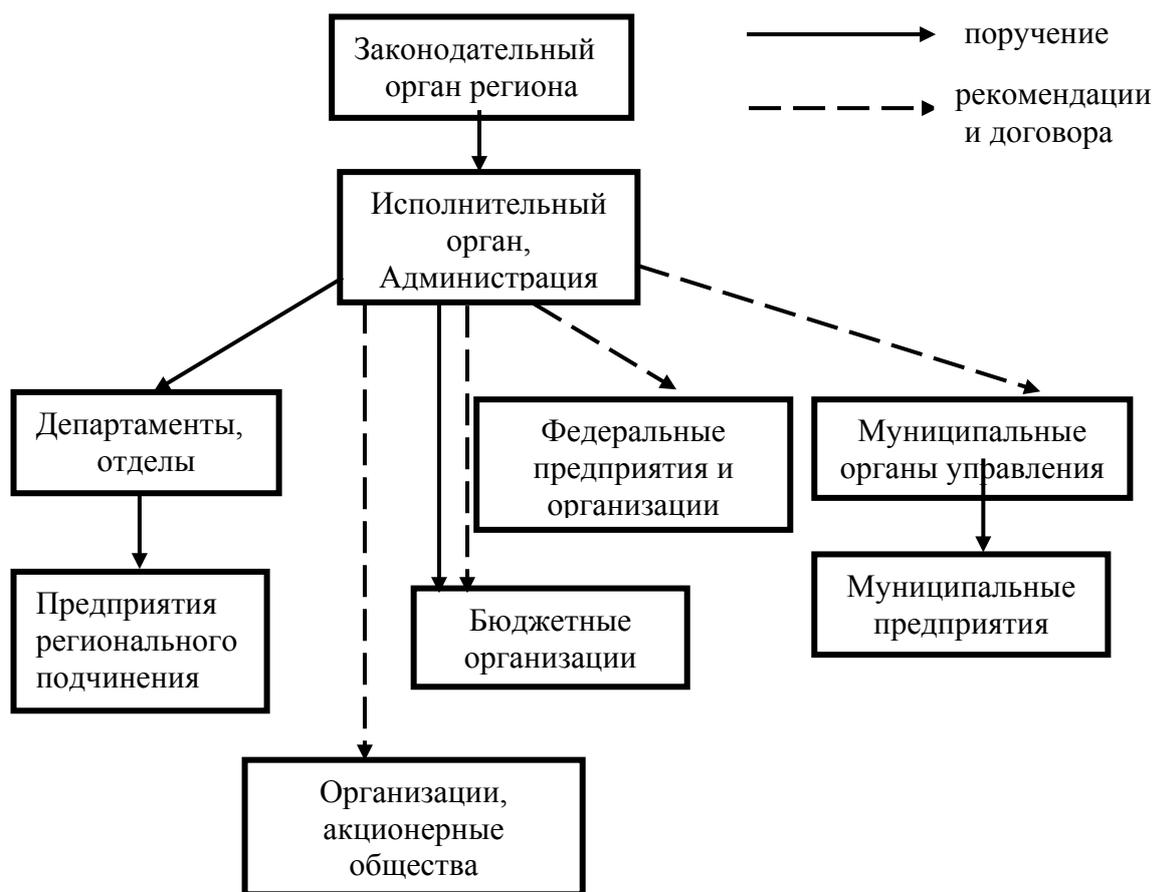


Рис. 1.1

Неустойчивость схемы управления требует либо создания условий, при которых эта схема станет работоспособной и устойчивой, либо ее радикального реконструирования. Нормативно-правовые основы деятельности по энергосбережению в регионе предполагают и совершенствование системы управления.

Структура нормативно-правовой базы, обеспечивающей движение к поставленным целям, представлена в табл. 1.1.

Таблица 1.1

№ п.п	Основные направления энергосбережения	Уровень управления	Обеспечивающие законодательные и нормативные акты
1	2	3	4
1	Основания для энергосберегающей деятельности	Федерация	Гражданский кодекс РФ. Закон РФ «Об энергосбережении». Постановление Правительства РФ. «О неотложных мерах по энергосбережению»
		Регион	Закон субъекта РФ «Об основах энергосбережения на территории». Постановление Администрации «О первоочередных мерах по энергосбережению»
		Муниципальное образование	Постановление представительного органа власти «Об энергосбережении». Постановление главы администрации «О мерах по энергосбережению»
		Отрасль	Приказ по предприятию «План энергосберегающих мероприятий»
2	Разграничение полномочий органов власти	Федерация, регион, муниципальное образование, отрасль	Конституция Российской Федерации. Устав субъекта РФ. Устав муниципального образования. Устав предприятия. Соглашение между Министерством энергетики РФ и Администрацией региона «О сотрудничестве в сфере энергосбережения и развития топливно-энергетического комплекса». Договоры между администрациями региона, муниципальных образований с энергоснабжающими организациями «Об энергосбережении на территории»
3	Государственный контроль и надзор за эффективным использованием энергоресурсов	Федерация	Положение о Государственном энергетическом надзоре
		Регион	Положение о территориальных и региональных отделениях Госэнергонадзора
		Муниципальное образование	
		Отрасль	

Продолжение табл. 1.1.

1	2	3	4
4	Органы управления энергосбережением	Федерация	Положение о департаменте энергоэффективности Минтопэнерго. Положение о департаменте энергосбережения РАО ЕЭС. Устав центра энергоэффективности
		Регион	Положение о департаменте энергетики и коммунального хозяйства администрациями региона. Устав регионального центра управления энергосбережением
		Муниципальное образование	Положение о департаменте ЖКХ Администрации муниципального образования. Устав центра энергосбережения муниципального образования
		Отрасль	Учредительные документы отраслевых Центров энергосбережения: <ul style="list-style-type: none"> • жилищно-коммунального хозяйства; • агропрома; • строительства; • промышленности; • транспорта; • образования и здравоохранения
5	Целевые фонды энергосбережения	Федерация	Устав Всероссийского целевого фонда энергосбережения
		Регион	Устав регионального целевого внебюджетного фонда энергосбережения
		Муниципальное образование	Устав муниципального целевого фонда энергосбережения
		Отрасль	Положение о формировании отраслевых фондов энергосбережения
6	Программы энергосбережения	Федерация	Всероссийская целевая программа «Энергосбережение России»
		Регион	Региональная программа «Энергосбережение региона»
		Муниципальное образование	Энергосбережение в муниципальном образовании
		Отрасль	Отраслевая целевая программа энергосбережения
7	Регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию	Федерация	Закон РФ о государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации. Положение о Федеральной энергетической комиссии

Продолжение табл. 1.1.

1	2	3	4
		Регион	«Методические указания о порядке расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке». Положение о региональной энергетической комиссии
		Муниципальное образование	Устав муниципального образования. Порядок установления тарифов на тепловую энергию в муниципальном образовании
		Отрасль	
8	Учет и контроль расходования энергоресурсов	Федерация	«Правила оснащения электрических и тепловых сетей приборами учета»
		Регион	Постановления Администрации: – «Об оснащении приборами учета и контроля за использование тепловой энергии» – « О порядке оборудования узлов учета тепловой энергии для взаимных коммерческих расчетов»
		Муниципальное образование	Постановление Администрации «Об оснащении приборами учета»
		Отрасль	Отраслевой стандарт «Оснащение приборами учета потребляемых энергоресурсов»
9	Организация рынков энергоресурсов	Федерация	Временный порядок регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию
		Регион	Постановление Администрации региона «О создании условий для функционирования областного рынка электрической и тепловой энергии»
		Муниципальное образование	Правила установления тарифов на тепловую энергию, отпускаемую муниципальными котельными
		Отрасль	
10	Энергетические обследования предприятий	Федерация	Временное положение «О проведении энергетических обследований организаций»
		Регион	Постановление Администрации региона «О введении обязательного энергетического обследования предприятий и организаций»

Продолжение табл. 1.1.

1	2	3	4
		Муниципальное образование	Постановление Администрации «Об энергетических обследованиях муниципальных предприятий и жилых зданий»
		Отрасль	Приказ «Проведение энергетического обследования подразделений предприятия»
11	Тепловая защита зданий	Федерация	Строительные нормы и правила
		Регион	Постановление Администрации «О тепловой защите зданий жилого и производственного назначений». Территориальные строительные нормы
		Муниципальное образование	Постановление Администрации «О тепловой защите и санации жилого фонда»
		Отрасль	Приказ «Тепловая защита производственных зданий»
12	Государственное статистическое наблюдение за расходованием энергоресурсов	Федерация	Постановление Правительства «О статистическом наблюдении за расходованием энергоресурсов»
		Регион	Постановление Администрации «О контроле за представлением в органы госстатистики материалов по потреблению энергоресурсов»
		Муниципальное образование	Постановление Администрации «О повышении достоверности материалов о потреблении энергоресурсов, представляемых в Облстат»
		Отрасль	Приказ «Об усилении контроля качества представляемых в Облстат материалов о потреблении энергоресурсов»
13	Индикаторы энергетической эффективности	Федерация	Всероссийская целевая программа «Энергосбережение». Раздел: «Показатели энергетической эффективности»
		Регион	Постановление Администрации «О программе энергосбережения региона». Утверждение индикаторов энергетической эффективности
		Муниципальное образование	Постановление Администрации Утверждение индикаторов эффективности мероприятий по энергосбережению.
		Отрасль	Приказ «Показатели энергетической эффективности предприятия»

Продолжение табл. 1.1.

1	2	3	4
14	Агитация и пропаганда энергосберегающего образа жизни, проведение выставок, конкурсов	Федерация	Положение о Всероссийском конкурсе энергосберегающих проектов
		Регион	Положение о ежегодной выставке-конкурсе научно-исследовательских и производственных мероприятий по энергосбережению
		Муниципальное образование	Положение о конкурсе «Теплый дом»
		Отрасль	Положение о поощрении рационализаторской и изобретательской деятельности по энергосбережению.
15	Создание зон высокой энергетической эффективности	Федерация	Постановление Администрации
		Регион	«О пилотных проектах высокой энергетической эффективности»
		Муниципальное образование	Положение о конкурсе «Теплый дом»
		Отрасль	Приказ о проведении конкурса проектов «Цех высокой энергетической эффективности»
16	Стандартизация в энергосбережении	Федерация	ГОСТ Р Система стандартов по энергоэффективности
		Регион	Система территориальных стандартов по энергоэффективности
		Муниципальное образование	
		Отрасль	Система стандартов предприятий по энергоэффективности
17	Сертификация в энергосбережении	Федерация	Постановление Правительства «О введении государственной системы сертификации по энергоэффективности»
		Регион	Положение о сертификации продукции и услуг по энергоэффективности
		Муниципальное образование	Порядок сертификации продукции и услуг по энергоэффективности муниципальных предприятий
		Отрасль	Приказ «О подготовке к проведению сертификации продукции и услуг предприятия по энергоэффективности»

1	2	3	4
18	Нормирование энергопотребления, лимитирование	Федерация	Правила нормирования и лимитирования энергопотребления предприятий
		Регион	Постановление Администрации «О введении порядка нормирования и лимитирования энергопотребления»
		Муниципальное образование	Постановление Администрации «О проведении работ по нормированию и лимитированию энергопотребления в муниципальных образованиях»
		Отрасль	Приказ «Утвердить план работ По определению норм и лимитов энергопотребления»
19	Лицензирование И аккредитация	Федерация	Порядок лицензирования и аккредитации организаций, осуществляющих коммерческие работы по энергосбережению
		Регион	Постановление Администрации «О введении порядка лицензирования и аккредитации предприятий по энергосбережению»
		Муниципальное образование	
		Отрасль	
20	Стимулирование энергосбережения	Федерация	Постановление Правительства «О стимулировании энергосбережения»
		Регион	Постановление Администрации «О стимулировании энергосбережения на территории региона»
		Муниципальное образование	Постановление «О стимулировании энергосбережения в муниципальных образованиях»
		Отрасль	Приказ «О стимулировании производственных подразделений и персонала за реализацию энергосберегающих мероприятий»
21	Подготовка и переподготовка кадров	Федерация	Государственные образовательные стандарты
		Регион	Региональные компоненты образовательного стандарта
		Муниципальное образование	Постановление Администрации «О подготовке и переподготовке кадров в области энергосбережения»
		Отрасль	Приказ по предприятию «О переподготовке специалистов по энергосбережению»

Вопросы для самопроверки

1. Каково основное назначение нормативно-правовой базы по энергосбережению?
2. В чем основная цель нормативно-правового управления энергосбережением?
3. Каковы условия обеспечения нормативно-правового управления энергосбережением в регионах?
4. Каковы основные направления государственного регулирования энергосбережения?

2. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Под эффективностью энергоиспользования понимается достижение технически возможной и экономически оправданной эффективности использования топливно-энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники и технологии и одновременном снижении техногенного воздействия на окружающую среду. Эффективность энергоиспользования может быть оценена по системе количественных характеристик – показателей эффективности. Подбор необходимого числа показателей эффективности зависит от вида деятельности организации, глубины проводимых энергетических обследований и их целей, временных и финансовых возможностей организации, проводящей энергетическое обследование. Показатели эффективности энергоиспользования могут также служить индикаторами эффективности при проведении энергосберегающих мероприятий. По их динамике можно судить о результативности энергосберегающей деятельности организации. Классификация показателей энергоэффективности может быть осуществлена по признакам: отраслевая принадлежность организации, форма собственности, вид основной деятельности, энергоснабжающая организация или потребитель и пр. Приведем далеко неполный список показателей эффективности энергоиспользования:

- удельные расходы энергоресурсов на единицу выпускаемой продукции,
 - коэффициент полезного действия (КПД);
 - коэффициент реактивной мощности ($\cos \varphi$ или $\operatorname{tg} \varphi$);
 - характеристики графиков нагрузки;
 - энергетическая составляющая в себестоимости продукции;
 - постоянная составляющая энергопотребления, не зависящая от объемов производства;
 - показатели качества электроэнергии (ПКЭ);
 - загрузка оборудования (коэффициент использования);
 - расход энергоресурсов на собственные, технологические и хозяйственные нужды;
- уровень использования компенсирующих устройств, в том числе и в автоматическом режиме;
- превышение потребления реактивной энергии над ее экономическим значением по договору с энергоснабжающей организацией;

- величина среднего тарифа на электроэнергию по предприятию (для двухставочных потребителей);
- потери активной энергии и их структура;
- потери реактивной энергии и их структура;
- энергоемкость выпускаемой продукции;
- удельный расход энергоресурса на одного сотрудника (учащегося) для бюджетных организаций;
- доля энергоресурсов, расходуемых по основной деятельности организации и на энергообеспечение субабонентов и арендаторов;
- утвержденные лимиты на энергоресурсы.

Для АО-энерго данный перечень дополняют следующие показатели энергоэффективности:

- удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии;
- удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии;
- расход электроэнергии на собственные нужды электростанций;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- расход электроэнергии на производственные нужды;
- расход электроэнергии на хозяйственные нужды.

Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций – потребление электроэнергии приемниками, обеспечивающими необходимые условия функционирования электростанций и подстанций в технологическом процессе выработки, преобразования и распределения электрической энергии.

Нормы расхода электрической энергии, необходимые для определения величины электропотребления на собственные нужды подстанций, приведены в приложении. Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды АО-энерго могут быть определены по результатам проведенного энергетического обследования.

Рассмотрим более подробно некоторые из названных показателей энергоэффективности.

2.1. Удельные расходы

Рассмотрим определение удельных расходов электрической энергии на примере насосных агрегатов. Применительно к насосным агрегатам можно говорить об удельных расходах насоса Y_0' (кВт.ч/м³) и об удельных расходах всего агрегата: насос – двигатель Y_0 :

$$Y_0 = Y_0' / \eta_{дв}, \quad (2.1)$$

где $\eta_{дв}$ – КПД двигателя.

Значение Y_0' может быть определено исходя из следующих характеристик насосных агрегатов:

- $N(Q)$ – зависимость мощности на валу насоса от величины подачи воды;
- $\eta_H(Q)$ – зависимость КПД насоса от величины подачи воды;
- $H(Q)$ – зависимость напора, развиваемого насосом, от величины подачи воды:

$$Y_0'(Q) = \frac{N(Q)}{Q} = \frac{H(Q) \cdot \gamma}{102 \cdot \eta_H(Q)}, \quad (2.2)$$

где γ – масса одного м^3 жидкости.

Из формулы (2.2) видно, что удельный расход является функцией подачи воды и в значительной степени определяется подачей воды. В качестве примера на рис. 2.1 приведена зависимость удельного расхода $Y_0'(Q)$ для насоса Д1250-125.

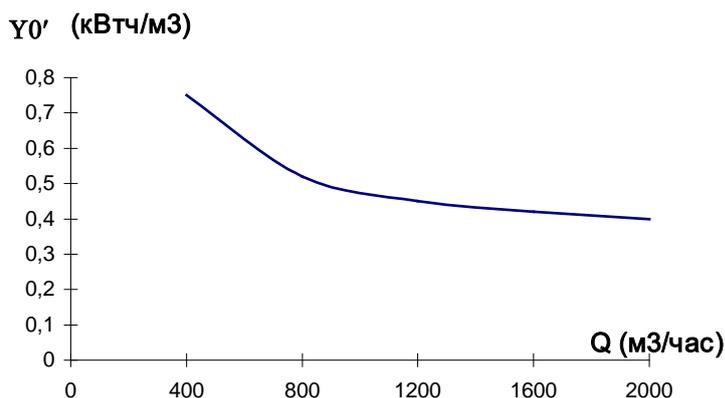


Рис. 2.1

По рис. 2.1 видно, что уменьшение подачи насоса путем дросселирования задвижками приводит к увеличению удельного расхода электрической энергии. Для насоса Д1250-125 снижение подачи воды в два раза по сравнению с номинальной увеличивает удельный расход электрической энергии на 36 %. Для некоторых типов насосов данное увеличение удельного расхода электрической энергии может быть еще более существенным. Для насоса Д3200-23 снижение подачи воды в два раза приводит к увеличению удельного расхода электрической энергии уже на 78 %.

2.2. Коэффициент полезного действия

КПД оборудования установки оценивается следующей формулой:

$$\eta = \frac{\mathcal{E}_{\text{п.исп.}}}{\mathcal{E}_{\text{п}}} 100\%, \quad (2.3)$$

где $\mathcal{E}_{\text{п.исп}}$ – количество полезно использованной энергии;
 $\mathcal{E}_{\text{п}}$ – количество подведенной энергии к данной установке.

При использовании в данном технологическом процессе нескольких видов энергоносителей суммарный КПД определяется как

$$\eta_{\Sigma} = \sum (a_i \cdot \eta_i), \quad (2.4)$$

где η_i – энергетический КПД для данного вида энергоносителя,
 a_i – доля данного энергоносителя в общем объеме.

Экономия электроэнергии при повышении КПД насосного агрегата от значения $\eta_{\text{н}}'$ до значения $\eta_{\text{н}}''$ при КПД электродвигателя $\eta_{\text{д}}$ определяется выражением

$$\Delta \mathcal{E} = 0,00272 \frac{H}{\eta_{\text{д}}(\eta_{\text{н}}'' - \eta_{\text{н}}')} QT, \quad (2.5)$$

где T – время работы насосного агрегата с новым значением КПД.

2.3. Коэффициент реактивной мощности ($\cos \varphi$ или $\text{tg } \varphi$)

Экономия электрической энергии при повышении коэффициента реактивной мощности от значения $\cos \varphi_1$ до $\cos \varphi_2$ оценивается по выражению

$$\Delta \mathcal{E} = K \cdot A (\text{tg} \varphi_1 - \text{tg} \varphi_2), \quad (2.6)$$

где A – потребление активной энергии за расчетный период, (кВт.ч);
 K – экономический эквивалент реактивной мощности, который ориентировочно может быть принят:

- при питании с шин генераторного напряжения – 0,02;
- при питании через одну ступень трансформации – 0,05;
- при питании через две ступени трансформации – 0,08;
- при питании через три ступени трансформации – 0,12.

Если известно количество реактивной энергии Q_1 и Q_2 (квар.ч) за расчетный период до повышения и после повышения $\cos \varphi$, то экономия электроэнергии определяется выражением

$$\Delta \mathcal{E} = K \cdot (Q_1 - Q_2). \quad (2.7)$$

Помимо влияния значений коэффициентов реактивной энергии на величину потерь электроэнергии в сети, $\cos\varphi$ характеризует загрузку электродвигателей и влияет на его КПД. На рис. 2.2 приведена зависимость $\cos\varphi$ и КПД η_d от загрузки асинхронного двигателя.

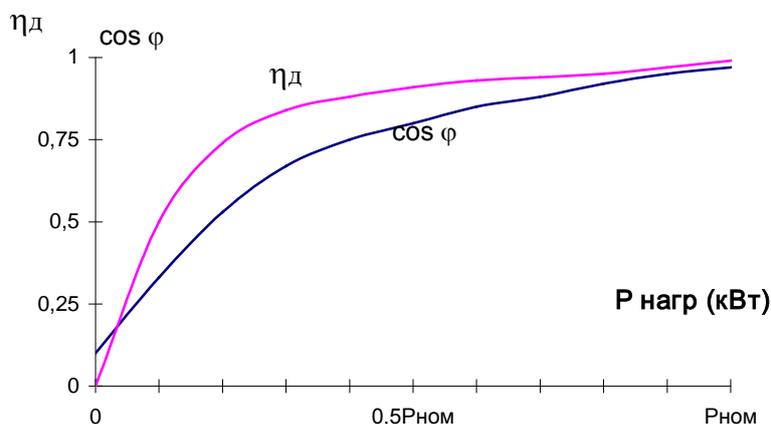


Рис. 2.2

Как видно из рис. 2.2, при снижении нагрузки электродвигателя от номинальной до 50 %-й, $\cos\varphi$ уменьшается с величины 0,85 до значения 0,73. При этом КПД снижается с величины 0,95 до 0,83. Более существенное снижение значений $\cos\varphi$ и КПД происходит при снижении нагрузки двигателя до 30–40 %, $\cos\varphi$ при этом может достигать значений порядка 0,4–0,5, а значения КПД – порядка 0,6–0,7. Для синхронных двигателей эта зависимость проявляется еще в большей степени.

2.4. Характеристики графика активной нагрузки

Наиболее важными показателями графиков активной нагрузки являются коэффициенты, характеризующие равномерность графиков. К данным коэффициентам относятся: коэффициент заполнения графика нагрузки $K_{зп}$ и время использования максимальной нагрузки T_{\max} :

$$K_{зп} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_i \cdot t_i}{T \cdot P_{\text{max}}} \text{ о.е.};$$

$$T_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^N P_i t_i}{P_{\text{max}}} \text{ ч}; \quad (2.8)$$

$$K_{\text{зп}} = \frac{T_{\text{max}}}{T},$$

где P_i, t_i – мощность и продолжительность нагрузки в течение i -го отрезка времени на графике нагрузки,

N – общее число отрезков времени на графике нагрузки;

T – суммарная продолжительность нагрузки, час.

Выравнивание графиков нагрузки соответствует повышению значений $K_{\text{зп}}$ и T_{max} и способствует снижению заявленного максимума активной мощности потребителя в часы максимальной нагрузки энергосистемы. Это снижает плату за электроэнергию, снижает потери электроэнергии, улучшает условия работы и ресурс электрооборудования.

Снижение потери электроэнергии в сети определяется по формуле

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{н}} \left(1 - \frac{K_{\text{ф}2}^2}{K_{\text{ф}1}^2} \right), \quad (2.9)$$

где $K_{\text{ф}1}, K_{\text{ф}2}$ – коэффициенты формы графика активной нагрузки соответственно до его выравнивания и после,

$\Delta \mathcal{E}_{\text{н}}$ – нагрузочные потери в сети при коэффициенте формы $K_{\text{ф}1}$.

Коэффициент формы может быть определен по выражению

$$K_{\text{ф}}^2 = \left(\frac{1090}{T_{\text{max}}} + 0,876 \right)^2 = \left(\frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right)^2. \quad (2.10)$$

В соответствии с формулой (2.10)

$$\frac{K_{\text{ф}2}^2}{K_{\text{ф}1}^2} = \left(\frac{1090 / T_{\text{max}2} + 0,876}{1090 / T_{\text{max}1} + 0,876} \right)^2. \quad (2.11)$$

2.5. Энергетическая составляющая в себестоимости продукции

В калькуляцию себестоимости продукции предприятия включаются также затраты, связанные с использованием различных видов энергоресурсов, необходимых для производства. При этом энергетические затраты для родственных предприятий, производящих одноименную продукцию, могут значительно отличаться ввиду различной эффективности технологического и вспомогательного оборудования, тарифов на энергоресурсы, величины потерь энергоресурсов, производительности труда, различия климатических факторов и пр. Существенное значение здесь приобретает осуществление программы энергосбережения, а также организация контроля, учета и планирования энергоресурсов.

Так, при неправильном планировании величины заявленного максимума активной мощности увеличиваются затраты на используемую электроэнергию иногда в два и более раза, что сказывается на увеличении себестоимости продукции. Иногда увеличение себестоимости продукции связано с нежеланием (или отсутствием лицензии на перепродажу энергоресурсов) предприятия вводить абонентную плату для субабонентов для компенсации потерь энергоресурсов и эксплуатационных затрат на их передачу. Кроме этого, себестоимость продукции в значительной степени зависит от постоянной составляющей энергопотребления, не связанной с объемами производства, расходами энергоресурсов на хозяйственные и собственные нужды.

2.6. Загрузка оборудования

Загрузка электрооборудования характеризуется коэффициентом использования $K_{и}$, рассчитываемого по формуле

$$K_{и} = \frac{S_{нагр}}{S_{ном}}. \quad (2.12)$$

Замена трансформаторов, загруженных менее 70 %, на меньшую мощность дает экономию

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{xx} \cdot t, \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (2.13)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора.

Отключение одного из n параллельно работающих трансформаторов целесообразно, когда происходящее при этом снижение потерь холостого хода оказывается большим, чем увеличение нагрузочных потерь из-за перераспределения суммарной нагрузки между оставшимися в работе трансформаторами. Целесообразность отключения одного из n однотипных трансформаторов определяется по условию

$$S_{нагр} < S_{ном} \cdot \sqrt{n(n-1) \frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}}, \quad (2.14)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора.

Замена незагруженных асинхронных двигателей на меньшую мощность дает экономию:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,1 \cdot \Delta P \cdot t, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (2.15)$$

где ΔP – изъятая мощность.

При этом следует иметь в виду, что замена загруженных менее 45 % электродвигателей всегда рентабельна, а более 70 % – нецелесообразна.

Переключение обмоток незагруженных асинхронных двигателей с треугольника на звезду (при нагрузке до 40 %) снижает их мощность в $\sqrt{3}$ и дает экономию энергии порядка 6–7%.

Кроме этого (разд. 2.3), загрузка электродвигателя отражается на его КПД.

2.7. Потери электроэнергии и их структура

Электрическая энергия является единственным видом продукции, транспортировка которой осуществляется за счет расхода определенной ее части. Поэтому потери электроэнергии при ее передаче неизбежны. Задача состоит только в определении их оптимального уровня и поддержании фактических потерь на этом уровне.

Различают следующие виды потерь: отчетные, технические и коммерческие.

Отчетные потери определяют как разницу между электроэнергией, отпущенной в сеть с шин электростанций $\mathcal{E}_{o.c.}$, и суммой электроэнергии, оплаченной потребителями $\mathcal{E}_{п.о.}$, и израсходованной на производственные нужды энергосистемы $\mathcal{E}_{п.н.}$:

$$\Delta\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_{o.c.} - (\mathcal{E}_{п.о.} + \mathcal{E}_{п.н.}). \quad (2.16)$$

В свою очередь, отчетные потери складываются из технических $\Delta\mathcal{E}_т$ и коммерческих потерь $\Delta\mathcal{E}_к$.

$$\Delta\mathcal{E}_{от} = \Delta\mathcal{E}_т + \Delta\mathcal{E}_к. \quad (2.17)$$

Технические потери могут быть определены только расчетом. Коммерческие потери связаны с неточностью учета электроэнергии (погрешности счетчиков, отсутствие у ряда потребителей счетчиков, разновременность снятия показаний счетчиков), с несвоевременной оплатой за электроэнергию, с ее хищениями и т.д.

Оптимальные технические потери не являются постоянной величиной и не могут выступать в качестве нормативных потерь ввиду изменений нагрузок, схемы сети, состава оборудования и пр. Поэтому оптимальные технические потери могут быть представлены в виде ряда значений, каждое из которых соответствует своему расчетному периоду (обычно году). Весь ряд этих значений должен корректироваться по мере уточнения данных о нагрузках и схемах на перспективу.

Технические потери разделяют на нагрузочные потери, потери холостого хода и потери на корону. Отраслевая инструкция по расчету

и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений («Союзтехэнерго», 1987) выделяет семь составляющих потерь:

- нагрузочные потери в линиях и силовых трансформаторах;
- потери холостого хода в трансформаторах;
- потери на корону в воздушных линиях;
- расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- расхода электроэнергии в компенсирующих устройствах;
- потери в реакторах подстанций;
- потери в измерительных трансформаторах тока и напряжения и вторичных цепях, включая счетчики электроэнергии.

Составляющие потерь данной структуры зависят от класса, типа, назначения электрических сетей, а также их уровня.

Анализируя структуру и величину потерь электроэнергии, можно установить причины ее нерационального расхода при передаче, распределении и потреблении.

Методы определения потерь электроэнергии рассмотрены в разд. 4.

2.8. Энергоемкость выпускаемой продукции

Энергоемкость выпускаемой продукции (Θ) представляет собой отношение суммарного расхода всех энергоресурсов предприятия (W_{Σ}) к выпуску продукции (Π) в денежном выражении за расчетный период (обычно год):

$$\Theta = \frac{W_{\Sigma}(\text{тыс.т.у.т.})}{\Pi(\text{тыс.руб.})}. \quad (2.18)$$

Под суммарным расходом энергоресурсов понимается расход топлива (T) (природный газ, нефтепродукты, уголь), расход тепловой энергии ($T_{\text{э}}$), расход электроэнергии ($W_{\text{А}}$), т. е.

$$W_{\Sigma} = T + T_{\text{э.пр.}} + W_{\text{А.пр.}}, \quad (2.19)$$

где $T_{\text{э.пр.}}$, $W_{\text{А.пр.}}$ – расходы тепловой и электрической энергии, приведенные к топливному эквиваленту.

Все виды энергоресурсов должны быть приведены к единому топливному эквиваленту – условному топливу (т.у.т.). Данный перевод осуществляется по следующим соотношениям:

$$T_{\text{э.пр.}} = T_{\text{э}} \cdot 0,14 \text{ т.у.т.}, \quad (2.20)$$

$$W_{\text{А.пр.}} = W_{\text{А}} \cdot 0,123 \cdot 10^{-3}, \text{ т.у.т.},$$

где $T_{\text{э}}$ задана в Гкал, $W_{\text{А}}$ задана в кВт · ч.

Пример 2.1. Определить показатели эффективности энергоиспользования предприятия, схема электроснабжения которого изображена на рис. 2.3.

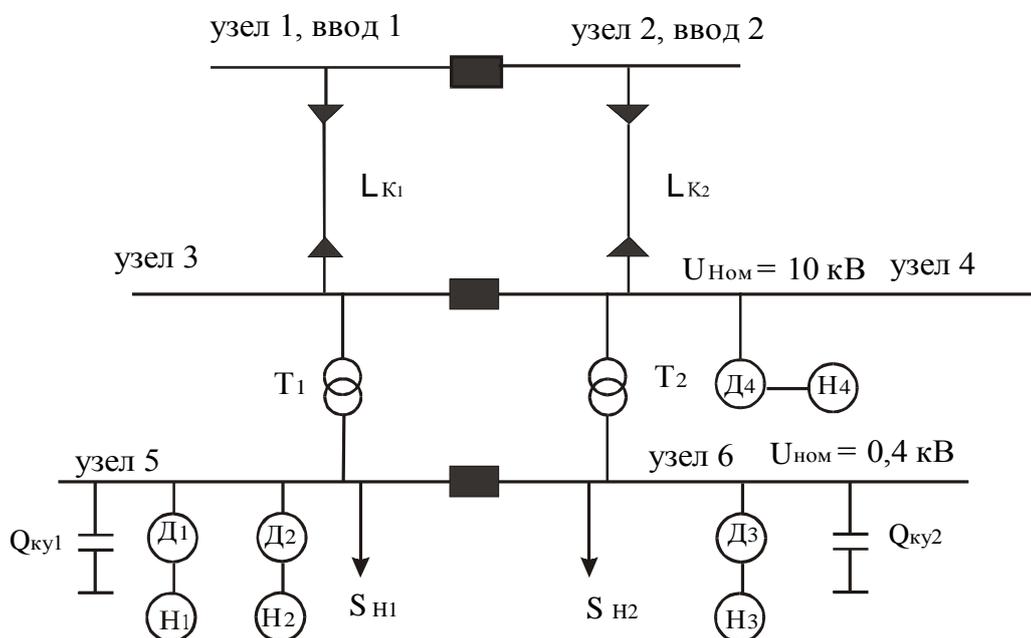
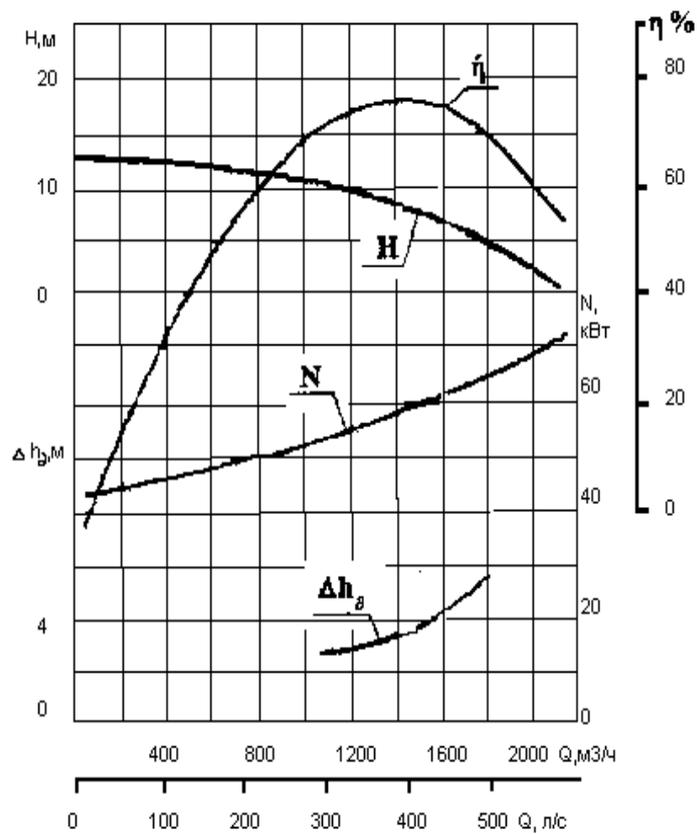


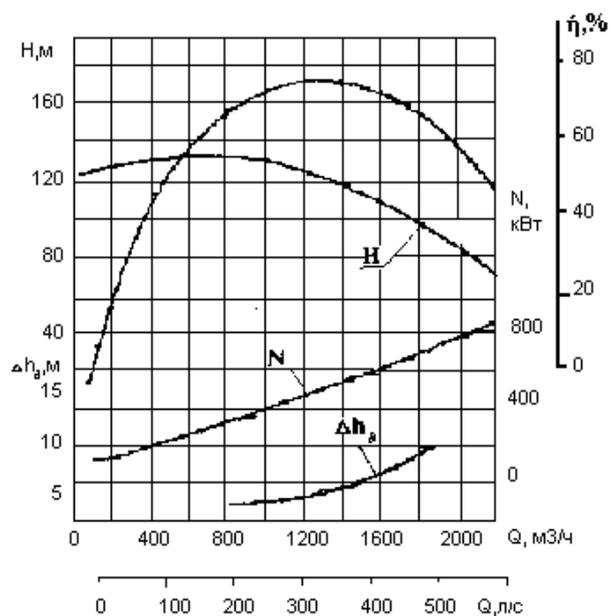
Рис. 2.3

Исходные данные

- Параметры кабельной линии:
 $F_K = 70 \text{ мм}^2$; $l_K = 1 \text{ км}$; $r_0 = 0,26 \text{ ом/км}$; $x_0 = 0,086 \text{ ом/км}$.
- Параметры трансформаторов T_1 и T_2 :
 $S_{НОМТ} = 1600 \text{ кВА}$; $\Delta P_{K3} = 16,5 \text{ кВт}$; $\Delta P_{XX} = 2,65 \text{ кВт}$; $\Delta Q_{XX} = 16 \text{ кВАр}$;
 $U_K = 6 \%$.
- Параметры K_y :
 $Q_{ky1} = 200 \text{ кВАр}$; $Q_{ky2} = 140 \text{ кВАр}$.
- Параметры нагрузок:
 $S_{H1} = (450 + j385) \text{ кВА}$; $\text{tg } \varphi_{H1} = 0,86$; $T_{\text{max}1} = 4000 \text{ час}$ (ввода 1),
 $S_{H2} = (500 + j362) \text{ кВА}$; $\text{tg } \varphi_{H2} = 0,72$; $T_{\text{max}2} = 5000 \text{ час}$ (ввода 2).
- Параметры электродвигателей напряжением 0,4 кВ D_1 , D_2 , D_3 :
 $P_{НОМ} = 100 \text{ кВт}$; $\cos \varphi = 0,88$; $\eta_d = 91 \%$; $n = 730 \text{ об/мин}$.
- Параметры высоковольтного двигателя D_4 напряжением 10 кВ:
 $P_{НОМ} = 800 \text{ кВт}$; $\cos \varphi = 0,87$; $\eta_d = 95 \%$; $n = 1450 \text{ об/мин}$.
- Параметры насосных агрегатов:
 - Насосные агрегаты с низковольтными двигателями содержат насос марки Д 20001-21:
 $Q_H = 2000 \text{ м}^3/\text{ч}$; $H_H = 21 \text{ м}$.
 - Насосный агрегат с высоковольтным двигателем имеет насос марки Д 1250-125:
 $Q_H = 1250 \text{ м}^3/\text{ч}$; $H_H = 125 \text{ м}$.



a



б

Рис. 2.4. Характеристика насосов:
a – Д2000-21; *б* – Д1250-125

8. Фактические значения потребляемой мощности электродвигателями насосных агрегатов:

- $P_{\text{фак.Д1}} = 50 \text{ кВт}; Q_{\text{фак. Д1}} = 27 \text{ кВАр};$
- $P_{\text{фак.Д2}} = 60 \text{ кВт}; Q_{\text{фак. Д2}} = 32,4 \text{ кВАр};$
- $P_{\text{фак.Д3}} = 70 \text{ кВт}; Q_{\text{фак. Д3}} = 37,8 \text{ кВАр};$
- $P_{\text{фак.Д4}} = 300 \text{ кВт}; Q_{\text{фак. Д4}} = 170 \text{ кВАр}.$

Решение

По данным фактического электропотребления насосными агрегатами, по характеристикам насосов определяем их рабочие параметры (производительность Q , напор H , КПД η_n). Получены следующие значения этих параметров:

- насосный агрегат №1:
 $Q_1 = 200 \text{ м}^3/\text{ч}; H_1 = 13\text{м}; \eta_{n1} = 5 \text{ %};$
- насосный агрегат №2:
 $Q_2 = 1200 \text{ м}^3/\text{ч}; H_2 = 10\text{м}; \eta_{n2} = 73 \text{ %};$
- насосный агрегат №3:
 $Q_3 = 1800 \text{ м}^3/\text{ч}; H_3 = 5\text{м}; \eta_{n3} = 70 \text{ %};$
- насосный агрегат №4:
 $Q_4 = 400 \text{ м}^3/\text{ч}; H_4 = 135\text{м}; \eta_{n4} = 50 \text{ %}.$

1. Определяем удельные расходы насосов:

$$j'_{01} = \frac{N_1}{Q_1} = \frac{P_{\text{фак.Д1}} \cdot \eta_{\text{Д1}}}{Q_1} = \frac{50 \cdot 0,91}{200} = 0,2275 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3;$$

$$j'_{02} = \frac{60 \cdot 0,91}{1200} = 0,0455 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3;$$

$$j'_{03} = \frac{70 \cdot 0,91}{1800} = 0,0354 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3;$$

$$j'_{04} = \frac{300 \cdot 0,95}{400} = 0,713 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3.$$

Определяем удельные расходы всего насосного агрегата: насос – двигатель:

$$j_{01} = \frac{j'_{01}}{\eta_{\text{Д1}}} = \frac{0,2275}{0,91} = 0,25 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3;$$

$$j_{02} = \frac{0,0455}{0,91} = 0,05 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3;$$

$$j_{03} = \frac{0,0354}{0,91} = 0,0389 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3;$$

$$j_{04} = \frac{0,713}{0,91} = 0,75 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3.$$

Определим удельные расходы электроэнергии насосов при номинальных условиях их работы:

– для насоса Д 2000-21

$$j_{\text{онно}} = \frac{68}{0,91 \cdot 2000} = 0,037 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^3;$$

– для насоса Д 1250-125

$$j_{\text{онно}} = \frac{530}{0,91 \cdot 1250} = 0,446 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^3.$$

Сопоставляя фактические удельные расходы электроэнергии с номинальными, можно отметить, что из четырех насосов работает экономично только насос №3. Превышение фактических удельных расходов над номинальными значениями составит:

• для насоса №1

$$\Delta j_0 = \frac{0,2275 - 0,037}{0,037} \cdot 100\% = 514\%;$$

• для насоса №2

$$\Delta j_0 = \frac{0,0455 - 0,037}{0,037} \cdot 100\% = 23\%;$$

• для насоса №4

$$\Delta j_0 = \frac{0,713 - 0,446}{0,446} \cdot 100\% = 59,9\%.$$

2. Определим коэффициенты использования основного силового оборудования: трансформаторов Т₁ и Т₂, электродвигателей 1–4.

Нагрузка трансформатора Т₁

$$S_{T1} = S_{н1} + S_{дв1} + S_{дв2} - jQ_{кy1} =$$

$$= 450 + j385 + 50 + j27 + 60 + j32,4 - j200 = 560 + j244,4, \text{кВА};$$

$$S_{T1} = \sqrt{560^2 + 244,4^2} = 611 \text{ кВА};$$

$$K_{И(T1)} = \frac{611}{1600} = 0,38.$$

Нагрузка трансформатора Т₂

$$S_{T2} = S_{н2} + S_{дв3} - jQ_{кy2} =$$

$$= 500 + j362 + 70 + j37,8 - j140 = 570 + j259,8, \text{кВА};$$

$$S_{T2} = \sqrt{570^2 + 259,8^2} = 626,4 \text{ кВА};$$

$$K_{И(T2)} = \frac{626,4}{1600} = 0,39.$$

Коэффициенты использования электродвигателей:

$$K_{И(Де.1)} = \frac{50}{100} = 0,5; \quad K_{И(Де.2)} = \frac{60}{100} = 0,6;$$

$$K_{И(Де.3)} = \frac{70}{100} = 0,7; \quad K_{И(Де.4)} = \frac{300}{800} = 0,375.$$

3. Определим потери мощности и электроэнергии.

Потери мощности в трансформаторе Т₁

$$\Delta P_{Т1} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_{И(Т1)}^1 = 2,65 + 16,5 \cdot 0,38^2 = 5,03 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{Т1} = \Delta Q_{xx} + \frac{U_{K(\%)} \cdot S_{нагр.Т}^2}{100 \cdot S_{ном.Т}} = 16 + \frac{6 \cdot 611^2}{100 \cdot 1600} = 30 \text{ кВАр}.$$

Потери мощности в трансформаторе Т₂

$$\Delta P_{Т2} = 2,65 + 16,5 \cdot 0,39^2 = 4,56 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{Т2} = 16 + \frac{6 \cdot 624,4^2}{100 \cdot 1600} = 30,7 \text{ кВАр}.$$

Потери мощности в кабельной линии 1.

Нагрузка кабельной линии 1:

$$S_{HK1} = S_{Т1} + \Delta P_{Т1} + j\Delta Q_{Т1} =$$

$$= 560 + j244,4 + 5,03 + j30 = 565,3 + j274,4, \text{ кВА};$$

$$S_{HK1} = \sqrt{565,03^2 + 274,4^2} = 628 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{к1} = \left(\frac{S_{HK1}}{U_H} \right)^2 \cdot r_k = \left(\frac{628}{10} \right)^2 \cdot 0,26 = 1,03 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{к1} = \left(\frac{S_{HK1}}{U_H} \right)^2 \cdot x_k = \left(\frac{628}{10} \right)^2 \cdot 0,086 = 0,34 \text{ кВАр}.$$

Полная мощность, потребляемая из узла 1:

$$S_{к1} = S_{HK1} + \Delta P_{к1} + j\Delta Q_{к1} =$$

$$= 565,03 + j274,4 + 1,03 + j0,34 = 566,06 + j274,85, \text{ кВА};$$

Коэффициент реактивной мощности узла 1:

$$\text{tg}\varphi_1 = \frac{274,85}{566,06} = 0,48.$$

Потери мощности в кабельной линии 2:

Нагрузка кабельной линии 2:

$$S_{HK2} = S_{Т2} + \Delta P_{Т2} + j\Delta Q_{Т2} + S_{дв.4} =$$

$$= 570 + j259,8 + 4,56 + j30,7 + 300 + j170 = 874,56 + j547, \text{ кВА};$$

$$S_{HK2} = \sqrt{874,56^2 + 457^2} = 986,74 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{к2} = \left(\frac{986,74}{10} \right)^2 \cdot 0,26 = 2,53 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{к21} = \left(\frac{986,74}{10} \right)^2 \cdot 0,086 = 0,84 \text{ кВар}.$$

Полная мощность, потребляемая из узла 2:

$$S_2 = 874,56 + j457 + 2,53 + j0,84 = 877,1 + j457,8, \text{ кВА}.$$

Коэффициент реактивной мощности узла 4:

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{457,8}{877,1} = 0,52.$$

Годовые потери электроэнергии равны:

• по вводу 1:

$$\Delta W_{A1} = (\Delta P_{к1} + \Delta P_{кз} \cdot K_{И(T1)}^2) \cdot \tau_{\max 1} + \Delta P_{xx} \cdot 8760,$$

где $\tau_{\max 1} = \left(0,124 + \frac{T_{\max 1}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч};$

$$\Delta W_{A1} = (1,03 + 16,5 \cdot 0,38^2) \cdot 2405 + 2,65 \cdot 8760 = 31421 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

• по вводу 2:

$$\Delta W_{A2} = (\Delta P_{к2} + \Delta P_{кз} \cdot K_{И(T2)}^2) \cdot \tau_{\max 2} + \Delta P_{xx} \cdot 8760,$$

где $\tau_{\max 2} = \left(0,124 + \frac{T_{\max 2}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3410 \text{ ч};$

$$\Delta W_{A2} = (2,53 + 16,5 \cdot 0,39^2) \cdot 3410 + 2,65 \cdot 8760 = 40400 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Суммарные годовые потери электроэнергии равны

$$\Delta W_A = \Delta W_{A1} + \Delta W_{A2} = 31421 + 40400 = 71820 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

4. Определим превышение потребления реактивной энергии ее экономического значения.

Годовое потребление активной энергии ориентировочно можно определить по выражению

$$W_{\Gamma} = P_1 \cdot T_{\max 1} + P_2 \cdot T_{\max 2} + \Delta W_{\Gamma} =$$

$$= 566,06 \cdot 4000 + 877,1 \cdot 5000 + 71820 = 6721560 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Экономическое значение коэффициента реактивной мощности определяется по выражению (3.17) [17]

$$\operatorname{tg} \varphi_3 = \frac{\operatorname{tg} \varphi_6}{K(0,4d_{\max} + 0,6)}.$$

Принимаем $\operatorname{tg} \varphi_6 = 0,4$; $d_{\max} = 1$; $K = 1$.

$$\text{Получим } \operatorname{tg} \varphi_3 = \frac{0,4}{1(0,4 \cdot 1 + 0,6)} = 0,4.$$

Определим экономическое значение реактивной энергии по выражению (3.19) [17]

$$W_{P.Э.} = K_{\lambda} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\Delta} \cdot W_A,$$

где $K_{\lambda} = (1,25 + K_3) \frac{\operatorname{tg}\varphi_{\Delta}}{\operatorname{tg}\varphi_H}$ по выражению (3.20) [17],

$$\begin{aligned} \operatorname{tg}\varphi &= \frac{Q_{\Phi} + Q_{\text{ку}}}{P_{\text{max}}} = \frac{Q_1 + Q_2 + Q_{\text{ку}1} + Q_{\text{ку}2}}{P_1 + P_2} = \\ &= \frac{274,85 + 457,8 + 200 + 140}{566,06 + 871,1} = 0,75. \end{aligned}$$

Принимаем средний коэффициент заполнения графика нагрузки (по данным $T_{\text{max}1}$ и $T_{\text{max}2}$) равным $K_3 = 0,5$. Получим

$$K_{\lambda} = (1,25 + 0,5) \frac{0,4}{0,75} = 0,93.$$

Экономическое значение реактивной энергии равно

$$W_{P.Э.} = 0,93 \cdot 0,4 \cdot 6721560 = 2500420 \text{ кВАр} \cdot \text{ч}.$$

Фактическое годовое потребление реактивной энергии без учета ее потерь можно оценить по выражению

$$\begin{aligned} W_{P.Ф.} &= Q_1 \cdot T_{\text{max}1} + Q_2 \cdot T_{\text{max}2} = \\ &= 274,85 \cdot 4000 + 457,8 \cdot 5000 = 3388400 \text{ кВАр} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Определим превышение потребления реактивной энергии его экономического значения, которое подлежит оплате:

$$W_{P.ПЛ.} = W_{P.Ф.} - W_{P.Э.} = 3388400 - 2500420 = 887980 \text{ кВАр} \cdot \text{ч}.$$

2.9. Оценка эффективности энергосбережения

Реализуемые сегодня технические и технологические меры, обеспечивающие снижение потребления энергии и энергоресурсов, весьма разнообразны. Выбор среди них или обоснованный отказ от любого из них может быть осуществлен только по однозначному и явному критерию. Само по себе снижение энергопотребления ничего не означает и может оказаться даже вредным, если эффективность использования энергии в этом случае не повышается. Следовательно, требуется вовсе не энергосбережение как таковое, а повышение эффективности использования и извлечения энергии. Повышение эффективности использования энергии, повышение производительности энергоресурса, увеличение глубины полезного извлечения энергии по существу являются основной задачей энергосбережения.

Пример 2.2. Определить коэффициент полезного действия системы движения троллейбуса, который имеет массу вместе с пассажирами 13 т, пробегает перегон длиной 2,6 км за 7 мин. Токовая нагрузка тягового двигателя постоянного тока равна 70 А, напряжение сети – 550 В.

Решение:

Энергия движения (работа против сил трения) равна

$$F \cdot S = \mu \cdot m \cdot s = 13 \cdot 10^3 \cdot 9,81 \cdot 2,6 \cdot 10^3 \cdot 0,04 = 13,26 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Энергия торможения перед остановкой (без учета рекуперации в сеть):

$$\frac{mv^2}{2} = \frac{13 \cdot 10^3}{2} \cdot \left(\frac{2,6 \cdot 10^3}{7 \cdot 60} \right)^2 = 249,1 \cdot 10^3 \text{ Дж.}$$

Полезная энергия: $(13260 + 249,1) \cdot 10^3 = 13509,1 \cdot 10^3 \text{ Дж.}$

Затрачиваемая энергия:

$$U \cdot I \cdot t = 550 \cdot 70 \cdot \frac{7}{60} \cdot 10^3 \cdot 3,6 \cdot 10^6 = 16,171 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

$$\text{КПД} = \frac{13509 \cdot 10^3}{16171 \cdot 10^3} = 83,5 \text{ \%}.$$

Пример 2.3. Определить коэффициент полезного использования энергии для условий примера 2.2, если дополнительно включена система отопления салона, потребляемый ток которой равен 10 А.

Решение

Дополнительно (к примеру 2.2) потребляемая энергия отопления составляет:

$$550 \cdot 10 \cdot \frac{7}{60} \cdot 10^3 \cdot 3,6 \cdot 10^6 = 2,31 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Полезная энергия:

$$(13260 + 249,1 + 2310) \cdot 10^3 = 15819 \cdot 10^3 \text{ Дж.}$$

Затрачиваемая энергия:

$$550 \cdot (70 + 10) \cdot \frac{7}{60} \cdot 10^3 \cdot 3,6 \cdot 10^6 = 18,481 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Пример 2.4. Определить коэффициент полезного использования топлива для условий примеров 3.1 и 3.2, если удельный расход топлива на электростанции на один отпускаемый в сеть кВт · ч равен 300 г/ кВт · ч, а потери в электрической сети можно принять на уровне 5 % отпуска. Теплотворная способность топлива 7000 ккал/кг.

Решение

Энергетический потенциал топлива составляет

$$550 \cdot (70 + 10) \cdot \frac{7}{60} \cdot 10^3 \cdot 1,05 \cdot 0,3 \cdot 7000 \cdot 4187 = 47,38 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

$$\text{КПЭ} = \frac{15819 \cdot 10^3}{47380 \cdot 10^3} = 33,3 \text{ \%}.$$

Пример 2.5. Определить удельный расход энергии топлива на осуществление транспортной работы.

Решение

$$\delta_{\text{тр}} = \frac{50 \cdot 2,6}{550 \cdot 80 \cdot 7 / 60 \cdot 10^3} = 25,3 \frac{\text{пасс.км}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$$

$$\delta_{\text{сис}} = \frac{50 \cdot 2,6}{550 \cdot 80 \cdot 7 / 60 \cdot 0,3 \cdot 10^3} = 84,3 \frac{\text{пасс.км}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

В оценке экономической эффективности энергосберегающих проектов осуществляется сравнение капиталовложений и ежегодных издержек с доходами от реализации проекта. Все расчеты эффективности основываются на вычислении потока платежей:

$$P_t = (V_t - U_t \pm A_t) - (V_t - U_t - Л_t^H) \cdot C_H - K + S, \quad (2.21)$$

где t – временной интервал (месяц, квартал, год);

P_t – элемент финансового потока t -интервала;

V_t – ожидаемый брутто-доход в интервале t ;

U_t – издержки t -интервала;

A_t – амортизационные отчисления t -интервала («+» потому, что это реальные ресурсы предприятия, которые могут быть инвестированы в проект; в остальных случаях («-»), поскольку ресурсы изымаются из проекта);

$Л_t^H$ – издержки t -интервала, на которые распространяются налоговые льготы;

K – единовременные инвестиционные расходы в нулевом году;

S – различные формы компенсаций, дотаций, ссуд.

Критериями экономической эффективности являются:

1. Простой **срок окупаемости**. Это такой период, в течение которого объем начальных инвестиций окупается за счет доходов от реализации продукции:

$$\sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} P_t = K. \quad (2.22)$$

2. **Учетная норма прибыли** за период амортизации проекта показывает среднюю ежегодную недисконтированную норму прибыли. В сравнении вариантов инвестирования капитала лучшим является тот, который обеспечивает наибольшую прибыль.

$$H_{\text{уп}} = \left(\frac{1}{K} \sum_{t=1}^{T_{\text{ам}}} \frac{P_t - A_t}{T_{\text{ам}}} \right) \cdot 100\%. \quad (2.23)$$

3. *NTV, чистая текущая дисконтированная стоимость*

Текущая стоимость (дисконтированная) сравнивается с объемом инвестиций. Критерием эффективности является положительный знак *NTV* за период отдачи инвестиций *T* и ставка дисконта *r*:

$$NTV = P_v - K. \quad (2.24)$$

$$P_v = \sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+r)^t}. \quad (2.25)$$

Чистая дисконтированная стоимость за допустимый период должна быть положительной:

$$NTV > 0, \quad (2.26)$$

а индекс рентабельности *R* – больше единицы:

$$R = \frac{P_v}{K} > 1. \quad (2.27)$$

4. *Внутренняя норма рентабельности*

$$NTV = 0. \quad (2.28)$$

$$K \cdot \sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+e)^t} = 0. \quad (2.29)$$

Вычисляется такая норма дисконта *e*, при которой текущая дисконтированная стоимость за период отдачи инвестиций равна начальным инвестициям.

e – внутренняя норма дисконта. Определяется итеративно подбором. Наилучшее решение, наилучший вариант по этому методу тот, в котором получается наибольшая величина дисконта *e*.

5. *Дисконтированный период окупаемости* – это период, в течение которого дисконтированный денежный поток становится равным начальным инвестициям:

$$K = \sum_{t=1}^{T'_{ок}} \frac{P_t}{(1+r)^t}. \quad (2.30)$$

Критерии эффективности дают однозначный результат только в случае, если в условиях задачи приняты однозначные параметры. Но в экономических задачах такая определенность возникает крайне редко. Так, например, предсказать, как за период эксплуатации изменится банковская процентная ставка, а следовательно, и ставка дисконта и многие другие экономические показатели – налоговые отчисления, порядок получения и возврата кредита, срок амортизации, цена продукции и т. п. достаточно сложно. Поэтому анализ критериев эффективности целесо-

образно осуществлять при разных версиях изменения исходных экономических показателей. Тогда принятие решения об инвестировании будет более обоснованным.

Капитальные вложения (инвестиции) представляют собой совокупные затраты материальных, трудовых и денежных ресурсов, необходимых для создания новых и реконструкции действующих основных фондов. В настоящее время развитие энергетических объектов характеризуется тремя основными этапами:

- строительством до ввода первых агрегатов в эксплуатацию;
- временной эксплуатацией, для которой характерно продолжающееся капитальное строительство и одновременно производство продукции;
- нормальной эксплуатацией, когда капиталовложения в объект прекращены, а издержки производства становятся постоянными в соответствии с постоянством объема отпускаемой продукции.

Объемы капиталовложений определяются в соответствии со сметами заранее разработанных проектов.

Исходными данными для определения сметной стоимости объекта служат материалы проекта по составу оборудования, объему строительных и монтажных работ, прейскуранты цен на оборудование и материалы, нормы и расценки на строительные-монтажные работы, тарифы на перевозку грузов, нормы накладных расходов и другие нормативные документы. Сметы бывают **объектными** (расчет объемов работ и затрат по отдельным объектам комплекса) и **сводными** (которые объединяют объектные в единый комплекс). Сводная смета к техническому проекту содержит следующие разделы:

- подготовка территории строительства;
- объекты основного производственного назначения;
- объекты вспомогательного назначения;
- объекты энергохозяйства;
- объекты транспортного хозяйства и связи;
- внешние сети и сооружения водоснабжения, канализации, телефонизации и газификации;
- благоустройство территории;
- временные здания и сооружения;
- прочие работы и затраты;
- содержание дирекции строящегося предприятия;
- подготовка эксплуатационных кадров;
- проектные и изыскательские работы.

На стадии технико-экономического обоснования, технико-экономического сравнения вариантов столь глубокая разработка проекта не-

возможна, поэтому широко применяются **укрупненные сметные нормы и укрупненные показатели стоимости строительства** объектов энергетики – усредненные стоимости укрупненных единиц объемов строительно-монтажных работ, разрабатываемых на основе типовых проектов и данных о ранее выполненных проектах аналогов. Так, стоимость тепловой электростанции приближенно может быть определена по показателю удельных капитальных вложений для аналогичных типов:

$$K = K_y \cdot P_{уст}, \quad (2.31)$$

где K_y – удельные капвложения, руб./кВт;

$P_{уст}$ – установленная мощность, кВт.

Капиталовложения (инвестиции) складываются из собственных и заемных средств.

Собственные источники капитала:

- акционерные средства;
- дополнительно привлекаемые средства;
- резервные средства предприятия;
- нераспределенная прибыль.
- Заемный капитал:
- краткосрочные займы;
- долгосрочные обязательства;
- облигационные займы.

Издержки эксплуатации включают в себя затраты на возобновление оборотных фондов (текущие расходы топлива, материалов, сырья), заработную плату, ремонт и восстановление основных фондов. Для энергетики наиболее характерным является деление этих затрат на условно-переменные (величина в основном зависит от объема производимой продукции – топливо и т. п.) и условно-постоянные (от объема продукции почти не зависят – заработная плата, амортизационные отчисления). К издержкам эксплуатации относят следующие затраты:

- сырье, основные и вспомогательные материалы, запчасти для ремонта оборудования;
- работы и услуги производственного характера;
- топливо на технологические цели при производстве электрической и тепловой энергии;
- топливо всех видов на иные технологические цели (отопление зданий, обслуживание производства транспортом предприятия);
- покупная энергия всех видов;
- электроэнергия (мощность), приобретенная на оптовом рынке или от других производителей для дальнейшего преобразования, транс-

пор-тировки, распределения и продажи потребителям, а также на технологические цели;

- тепловая энергия (мощность), от сторонних производителей тепла;
- электрическая и тепловая энергия, приобретенная на хозяйственные (производственные) нужды;
- затраты на оплату труда персонала, занятого в основной деятельности;
- отчисления на социальные нужды (социальное страхование, фонд занятости, обязательное медицинское страхование, пенсионный фонд и другие законные отчисления);
- амортизация основных фондов;
- прочие затраты, в том числе:
 - целевые средства организаций, формируемые энергоснабжающими организациями и производителями энергии для осуществления НИР и ОКР, инвестиционные и страховые средства;
 - плата за предельно-допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую природную среду;
 - уплата процентов по полученным кредитам и бюджетным ссудам (для создания сезонных запасов топлива и других неинвестиционных случаев);
 - затраты на подготовку и переподготовку персонала;
 - амортизация по нематериальным активам;
 - абонентная плата за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы и плата за иные услуги, предоставляемые на оптовом рынке;
 - отчисления в ремонтный фонд (при его формировании);
 - непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные сборы, отчисления и платежи, относимые на себестоимость);
 - финансирование мероприятий по социальной защите населения, проживающего на прилегающих к особоопасным объектам территориях и по развитию соответствующей инфраструктуры;
- другие затраты, относимые на себестоимость продукции (энерго-сбережение и др.).

В расчете средств, расходуемых из *прибыли* предприятия, учитываются следующие затраты:

- развитие производства, в том числе капитальные вложения;
- социальное развитие, включая капитальные вложения и образования фонда потребления;
- дивиденды по акциям – с учетом развития производства, состояния фондового рынка и уровня дивидендов в схожих отраслях;
- налоги, уплачиваемые за счет прибыли;

- расходы на прочие цели, включая платежи за превышение предельно допустимых выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, уплату процентов по полученным кредитам, бюджетным ссудам в части, относимой на прибыль, отчисления из прибыли в резервные и другие фонды;
- отчисления из прибыли на другие цели в соответствии с нормативно-правовыми актами Российской Федерации.

Сам по себе расчет капиталовложений, издержек, прибылей и даже критериев еще мало что дает. Требуется полноценная интерпретация результатов. При этом необходимо ответить на вопросы:

- удовлетворяет ли полученный результат:
 - заказчика;
 - подрядчика;
 - инвестора?
- какой из сравниваемых вариантов является лучшим и по каким признакам?
 - в какой мере на полученный результат могут повлиять величины:
 - банковской ставки кредита;
 - нормы дисконта;
 - рыночной цены продукции;
 - ожидаемой инфляции;
 - налоговых ставок?
 - как повлияют на результаты выбора изменения исходных данных:
 - электрических и тепловых нагрузок;
 - тарифов на электрическую и тепловую энергию и услуги РАО ЕЭС;
 - стоимости основного оборудования?
 - как изменит полученный результат изменение использования амортизационных отчислений:
 - снижение амортизационной ставки и увеличение срока амортизации;
 - увеличение амортизационной ставки и снижение срока амортизации основных фондов;
 - использование амортизационных отчислений для компенсации затрат проекта;
 - изъятие амортизационных отчислений?

Пример 2.6. Определить основные экономические критерии эффективности проекта расширения конденсационной электростанции агрегатом 100 мВт с годовым отпуском электроэнергии 400 млн кВт · ч взамен получения этой электроэнергии с ФОРЭМ. Тариф электроэнергии на ФОРЭМ составляет 200 руб./1000 кВт · ч, отпускной тариф для потребителей в энергосистеме (включая НДС) – 300 руб./1000 кВт · ч.

Удельная стоимость агрегата – 2000 руб./ кВт, стоимость топлива – 200 руб./т, удельный расход топлива – 300 г/ кВт.ч. Срок строительства – 1 год, налоговая ставка на прибыль $H_{\text{п}}$ – 35 %. Для финансирования строительства привлекается беспроцентный кредит сроком на 5 лет. Возврат кредита предполагается равными долями в течение этих 5 лет. Амортизационные отчисления принимаются равными 6,3 %. Они изымаются из финансирования проекта. Отчисления на ремонт, обслуживание, включая зарплату, принимаются в размере 3,7 % от капиталовложений. Ставка дисконта принимается равной 12 %. Срок эксплуатации проекта принимается 20 лет.

Решение

Единовременные капиталовложения

$$K = 100 \cdot 10^3 \cdot 2000 = 200 \text{ млн рублей.}$$

Годовой доход и годовые издержки без дисконтирования:

$$\text{доход } V_t = 400 \cdot 10^6 \cdot 300^{-3} = 120 \text{ млн руб.};$$

$$\text{топливо } U_t = 400 \cdot 10^6 \cdot 0,3 \cdot 0,2 = 24 \text{ млн руб.};$$

$$\text{амортизация } U_a = 0,063 \cdot 200 \cdot 10^6 = 12,6 \text{ млн руб.};$$

$$\text{срок амортизации } T_a = 1/0,063 = 15,8 \text{ года,}$$

$$\text{обслуживание } U_{\text{об}} = 0,037 \cdot 200 \cdot 10^6 = 7,4 \text{ млн руб.};$$

$$\text{электроэнергия ФОРЭМ } U_3 = 200 \cdot 10^3 \cdot 400 \cdot 10^6 = 80 \text{ млн руб.};$$

$$\text{услуги РАО ЕЭС } U_{\text{yc}} = 20 \cdot 10^3 \cdot 400 \cdot 10^6 = 8 \text{ млн руб.};$$

$$\text{возврат кредита } U_{\text{воз}} = 0,2 \cdot 200 \cdot 10^6 = 40 \text{ млн руб.};$$

$$\text{денежный поток нулевого года } P_0 = (V_0 - U_0) (1 - H_{\text{п}}) = (V_0 - U_3 - U_{\text{yc}}), \\ (1 - 0,35) = (120 - 80 - 8) (1 - 0,35) = 20,8 \text{ млн руб.};$$

$$\text{денежный поток первого года } P_1 = (V_1 - U_t - U_a - U_{\text{об}} - U_{\text{воз}}) \\ (1 - 0,35) = (120 - 24 - 12,6 - 7,4 - 40) (1 - 0,35) = 23,4 \text{ млн руб.};$$

денежный поток шестого года (окончен возврат кредита):

$$P_6 = (V_6 - U_t - U_a - U_{\text{об}}) (1 - H_{\text{п}}) = \\ = (120 - 24 - 12,6 - 7,4) (1 - 0,35) = 49,4 \text{ млн рублей,}$$

денежный поток семнадцатого года (окончание амортизационных отчислений):

$$P_{17} = (V_{17} - U_t - U_{\text{об}}) (1 - H_{\text{п}}) = (120 - 24 - 7,4) (1 - 0,35) = 57,6 \text{ млн руб.}$$

Остальные расчеты сведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Год	P_t	$\sum P_t$	Э	K_d	P_t^D	$\sum P_t^D$	\mathcal{E}^D
0	20,8	20,8	-179	–	20,8	20,8	-179
1	23,4	23,4	-156	0,89	20,8	20,8	-158
2	23,4	46,8	-132	0,8	18,7	39,5	-140
3	23,4	70,2	-109	0,71	16,6	56,1	-123
4	23,4	94,6	-85,6	0,63	14,7	70,8	-108

Окончание табл. 2.1

Год	P_t	$\sum P_t$	\mathcal{E}	K_d	P_t^D	$\sum P_t^D$	\mathcal{E}^D
5	23,4	117	-62,2	0,57	13,3	84,1	-95,1
6	49,4	166	-12,8	0,51	25,2	109	-69,9
7	49,4	216	36,6	0,45	22,2	131	-47,7
8	49,4	265	86	0,4	19,8	151	-27,9
9	49,4	315	135	0,36	17,8	169	-10,1
10	49,4	364	185	0,32	15,8	185	5,7
11	49,4	413	234	0,28	13,8	199	19,5
12	49,4	463	284	0,25	12,3	211	32
13	49,4	512	333	0,22	10,9	222	42,9
14	49,4	562	382	0,2	9,9	232	52,8
15	49,4	611	432	0,18	8,9	241	61,7
16	49,4	660	481	0,16	7,9	249	69,6
17	49,4	709	530	0,14	6,9	256	76,5
18	49,4	759	580	0,12	5,9	261	82,4
19	49,4	808	629	0,11	5,4	267	87,8
20	49,4	858	678	0,1	4,9	272	92,7
21	62	920	740	0,01	5,6	277	98,3

Таким образом, простой (недисконтированный) срок окупаемости составил

$$T_{\text{ок}} = 6,3 \text{ года.}$$

Учетная норма прибыли за период амортизации:

$$H_{\text{уп}} = \frac{1}{K} \sum_{t=1}^{T_{\text{ам}}} \frac{P_t}{T_{\text{ам}}} = \frac{1}{200} \cdot \frac{858}{20} = 21,4\% .$$

Чистая дисконтированная стоимость положительна за период 9,7 года.

Внутренняя норма рентабельности при $NPV = 0$ обеспечивается при дисконте 0,13.

дисконтированный срок окупаемости 9,6 года.

Вопросы для самопроверки

1. Что понимается под эффективностью энергоиспользования?
2. Назовите основные показатели эффективности энергоиспользования. От чего зависит их подбор при проведении энергетических обследований?
3. Объясните физический смысл некоторых показателей энергоэффективности. Как их можно использовать для оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий?
4. Каким образом различные виды используемых энергоресурсов могут быть приведены к единому топливному эквиваленту?

3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС

Основой формирования экономических, хозяйственных, производственных, информационных и иных механизмов управления в энергетике является энергетический баланс объекта. При этом не особенно существенны характер и объемы потребления энергоресурсов. Полнота и содержательность его описания обеспечивают оптимальность выбора структуры производства энергетических ресурсов, их распределения и передачи, типов энергогенерирующих установок и видов энергоносителей для различных технологических процессов и условий.

3.1. Составление энергетического баланса региона

В последние годы внимание к вопросам разработки топливно-энергетических балансов возросло в связи с изысканием путей наилучшего использования природных источников энергии и непрекращающимся ростом потребления всех видов энергии и топливно-энергетических ресурсов, реализацией политики энергосбережения.

Балансовый метод анализа топливно-энергетического хозяйства по отдельным видам энергоресурсов – электроэнергии, теплу, газу и т. д., а также сводных балансов обеспеченности народного хозяйства страны в целом и отдельных регионов и отраслей методом изучения количественных характеристик процессов преобразования топливно-энергетических ресурсов, балансовые испытания энергетических установок реализуют по существу единый подход – сопоставление затраченных и полезноиспользуемых энергоресурсов.

Основные принципы составления топливно-энергетических балансов заключаются в следующем:

- формировании баланса преимущественно на основе действующих форм государственной статистической отчетности;
- сопоставлении прихода, расхода и потерь энергоресурсов на каждом этапе производства, передачи и использования энергоресурсов;
- измерении потоков энергии и энергоресурсов, их планировании и анализе для подготовки управляющих решений и обоснования тарифов на энергию и энергетические услуги;
- оценке потерь энергии на каждом элементе ее преобразования и выявления путей снижения потерь;
- совершенствовании структуры баланса, заключающемся в повышении эффективности использования энергоресурсов, замене малоэффективных ресурсов и технологий на высокоэффективные и/или снижении стоимости использования энергоресурсов.

Пример топливно-энергетического баланса региона представлен в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Топливо-энергетический баланс Н-ской области

Энергоресурсы	Нефть	Нефте-продукты	Газ	Уголь	Прочие	Электро-энергия	Тепловая энергия	Всего
	млн т	тыс. т	млн м ³	тыс. т	тыс. т	млн кВтч	тыс. Гкал	тыс. тут
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Добыча, производство	6	300	5000		400	2000	6000	15095
Вывоз	5.7	100	3000					10530
Ввоз				1600		6000		2990
Остаток на складе								
Электростанции всего						2000	4000	1312
в т. ч.								
ТЭЦ-1						100	500	118
ТЭЦ-2						100	600	135
ГРЭС-3						500	150	182
АЭС-4						1200	2800	856
ГЭС-5						100		32
Котельные всего							2000	344
в т. ч.								
промышленные							1200	206
муниципальные							800	138
Итого производство	6	300	5000		400	2000	6000	15096
Расход на собственные нужды						200	50	70
Отпуск в сеть						7800	5950	3457
Потери в сетях						780	893	397
Потребление	0.3	300	2000	1338	400	7020	5057	7036
в т. ч. химпереработка	0.3		1000					1400
Моторное топливо		200	20					290
Потребление для энергетических целей		100	980	1338	400	7020	5057	7036
Электростанции всего			560	250				735
в т. ч.								
ТЭЦ-1			80	50				115
ТЭЦ-2			80	50				115
ГРЭС-3			400	150				505
АЭС-4								
ГЭС-5								

Окончание табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельные всего			40	344				281
в т. ч.								
промышленные			40	204				183
муниципальные				140	40			124
Полезный отпуск				1338	400	7020	5057	4236
Промышленность		20	40	204		3860	1670	1700
Строительство		10				240	150	114
Сельское хозяйство		40	80	200	120	300	250	481
Транспорт		200	20			450	150	456
Население		10	140	200	70	1300	2730	1210
Сфера услуг и ЖКХ		10	80	140	50	310	210	356
Прочие		10	40		120	560	150	326
Потребление отраслей	0.3	300	2000	1338	400	7020	5310	6863
Статистическое расхождение				62			253	86

Составление энергетического баланса может быть осуществлено двумя способами:

Прямой баланс энергии формируется, если удастся напрямую измерять подаваемую и полезноиспользуемую в объекте энергии.

Обратный баланс составляется, если с большой достоверностью можно измерять потери энергии в объекте.

3.2 Баланс электрической энергии

Баланс электрической энергии формируется как взаимная увязка потребности хозяйства в электроэнергии и обеспечение этой потребности различными источниками. Выражение расходной части баланса, зависящее в сильной степени от учетно-статистической и метрологической базы, характеризует общую потребность в электроэнергии и распределение по отраслям хозяйства или по отраслевым комплексам: промышленность, строительство, сельское хозяйство, транспорт и связь, коммунально-бытовой комплекс, сфера услуг и образование, население.

Приходная часть баланса электроэнергии включает характеристики структуры выработки электроэнергии и основывается на необходимой генерирующей мощности электростанций.

Особый интерес представляет расходная часть баланса электроэнергии, связанная с функционированием самой сферы производства и передачи электроэнергии (см. табл. 3.2):

- собственные нужды электростанций;
- транспортные расходы по передаче и распределению электроэнергии;
- собственные, производственные и хозяйственные нужды энергосистемы.

Таблица 3.2

Баланс электрической энергии, млн кВт·ч

Электроэнергия	По уровням напряжения			
	Всего	ВН	СН	НН
Производство	2000			
В том числе:				
ТЭЦ-1	100	10	90	
ТЭЦ-2	100	10	90	
ГРЭС-3	500	300	200	
АЭС-4	1200	1200		
ГЭС-5	100	100		
Получено с ФОРЭМ	6000	6000		
Расход на с/н	200		200	
Отпуск в сети	7800	3663	2172	1965
Потери в сетях	780	363	222	195
Полезный отпуск	7020	3300	1950	1770
Промышленность	3860	3000	860	
Строительство	240		240	
Сельское хозяйство	300		200	100
Транспорт	450	300	150	
Население	1300			1300
Сфера услуг, ЖКХ	310		250	60
Прочие	560		250	310

Электроэнергия, как энергоресурс, обеспечена в наиболее полной мере средствами измерения и учета, и в этом смысле составление баланса максимально облегчается. Однако в ходе сбора, суммирования, передачи и обработки данных могут накапливаться ошибки. Поэтому окончательный баланс требует обязательной верификации.

К первичной информации по разработке и анализу электрического баланса энергосистемы относятся:

- утвержденные планы выработки электроэнергии электростанциями и данные о фактической выработке электроэнергии в базовом периоде;
- договорные и фактические значения поставок электрической энергии из других энергосистем и от других источников в планируемом и базовом периодах;
- договорные и фактические объемы поставок электроэнергии в другие энергосистемы в планируемом и базовом периодах;
- договорные и фактические объемы поставок электроэнергии абонентам в планируемом и базовом периодах с разбивкой по уровням напряжения;

- результаты расчетов условно-постоянных и переменных потерь электроэнергии в базовом и планируемом периодах с дифференциацией по сетям ВН, СН, НН;
- результаты расчетов расходов электрической энергии на управление режимом: потери электроэнергии в конденсаторных батареях, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах и др.;
- результаты расчетов потерь электроэнергии на корону с учетом погодных условий;
- результаты расчетов расходов электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- данные проведенных энергетических обследований по оценке эффективности расходов энергоресурсов на хозяйственные нужды в энергосистеме;
- план мероприятий по энергосбережению в энергосистеме;
- ведомости условных единиц электрооборудования.

Энергетический баланс составляется с использованием штатных средств измерения (электрические счетчики, АСКУЭ), с использованием утвержденных методических указаний, инструкций и аттестованных программ.

Форма сводного *аналитического* баланса электроэнергии в АО-энерго при ее транспортировке приведена в табл. 3.3.

Приходная часть баланса включает:

- поступление электроэнергии от собственных электрических станций;
- поступление электроэнергии с ФОРЭМ;
- поступление электроэнергии от других источников (блоков станций промышленных предприятий, локальных источников энергии нефтяных и газовых компаний и т.д.), работающих параллельно с энергосистемой.

В расходной части баланса учитываются:

- отпуск электроэнергии на ФОРЭМ;
- отпуск электроэнергии абонентам;
- технологические расходы электроэнергии на ее передачу (нагрузочные потери в линиях и трансформаторах, условно-постоянные потери в трансформаторах, потери на корону, потери на управление режимом, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций);
- расход электроэнергии на хозяйственные нужды.

При составлении баланса за отчетный период в графы «Ф» заносят фактические значения расходов электроэнергии, а в графу «Н» – плановые или нормативные значения, установленные ранее на данный расчетный период.

Таблица 3.3

Сводный баланс электроэнергии АО-энерго при ее транспортировке

№ п/п	Составляющие баланса электро- энергии	Годовой расход электроэнергии												Потенциал энергосбережения			
		Общий				Полезный				Технологический				Абсолютное значение (тыс.кВтч)		%	
		Абсолютное значение (тыс.кВтч)		%		Абсолютное значение (тыс.кВтч)		%		Абсолютное значение (тыс.кВтч)		%		Абсолютное значение (тыс.кВтч)		%	
		Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н
1.	Поступление элек- троэнергии (ЭЭ)																
1.1	От собственных эл. станций																
1.1.1.	Эл. станция №1																
1.1.1.1	В сеть ВН																
1.1.1.2	В сеть СН																
1.1.1.3	В сеть НН																
.																	
.																	
.																	
1.1.m	Эл. станция №m																
1.1.m.1	В сеть ВН																
1.1.m.2	В сеть СН																
1.1.m.3	В сеть НН																
1.2	С ФОРЭМ																
1.2.1	П/ст №1																
1.2.1.1	В сеть ВН																
1.2.1.2	В сеть СН																

Перетоки электрической энергии между электрическими сетями различных классов напряжения определяются по данным технического или коммерческого учета электроэнергии за отчетный период или на основе планирования режимов сетей энергосистемы.

Потери электроэнергии в трехобмоточных трансформаторах, две из обмоток которых связывают ступени одного интервала номинальных напряжений, а третья связывает сеть другого интервала номинальных напряжений, рассчитываются отдельно по каждой обмотке и относятся на соответствующие уровни напряжения.

Потери холостого хода таких трансформаторов разносятся пропорционально пропуску электроэнергии в сети соответствующих напряжений.

Потери холостого хода и нагрузочные потери двухобмоточных трансформаторов относятся на сети, получающие электроэнергию через данный трансформатор.

Собственные нужды подстанций делятся пропорционально пропуску электрической энергии в сети соответствующих номинальных напряжений. Нормы расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций утверждаются ежегодно.

Электрическая энергия, расходуемая на хозяйственные нужды энергосистемы, делится пропорционально условным единицам оборудования различного класса напряжений.

Определение нагрузочных потерь электроэнергии и потерь холостого хода трансформаторов осуществляют путем проведения расчетов по аттестованным программам, основанным на одном из методов расчета потерь электроэнергии.

3.4. Энергобалансы промышленных и энергетических предприятий

На предприятиях энергетические балансы разрабатываются для разных целей: исследовательских, аналитических, при наладке энергооборудования, для нормирования энергопотребления и с целью планирования производства. Многообразие видов энергетических балансов требует четкого представления о том. В каком случае, какой именно баланс разрабатывается и для каких целей.

Энергетический баланс – система показателей, характеризующих процесс преобразования энергии или снабжения ею потребителей и отражающих равенство подведенной энергии с одной стороны и суммы полезной энергии и потерь с другой [2].

Энергетические балансы классифицируются по следующим признакам:

1. *По видам энергии*: электрический, тепловой, топливный, на промышленных предприятиях также по видам местных энергоносителей (сжатого воздуха и газов, холода, воды и т. д.).

К этой классификационной группе относится и *сводный энергетический баланс*, в котором все виды энергии переводятся в одни и те же энергетические единицы и суммируются (в России в качестве такой единицы используется *тонна условного топлива (т у.т.) с теплотой сгорания 7000 ккал/кг*).

В мировой практике распространен другой вид условного топлива – *тонна нефтяного эквивалента (т н.э.) с теплотой сгорания 10000 ккал/кг*.

При этом соотношение 1 т н. э. = 1,43 т у.т.

При переводе различных видов энергии и топлива в условное топливо используются следующие коэффициенты (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Коэффициенты для перевода энергии и различных видов топлива к условному топливу

Вид топлива и энергии	Коэффициент
Бензин	1,5
Керосин	1,47
Дизельное топливо	1,43
Мазут	1,4
Антрацит	0,9–1,0
Каменный уголь	0,75–0,9
Бурый уголь	0,36–0,45
Торф кусковой 33 % влаги	0,41–0,43
Торф кусковой фрезерный, 40 % влаги	0,35–0,4
Дрова, 40% влаги	0,35
Газ природный	1,2
Нефть	1,47–1,5
Тепло	0,172 т у.т./Гкал
Электроэнергия	0,32 т у.т./тыс. кВт · ч

2. *По времени и стадии разработки* различают отчетные, текущие, перспективные и проектные энергобалансы.

3. *По назначению* составляют балансы энергии на нужды основного производства, вспомогательных производств, на коммунально-бытовые нужды.

4. *По стадиям энергетического потока*: при добыче природных энергоресурсов, при их переработке, обогащении, при транспорте, преобразовании в другие виды энергии, при потреблении и использовании.

5. По качественным признакам энергобалансы могут быть: фактические, нормализованные, рациональные, оптимальные и идеальные.

– *Нормализованные балансы* разрабатываются в расчете на строгое соблюдение технически и экономически обоснованных мер.

– *Рациональные* составляются для проведения совершенствования, рационализации энергоиспользования.

– *Оптимальные* предусматривают полное техническое перевооружения с применением самого совершенного энергосберегающего оборудования.

– *Идеальным* называется энергобаланс, составленный только по полезной энергии, без учета потерь и исключительно в исследовательских целях.

Любой энергетический баланс состоит из приходной и расходной частей.

Приходная часть энергобаланса содержит количественный перечень энергии, поступающей посредством различных энергоносителей (ископаемое топливо и ядерное горючее, газ, пар, вода, воздух, электрическая энергия).

Расходная часть энергобаланса определяет расход энергии всех видов во всевозможных ее применениях, потери при преобразовании энергии одного вида в другой, потери при транспортировке, а также энергию, накапливаемую в специальных устройствах (например, в гидроаккумулирующих установках, тепловых бойлерах и т. д.).

Если целью составления энергобаланса является определение количества топлива, необходимого для непосредственного использования, а также для преобразования в электрическую энергию и тепло, то такой баланс называется топливно-энергетическим (ТЭБ).

Топливо-энергетический баланс – обобщающая характеристика объемов добычи, переработки, транспорта, преобразования и распределения первичных, переработанных и преобразованных видов топлива и энергии, начиная от стадии добычи топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и кончая стадией подачи всех видов топлива и энергии к энергопотребляющим установкам [1].

Составление ТЭБ необходимо при определении потребности в различных видах топлива того или иного промышленного предприятия, отраслей экономики, района, города или страны, а также при планировании развития энергетики отдельных регионов и страны в целом.

Основными видами энергии, потребляемыми в промышленности, городском, сельском хозяйстве и в быту, являются тепловая и электрическая энергия. Поэтому часто необходимо, удобно и достаточно составлять *частные (частичные) энергобалансы* – тепловые и электрические.

Так как основным энергоносителем, применяемым в технологических процессах, является электричество, то *электрические балансы (ЭБ)* имеют значение и широко распространены именно в промышленности.

3.5. Виды электробалансов

В условиях действующих промышленных предприятий ЭБ составляют для отдельных агрегатов или их групп, цехов и предприятий в целом.

Электробаланс входит в общий теплоэнергетический баланс цеха или предприятия в качестве самостоятельного раздела и отражает степень полезного использования электрической энергии (ЭЭ). На основе данных электробаланса выносится объективное решение о качестве и эффективности электроиспользования на данном предприятии, в производственных подразделениях или энергоемких агрегатах, выявляются возможности сокращения непроизводительного расхода электроэнергии и ее потерь, в результате чего намечаются мероприятия по улучшению использования ЭЭ.

Одним из важнейших результатов составления нормализованных ЭБ является возможность нормирования электропотребления на основные технологические процессы и изготовление готовой продукции.

Главной целью электробаланса является определение степени полезного использования электроэнергии, поиск снижения потерь и повышение эффективности электроиспользования. Поэтому основным видом электробаланса следует считать баланс активной мощности и энергии.

Баланс реактивной мощности и энергии составляется аналогично с учетом выработки реактивной энергии компенсирующими устройствами и имеет целью решение вопросов компенсации реактивной мощности и регулирование напряжения.

Ввиду непостоянства электропотребления отдельными агрегатами, цехами и предприятием в целом фактические ЭБ по энергии следует относить к продолжительности одной рабочей смены, одних суток, месяца или года. Выбор той или иной продолжительности зависит от поставленной задачи и условий производства измерений и наблюдений.

Для удобства последующего анализа цеховые и сводные по всему предприятию электробалансы составляют *дифференцированные* и *структурные*.

Расходная часть дифференцированного баланса содержит статьи, отражающие затраты энергии на основной технологический процесс и все виды потерь, возникающих при его осуществлении.

Структурная форма ЭБ является более укрупненной и отражает расход энергии на основной процесс по видам технологического оборудования (станочное, силовое, электротехнология, вентиляция, освещение и т. д.) с учетом происходящих в нем потерь без их разделения на постоянные, нагрузочные и т. д.

3.5.1. Структура частей электробаланса

Приходная часть ЭБ содержит данные об электроэнергии, поступившей на зажимы электроприемника или на вводы в цех. В сводном балансе всего предприятия приход электроэнергии включает в себя энергию, поступившую от энергосистемы и от собственных источников ее выработки.

Приходная часть реактивной энергии цеха или предприятия в целом содержит также данные о выработке энергии всеми источниками реактивной мощности, т. е. конденсаторными батареями, перевозбужденными синхронными двигателями и синхронными компенсаторами.

Расходная часть содержит следующие основные статьи:

1) прямые затраты энергии агрегатами на осуществление технологического процесса с выделением постоянных и нагрузочных потерь в электрическом и технологическом оборудовании;

2) потери энергии во внутрицеховых (распределительных) и междуцеховых (питающих) линиях, общезаводских и цеховых трансформаторах;

3) прочие виды потерь (пусковые, тепловые и др.);

4) расход энергии подъемно-транспортным оборудованием, на вентиляцию и освещение;

5) расход энергии вспомогательным оборудованием и устройствами;

6) расход энергии общезаводскими потребителями, не связанными с технологическим процессом (так называемые субабоненты, к которым относятся столовые, клубы и прочие потребители культурно-бытового назначения);

7) отпуск электроэнергии посторонним потребителям в порядке ее перепродажи.

Расходная часть ЭБ может не содержать некоторых из перечисленных статей. В частности, это относится к пунктам 4, 5, выявление которых в практических условиях может оказаться наиболее затруднительным или даже невозможным. В этих случаях расход электроэнергии по указанным пунктам определяется совместно с пунктом 1.

3.6. Цеховые и сводные электробалансы

3.6.1. Потери в цеховых и заводских сетях

Эта статья расходной части ЭБ не может быть определена непосредственными измерениями, и потому ее приходится находить расчетами. Учитывая незначительный удельный вес этих потерь в электробалансах отдельных цехов и в сводном балансе, величину потерь в радиальных цеховых сетях и шинопроводах следует определять прямым расчетом по величинам фактических нагрузок, пользуясь общеизвестными формулами.

В более сложных случаях, когда цеховая сеть сильно разветвлена, применяют следующий упрощенный способ.

Для каждого отдельного фидера, питающего один или несколько распределительных щитов (или шинных сборок), потери за характерные сутки (среднесуточные потери) могут быть определены по выражению:

$$\overline{\Delta W}_{\text{сут}} = 3\overline{K}_{\phi}^2 \overline{I}_{\text{сут}}^2 r_{\phi} \overline{t}_{\text{сут}} 10^{-3}, \quad (3.1)$$

$\overline{t}_{\text{сут}}$ – среднее число часов работы под нагрузкой в течение характерных часов;

r_{ϕ} – эквивалентное активное сопротивление данного фидера и всех его сопротивлений.

В выражении 3.1 коэффициент формы и средний ток фидера определяются по суточному графику нагрузки данного фидера (или всего цеха), построенному по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии за характерные сутки.

$$\overline{I}_{\text{сут}} = \frac{W_{\text{а.сут}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{сут}}}, \quad (3.2)$$

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, причем

$$\cos \varphi_{\text{сут}} = \cos \left(\arctg \frac{W_{\text{р.сут}}}{W_{\text{а.сут}}} \right), \quad (3.3)$$

Под эквивалентным сопротивлением участка сети имеется в виду сопротивление неразветвленной линии, ток которой равен току на головном участке фидера, а потери равны фактическим потерям в фидере и всех его присоединениях. Ввиду невозможности прямого измерения этих потерь эквивалентное сопротивление может быть вычислено по схеме сети данного присоединения с помощью следующих приемов:

1) в случае, когда данный фидер питает не слишком разветвленную сеть, r_{ϕ} определяют способом преобразования сети путем ее свертывания;

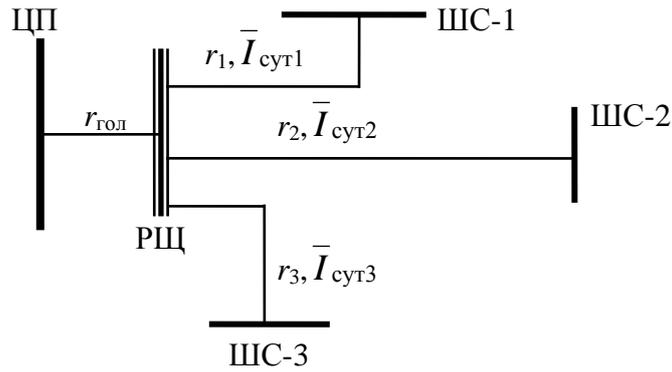


Рис. 3.1. Схема к определению эквивалентного сопротивления цеховой сети

2) если присоединенная к фидеру распределительная сеть сильно разветвлена, то более простым может оказаться расчет по выражению:

$$r_{\text{э}} = r_{\text{гол}} + \frac{\sum_{i=1}^n \bar{I}_{\text{сут}i}^2 r_i}{\bar{I}_{\text{сут.гол}}^2}, \quad (3.4)$$

$r_{\text{гол}}, \bar{I}_{\text{сут.гол}}$ – сопротивление и средняя нагрузка за сутки головного участка;

$r_i, \bar{I}_{\text{сут}i}$ – то же для i -го ответвления, присоединенного к данному фидеру.

При выводе формулы 3.4 сделано допущение, что коэффициенты формы графиков нагрузки головного участка и всех присоединений равны.

В обоих случаях необходимо знать конфигурацию и конструктивные особенности всех участков распределительной сети.

Во многих случаях удобно сосредоточить все наблюдения и производить все измерения в период наиболее загруженной смены, тогда выражение примет следующий вид:

$$\overline{\Delta W}_{\text{сут}} = 3 \bar{K}_{\text{ф}}^2 \bar{I}_{\text{см}}^2 r_{\text{э}} \bar{t}_{\text{прив}} 10^{-3}, \quad (3.5)$$

где $\bar{I}_{\text{см}}$ определяется по показаниям счетчиков за дневную смену по выражениям 3.2, 3.3, а приведенное к наиболее загруженной смене время по формуле:

$$\bar{t}_{\text{прив}} = t_{\text{см1}} + \beta_2^2 t_{\text{см2}} + \beta_3^2 t_{\text{см3}}, \quad (3.6)$$

здесь $t_{\text{см1},2,3}$ – время работы фидера в течение соответствующих индексов смен (за первую смену принимается наиболее загруженная смена, обычно – дневная);

средние коэффициенты загрузки смен относительно первой:

$$\bar{\beta}_2 = \frac{\bar{I}_{\text{см}2}}{\bar{I}_{\text{см}1}}, \bar{\beta}_3 = \frac{\bar{I}_{\text{см}3}}{\bar{I}_{\text{см}1}}. \quad (3.7)$$

При отсутствии исполнительных схем и невозможности их составления в ходе обследований можно принимать потери в цеховых сетях до 1000 В равными 0,5–1,5 % от потребляемой цехом электроэнергии.

3.6.2. Потери в силовых трансформаторах

При наличии графиков нагрузки отдельных подстанций по продолжительности за исследуемый период потери определяются по ступням этих графиков. Однако на практике такие графики обычно отсутствуют, и потому потери энергии могут быть определены с достаточной точностью по следующему выражению:

$$\overline{\Delta W}_t = n \Delta P_{\text{ст}} \bar{t} + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{м.н}} \left(\frac{S_{\text{м}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \tau_{\text{м}}, \quad (3.8)$$

здесь $\Delta P_{\text{ст}}$ – потери в стали, кВт; $\Delta P_{\text{м.н}}$ – потери в меде при номинальной нагрузке, кВт; $S_{\text{м}}$ – максимальная нагрузка на подстанции, кВ · А; $S_{\text{н}}$ – номинальная мощность одного трансформатора, кВ · А; n – число одинаковых трансформаторов на подстанции; \bar{t} – среднее время нахождения трансформаторов под напряжением за исследуемый период; $\tau_{\text{м}}$ – время максимальных потерь за период \bar{t} , ч.

При составлении сводного ЭБ по предприятию в целом исследуемый период часто распространяется на год ($\bar{t} = t_{\text{н}} = 8760$).

Если на подстанции установлены трансформаторы неодинаковой мощности, работающие параллельно, расчет следует вести для каждого трансформатора отдельно (в продолжение распределения нагрузки пропорционально номинальным мощностям).

3.7. Цеховые электробалансы

Баланс электроэнергии по цеху получают путем суммирования аналогичных статей расходной части электробалансов питающих фидеров.

В отличие от ЭБ отдельных технологических установок цеховые ЭБ целесообразно составлять как в дифференцированной, так и в структурной форме. Так же требуется учитывать баланс реактивной энергии, так как приходная часть этого вида ЭБ формируется частично компенсирующими устройствами, установленными в отдельных цехах, и синхронными двигателями, работающими с опережающим током.

В расходной части цехового ЭБ должны быть учтены статьи, отражающие общецеховое электропотребление осветительными и вентиляционными установками, подъемно-транспортным оборудованием, а также потери в цеховой сети и цеховых трансформаторах, при возможности следует учитывать также расход энергии вспомогательными механизмами и устройствами.

Приходная часть цехового электробаланса составляется в виде таблицы 2. в качестве примера приведены величины, характеризующие суточный приход энергии конкретного механического цеха завода среднего машиностроения, получающего питание от заводской сети 0,4 кВ по трем силовым фидерам и одному осветительному.

Таблица 3.5

Приходная часть цехового электробаланса

Статья приходной части ЭБ	Электроэнергия	
	P , кВт · ч	Q , кВАр · ч
Поступило из заводской сети по фидеру №1	1810	1940
по фидеру №2	1560	1450
по фидеру №3	1590	1845
по фидеру №4	270	–
Выработано в цехе: конденсаторными батареями	–	1840
синхронными двигателями	–	–
Итого	5230	3395

В табл. 3.6 представлена расходная часть ЭБ того же цеха в дифференцированной форме.

Таблица 3.6

Расходная часть цехового электрического баланса

Статья расходной части ЭБ	Потребление электроэнергии, кВт · ч					
	Фидер №1	Фидер №2	Фидер №3	Фидер №4	всего по цеху	
					кВт · ч	%
На основной технологический процесс	940	845	815	–	2600	49,7
Постоянные потери	556	520	456	–	1532	29,4
Нагрузочные потери	128	92	90	17	327	6,3
Тепловые потери	–	12	32	–	44	0,8
Пусковые потери	15	–	20	–	35	0,7
Потери в цеховой сети	16	13	14	5	48	0,9
Освещение	–	–	–	248	248	4,7
Вспомогательные нужды	125	78	131	–	334	6,4
Бытовые нужды	30	–	32	–	62	1,1
Итого	1810	1560	1590	270	5230	100

В структурной форме ЭБ может быть представлен на основании сведений о характере используемого технологического оборудования его назначении. При этом потери должны быть разнесены по отдельным видам оборудования. Применительно к рассматриваемому цеху структурный баланс приведен в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Структурный энергетический баланс

Вид оборудования и статья расхода	Расход электроэнергии	
	КВт · ч	%
Силовое электрооборудование	3409	65,2
Электротехнологическое оборудование	1078	20,7
Подъемно-транспортное оборудование	209	4,0
Вентиляция	125	2,4
Освещение	248	4,7
Бытовые нужды	62	1,1
Потери в цеховой сети	48	0,9
Неучтенное оборудование	51	1,0
Итого	5230	100

В состав электротехнологического оборудования входят электрические печи и нагреватели всех систем и видов, электролизные установки, аппаратура электросварки и пр.

3.8. Общезаводской электробаланс и его анализ

Электробаланс по заводу в целом составляют путем суммирования цеховых ЭБ с учетом общезаводских потребителей энергии и отпуска электроэнергии посторонним абонентам. Здесь же учитываются потери в трансформаторах ГПП, а также в линиях распределительных сетей.

Кроме баланса потребления активной энергии, для предприятия в целом следует составлять ЭБ по реактивной энергии. Такая форма ЭБ дает возможность проследить, в каком соотношении находится потребляемая из сети реактивная энергия с вырабатываемой на месте источниками реактивной мощности, а также определить стратегию дальнейшего обеспечения потребности предприятия в реактивной энергии.

Ввиду трудности охвата расходной частью ЭБ всех потребителей завода, он сводится с некоторым статистическим расхождением (допустимым считается стат. расхождение в 10 %). Причем оно имеет всегда положительный знак (приход энергии больше расхода, определенного путем суммирования всех частных ЭБ, потерь в заводских сетях и общезаводского электропотребления).

Сводный ЭБ предприятия для наглядности часто изображают графически в виде диаграммы (рис. 3.2).

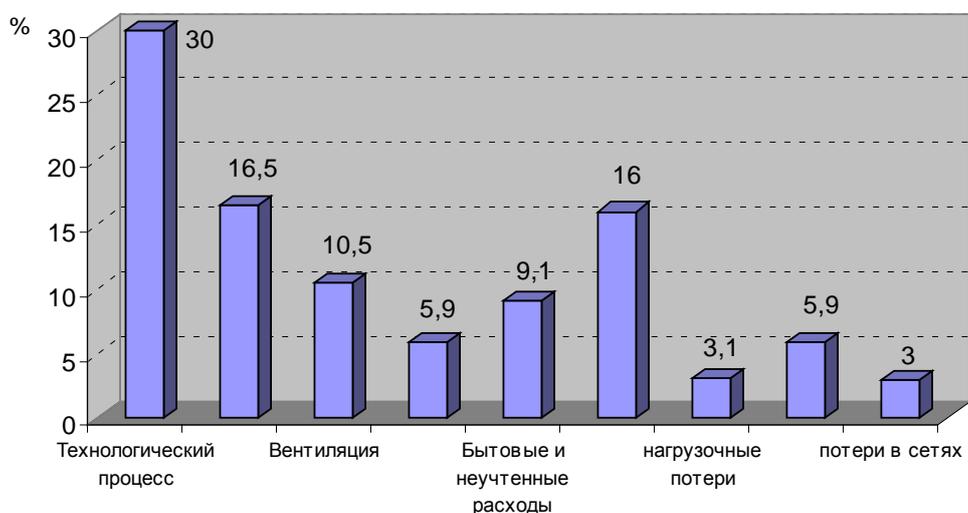


Рис. 3.2. Диаграмма электрического баланса предприятия

Нормализация ЭБ производится на основе рассмотрения частных электробалансов наиболее энергоемких агрегатов и цехов. В основу нормального потребления энергии должны быть положены научно обоснованные технологические и цеховые удельные нормы расхода электроэнергии.

Нормализация потерь в оборудовании производится путем рассмотрения его типовых характеристик, а для наиболее энергоемких агрегатов – путем специальных контрольных испытаний и расчетов. Нормализация потерь в сетях требует иногда пересмотра схем электроснабжения предприятия и режимов эксплуатации трансформаторов.

3.9. Энергофинансовый баланс

Составление энергетического баланса предприятия, предусмотренное ГОСТ 27322–87, представляет достаточно сложную задачу, но его анализ обеспечивает выработку исчерпывающих мер по энергосбережению и эффективному использованию энергетических ресурсов.

Энергетический баланс составляется вначале в материальной форме по каждому используемому энергоресурсу, а затем в условном топливе. Синтетический баланс в условном топливе позволяет наметить пути повышения энергоэффективности – снижение потребления, замену одних энергоресурсов другими или снижение стоимости потребляемых ресурсов.

Анализ расходной части баланса по корпусам, участкам, подразделениям предприятия, установкам позволяет обнаружить заметные центры потерь и наметить меры по снижению потерь.

Учитывая, что имеет место относительная взаимозаменяемость энергоресурсов, изменения текущей цены, изменения доли каждого ресурса, оптимизация баланса может быть осуществлена не только за счет снижения потерь, но и при структурной перестройке баланса.

В связи с этим, значительный интерес представляет **энергофинансовый баланс предприятия**, выражающий потоки денежных средств, связанных с получением и использованием энергоресурсов (табл. 3.8).

Таблица 3.8

Энергофинансовый баланс предприятия

Приход энергоресурсов (платежи за получаемые энергоресурсы), руб.		Расход энергоресурсов (стоимость энергоресурсов, перенесенная в продукцию), руб.	
1. Плата за топливо: • уголь; • газ; • нефтепродукты; • прочие	+ + + +	1. Стоимость топлива и энергии на производственные нужды, переносимая в себестоимость продукции	+
Приход энергоресурсов (платежи за получаемые энергоресурсы), руб.		Расход энергоресурсов (стоимость энергоресурсов, перенесенная в продукцию), руб.	
2. Плата за энергию, получаемую со стороны: • электроэнергия • тепловая энергия	+ +	2. Стоимость топлива и энергии на хозяйственные и коммунальные нужды, не относимая на себестоимость	+
3. Задолженность субабонентов	+	3. Стоимость нормативных потерь, относимая на себестоимость	+
4. Задолженность за ранее полученную энергию	+	4. Платежи субабонентов*	+
Всего: руб.	+	Всего: руб.	+

*Примечание: учитываются только субабоненты, оплачивающие энергию предприятию.

Эффективность использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) может быть установлена на основе системы показателей энергоэффективности.

• удельные расходы ТЭР на единицу выпускаемой продукции
в $\frac{\text{т.у.т}}{\text{шт}}$;

- энергоемкость выпускаемой продукции – отношение потребления всех видов ТЭР в тоннах условного топлива (т.у.т.) к годовому объему продукции в денежном выражении $\left(\frac{\text{т.у.т}}{\text{руб}}\right)$;

- энергетическая составляющая в себестоимости продукции в процентах;

- КПД, потери и др. технические показатели.

Перевод отдельных видов ТЭР в условное топливо осуществляется следующим образом:

- 1 тыс. кВтч электроэнергии = 0.123 т.у.т;

- 1 тыс. Гкал теплоэнергии = 142 т.у.т;

- 1 тыс. м³ газа = 1 т.у.т.

При анализе энергоэффективности предприятия важной задачей является учет затрат на энергию при калькуляции себестоимости продукции, куда, как правило, отдельной строкой не входит стоимость топлива и энергии. Это связано с отсутствием учета ТЭР по отдельным технологическим циклам производства большинства видов продукции, с большой номенклатурой продукции предприятия, а также с тем, что многие виды продукции изготавливаются из комплектующих, произведенных в различных подразделениях предприятия.

Для определения доли стоимости энергоресурсов, перенесенной в себестоимость продукции при многономенклатурном производстве, предлагается следующий алгоритм.

3.9.1. Определение энергоемкости всей выпущенной продукции

$$\mathcal{E} = \frac{W_{\text{пр}}}{\Pi} \text{ (т.у.т./руб)},$$

где $W_{\text{пр}}$ – годовое потребление всех видов ТЭР на производственные и хозяйственные нужды, приведенные к единому топливному эквиваленту в т.у.т;

Π – годовая стоимость выпущенной продукции (тыс. руб).

3.9.2. Определение единицы стоимости условного топлива на предприятии

$$C = \frac{3}{W_{\text{пр}}} \text{ (руб./т.у.т)},$$

где 3 – финансовые затраты на потребление всех видов ТЭР на производственные и хозяйственные нужды (руб.).

3.9.3. Определение удельного расхода ТЭР на выпуск продукции определенной *i*-й номенклатуры

$$Y_i = \frac{C_i}{C \cdot V_i} \text{ (т.у.т./шт),}$$

где C_i – себестоимость *i*-го вида продукции (руб.);
 V_i – годовой объем выпуска *i*-й продукции (шт.).

3.9.4. Определение энергетической составляющей себестоимости продукции предприятия

$$\text{ЭС} = \text{Э} \cdot \text{С} \cdot 100 \%. \quad (3.12)$$

Полученные значения показателей энергетической эффективности могут быть уточнены при организации учета потребляемых ТЭР по различным операциям и технологическим циклам.

В качестве примера рассмотрим использование энергофинансового баланса для определения удельных расходов ТЭР для предприятия, выпускающего 8 видов продукции. Результаты расчета по предложенному алгоритму представлены в табл. 3.9 и 3.10.

Таблица 3.9

№ пп.	Вид ТЭР	Годовое потребление ТЭР (т.у.т.)	Финансовые затраты по видам ТЭР (тыс. руб.)	Годовой объем выпускаемой продукции (тыс. руб.)
1	Электроэнергия	3630	10230	
2	Тепловая энергия	2210	1865	
3	Газ	2170	1270	
	Итого:	8010	13365	171600

Таблица 3.10

№ пп.	Наименование продукции	Себестоимость продукции (руб.)	Годовой объем продукции (шт.)	Удельный расход ТЭР (т.у.т./шт) · 10 ⁻³
1	П-1	1000	1600	0,374
2	П-2	2000	3000	0,4
3	П-3	3000	5000	0,36
4	П-4	4000	10000	0,24
5	П-5	5000	10000	0,3
6	П-6	6000	2000	1,8
7	П-7	7000	1000	4,19
8	П-8	8000	5000	0,96

4. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В настоящее время существует большое разнообразие методов расчета электроэнергии, различающихся в первую очередь составом исходных данных, а также источниками их получения и степенью достоверности. Наиболее известными методами расчета потерь электроэнергии являются следующие методы:

I. Детерминированные методы:

1. По графику нагрузки ветви.
2. По времени наибольших потерь (τ_{\max}).
3. Метод τ_P и τ_Q .
4. Метод средних нагрузок.
5. Метод двух τ .
6. Расчет для характерных суток.
7. Расчет для характерных режимов.

II. Вероятностно-статистические методы:

1. Регрессионные методы.
2. Факторный анализ.

Кроме этого существуют различные оценочные методы расчета потерь электроэнергии.

Рассмотрим область применения, основные идеи, достоинства и недостатки перечисленных методов расчета.

4.1. Расчет по графику нагрузки ветви

Исходными данными являются годовые графики активной и реактивной нагрузки ветви по продолжительности и параметры электрической сети. Для каждой i -й ступени графика нагрузки продолжительностью Δt_i определяются потери активной энергии по формуле [1]

$$\Delta W_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} r_i \cdot \Delta t_i. \quad (4.1)$$

Годовые потери электроэнергии в сложной электрической сети определяются путем суммирования по всем ее элементам и по всем ступеням годовых графиков:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^n \Delta W_{ij}, \quad (4.2)$$

где N – количество продольных элементов электрической сети с переменными потерями, зависящими от потока мощности;

n – количество ступеней годового графика нагрузки по продолжительности.

Достоинством метода является высокая точность, а недостатком – необходимость иметь информацию о большом количестве графиков нагрузки. Следует также отметить, что данный метод является разновидностью метода поэлементных расчетов потерь электроэнергии. В [2] рекомендуется применение данного метода для определения потерь электроэнергии в отдельных линиях и трансформаторах, потери которых существенно зависят от транзитных перетоков.

В том случае, если токи на отдельных участках сети неизвестны, то их значения могут быть определены исходя из установленной мощности или номинальных токов распределительных трансформаторов.

4.2. Расчет по времени наибольших потерь

При использовании данного метода реальный режим замещается режимом с максимальными потерями в сети длительностью τ_{\max} , которая называется числом часов максимальных потерь за год. Данный метод строго обоснован для одного участка сети с типовым годовым графиком потока мощности по участку.

$$\Delta W_j = \Delta P_{mj} \cdot \tau_{\max j}, \quad (4.3)$$

где ΔP_{mj} – потери активной мощности в режиме максимальной нагрузки.

Величина τ_{\max} определяется графически в зависимости от $T_{\max} n \cos \varphi$ [3]. При отличии фактического графика нагрузки от типового предлагается величину τ_{\max} определять по формуле [2]

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (4.4)$$

Разновидностью данного метода является метод среднеквадратичного тока, в соответствии с которым потери электроэнергии за время T определяются по формуле [7]:

$$\Delta W = 3R \int_0^T I^2(t) dt = 3RI_{\text{cp}}^2 T. \quad (4.5)$$

Необходимость иметь для расчета потерь электроэнергии графики нагрузки по всем ветвям сложной электрической сети привела к видоизменению данного метода и замене всех элементов сложной сети одним эквивалентным элементом и нагрузкой, равной нагрузке головного участка (для радиальных линий). Величина эквивалентных сопротивлений может определяться по-разному в зависимости от наличия информации о токовых нагрузках участков. Так в [8] эквивалентное активное сопротивление радиальных линий предлагается определять по формуле:

$$R_{\text{эк}} = \sum_{i=1}^n R_{0i} l_i, \quad (4.6)$$

где R_{0i} – удельное активное сопротивление 1 км линии данного сечения;
 l_i – длина i -го участка питающей линии данного сечения;
 n – число участков линии.

Потери электроэнергии в эквивалентном сопротивлении сети определяют по формуле

$$\Delta W = 3NK_{\text{кв}}^2 I_{\text{cp}}^2 R_{\text{эк}} m T, \quad (4.7)$$

где N – коэффициент увеличения потерь электроэнергии из-за неравномерности среднего тока нагрузки в течение периода T и неравенства тока по разным линиям:

$$N = 1 + 0,14K_{\text{н}} + 0,04K_{\text{н}}^2, \quad (4.8)$$

$$K_{\text{н}} = \frac{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}}{I_{\text{maxca}} 0,905}, \quad (4.9)$$

$K_{\text{кв}}$ – коэффициент квадратичности, учитывающий характер изменения нагрузки в течение суток,

$I_{\text{max}}, I_{\text{min}}$ – величины максимального и минимального токов, определяемые из выборки максимальных токов головных участков радиальных линий в зимний максимум:

$$K_{\text{кв}} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{24} I_i^2 / 24}}{\sum_{i=1}^{24} I_i / 24}, \quad (4.10)$$

$$m = \frac{\sum_{i=1}^K I_{\text{max } i}^2 \cdot R_i}{R_{\text{cp}} \sum_{i=1}^K I_{\text{max } i}^2}, \quad (4.11)$$

$$R_{\text{cp}} = \frac{\sum_{i=1}^n R_i}{K}. \quad (4.12)$$

Зависимость времени потерь от параметров, характеризующих конфигурацию годового графика активной мощности T_{max} и $P_{\text{min}}/P_{\text{max}}$, устанавливает также следующее выражение [4]:

$$\tau = 2T_{\text{max}} - 8760 + \frac{8760 - T_{\text{max}}}{1 + \frac{T_{\text{max}}}{8760} - 2 \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{max}}}} \left(1 - \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{max}}} \right)^2. \quad (4.13)$$

При расчетном периоде менее одного года в формуле (4.13) вместо значения 8760 следует использовать расчетное время T .

Данный метод также является разновидностью метода поэлементных расчетов потерь электроэнергии.

Годовые потери электроэнергии в сложной электрической сети определяются путем суммирования потерь по всем ее элементам:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^N \Delta W_j. \quad (4.14)$$

Основополагающими моментами этого метода являются предложения о том, что максимальные потери энергии в рассчитываемом элементе сети наблюдаются в максимум нагрузки системы, причем конфигурация графиков активных и реактивных мощностей однородны ($\cos \varphi = \text{const}$).

В [2] допускается применение данного метода для определения потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях 6–150 кВ. Кроме того, данный метод находит широкое применение в проектной практике.

4.3. Расчет по методу τ_P и τ_Q

Для снижения погрешностей при определении потерь электроэнергии по методу τ_{\max} , который не учитывает динамику изменения коэффициента мощности ($\cos \varphi$) и возможное несовпадение максимумов активной и реактивной нагрузки по времени в пределах расчетного периода, предлагается проводить расчет потерь электроэнергии по выражению

$$\Delta W = \Delta P_P \tau_P + \Delta P_Q \tau_Q, \quad (4.15)$$

где $\Delta P_P, \Delta P_Q$ – составляющие потерь активной мощности от протекания активной и реактивной мощностей соответственно;

τ_P, τ_Q – время потерь от протекания активной и реактивной мощностей (определяется по реальным графикам перетоков P и Q).

Принятые в этом методе допущения о модели нагрузки элемента (неизменная максимальная нагрузка в течение периода T_{\max}) и о модели сети (сеть имеет постоянные параметры в течение всего периода) ограничивают область применения данного метода распределительными сетями с малым числом участков. Погрешность этого метода оценивается величиной 10–25% для распределительных разомкнутых сетей.

В тех случаях, если годовой график реактивной мощности по продолжительности неизвестен, то для определения значений реактивной мощности предлагается использовать следующую регрессионную зависимость между текущими ординатами активной и реактивной мощности [5]:

$$Q_{*i} = cP_{*i}^6, \quad (4.16)$$

где P_{*i}, Q_{*i} – текущие ординаты активной и реактивной мощностей в относительных единицах на базе их максимальных значений;

c и 6 – коэффициенты регрессии.

С учетом этой зависимости корреляционная связь между $T_{*max P}$ и $T_{*max Q}$ определяется соотношением

$$T_{*max Q} = T_{*max P}^b, \quad (4.17)$$

а между $T_{*max P}, \tau_{*P}, \tau_{*Q}$ эта связь устанавливается соотношениями:

$$\tau_{*P} = (0,7T_{*max P} + 0,3)T_{*max P}, \quad (4.18)$$

$$\tau_{*Q} = (0,7T_{*max P}^b + 0,3)T_{*max P}^b. \quad (4.19)$$

Для коммунально-бытовых и сельскохозяйственных сетей 35 кВ и ниже значение коэффициента b оказалось равным 0,75.

4.4. Метод двух τ (τ_{max} и τ_{min})

Данный метод разработан с целью снижения погрешности из-за неучета внутрисуточной неоднородности графиков нагрузки. Для определения потерь электроэнергии этим методом первоначально необходимо рассчитать режимы максимальных и минимальных нагрузок. На суточном графике нагрузок по продолжительности выделяют две части, соответствующие этим режимам. Потребленную за сутки электроэнергию можно представить в виде [1]

$$W_{сут} = P_{max}t_{max} + P_{min}t_{min}, \quad (4.20)$$

где t_{max} и t_{min} – времена максимума и минимума нагрузки, которые связаны соотношением

$$t_{max} + t_{min} = 24. \quad (4.21)$$

Суточную электроэнергию определяем по формуле

$$W_{сут} = \sum_{i=1}^{24} \Delta P_i \Delta t_i, \quad (4.22)$$

где индекс i соответствует текущему часу суток.

Решая совместно (4.20) и (4.21), находим

$$t_{max} = \frac{W_{сут} - 24P_{min}}{P_{max} - P_{min}}, \quad (4.23)$$

$$t_{min} = 24 - t_{max}. \quad (4.24)$$

Конечные выражения для определения τ_{max} и τ_{min} по [1] имеют вид:

$$\tau_{max} = \sum_{i=1}^{t_{max}} \left(\frac{P_i}{P_{max}} \right)^2 \cdot \Delta t_i, \quad (4.25)$$

$$\tau_{\min} = \sum_{i=1}^{t_{\min}} \left(\frac{P_i}{P_{\min}} \right)^2 \cdot \Delta t_i. \quad (4.26)$$

Потери электроэнергии за сутки

$$\Delta W_{\text{сут}} = \Delta P_{\max} \tau_{\max} + \Delta P_{\min} \tau_{\min}. \quad (4.27)$$

Определение потерь электроэнергии за расчетный период осуществляется по формуле

$$\Delta W = \Delta W_{\text{сут}} \left(\frac{W_{\text{ср.сут}}}{W_{\text{сут}}} \right) \cdot T, \quad (4.28)$$

где $W_{\text{ср.сут}}$ – средний за расчетный период T суточный отпуск энергии;
 $W_{\text{сут}}$ – суточный отпуск энергии за расчетные сутки.

4.5. Метод средних нагрузок

При известных за расчетный период активных и реактивных нагрузках узлов расчет потерь электроэнергии может быть проведен по средним нагрузкам узлов. Средняя нагрузка каждого узла определяется по показателям счетчиков как отношение энергии, потребленной узлом, к величине расчетного периода T . Выражение для расчета потерь электроэнергии по методу средних нагрузок имеет следующий вид [2]:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} \cdot T \cdot K_{\phi}^2, \quad (4.29)$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ – потери активной мощности в сети при задании в узлах средних нагрузок.

Значение K_{ϕ}^2 определяют непосредственно по графику суммарной нагрузки сети, фиксируемому в диспетчерской ведомости или по формуле:

$$K_{\phi}^2 = \left(\frac{1090}{T_{\max}} + 0,876 \right)^2 = \left(\frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right)^2, \quad (4.30)$$

где K_3 – коэффициент заполнения графика нагрузки,

$$K_3 = \frac{T_{\max}}{T}. \quad (4.31)$$

Данный метод может использоваться в сетях с относительно постоянными нагрузками.

4.6. Метод характерных режимов

Метод расчета потерь по характерным режимам расчетного периода разработан для более точного определения потерь электроэнергии в питающих сетях энергосистем. Суть метода заключается в замене ре-

ального процесса изменения нагрузок элементов сети за расчетный период несколькими характерными режимами. Обычно в качестве характерных режимов предлагается принимать максимумы и минимумы сезонных нагрузок при нормальной схеме работы сети, определяемые в день контрольных замеров. При проведении контрольного замера в энергосистеме регистрируется максимальное количество информации о параметрах режима.

Данный метод положен в основу отраслевой методики расчета потерь электроэнергии [2]. В ней предлагается делить год на три расчетных периода. В качестве характерных режимов в каждом расчетном периоде принимаются зимний и летний максимумы текущего года и зимний максимум предыдущего года.

Определение потерь электроэнергии в каждом расчетном периоде основывается на расчете серии установившихся режимов по скорректированным нагрузкам узлов за 24 часа контрольных суток. При отсутствии информации за каждый час суток расчеты производятся для характерных суточных режимов. Длительность каждого режима принимается равной Δt . В число характерных режимов обычно включаются часы прохождения утреннего и вечернего максимумов, ночного минимума нагрузки. Потери электроэнергии за расчетный период определяют по формуле [1]:

$$\Delta W_{\Delta T} = \Delta T \sum_{i=1}^{24/\Delta t} \sum_{j=1}^L \Delta P_{ij} \Delta t, \quad (4.32)$$

где L – число элементов в схеме замещения сети,

ΔP_{ij} – потери мощности в j -м элементе для i -го режима,

ΔT – количество суток в расчетном периоде.

Выражение (1.32) основано на использовании суточных графиков нагрузок, получаемых в результате измерений в контрольные дни, т. е. в предположении неизменности суточного графика нагрузки в течение всего расчетного периода. При оперативных расчетах нагрузки узлов получают с помощью телеизмерений.

4.7. Метод характерных суток

Определение нагрузочных потерь по методу характерных суток производится по формуле [2]:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^m \Delta W_i^c D_{\text{эки}}, \quad (4.33)$$

где m – число характерных периодов работы сети (летний, зимний, период паводка и т. д.), расчетные потери за контрольные сутки каждого

из которых, рассчитанные по известным графикам нагрузки в узлах сети, составляют ΔW_i^c ;

$D_{эки}$ – эквивалентное число дней для i -го характерного периода определяют по формуле

$$D_{эки} = W_i^2 / (W_{ci}^2 \cdot D_i), \quad (4.34)$$

где W_i – электроэнергия, отпущенная в сеть в i -м периоде продолжительностью D_i суток,

W_{ci} – электроэнергия, отпущенная в сеть за сутки, расчетные потери электроэнергии за которые составили ΔW_i^c .

4.8. Метод с представлением нагрузок числовыми характеристиками случайного процесса

Данный метод разработан для учета случайного характера изменения нагрузок в узлах электрической сети и предполагает, что на интервале между изменениями нагрузок этот процесс обладает свойствами стационарности и эргодичности. Для выполнения расчетов по данному методу, как правило, используются почасовые замеры активных и реактивных мощностей в узлах сети и соответствующие значения перетоков мощности по межсистемным связям. Потери энергии определяются в соответствии со следующим алгоритмом [7]:

1. Определяются математические ожидания потоков мощности в ветвях путем расчета нормального режима, при котором в качестве нагрузок заданы их математические ожидания по показаниям активных реактивных счетчиков при среднем напряжении балансирующего узла за расчетный период.

2. Вычисляются элементы матриц C_M^P и C_M^Q размерностью $2n \times 2m$, где n – число нагрузочных узлов сети, а m – число ветвей. Элементы данных матриц представляют собой производные активных и реактивных перетоков ветвей сети по активным и реактивным нагрузкам узлов. Индекс M в обозначениях матриц соответствует математическим ожиданиям этих величин.

3. Определяются элементы корреляционной матрицы ρ размером $2n \times 2n$:

$$\rho = \begin{vmatrix} \rho_{p,p} & \rho_{p,g} \\ \rho_{g,p} & \rho_{g,g} \end{vmatrix}. \quad (4.35)$$

Элементы данной корреляционной матрицы определяются по выражению вида:

$$\rho_{P_i, P_j} = \sum_{k=1}^N [P_{ik} - M(P_i)] \cdot [P_{jk} - M(P_j)] / (N-1), \quad (4.36)$$

где N – число замеров;

M – символ математического ожидания.

4. По выражениям:

$$D_{P_k} = C_M^{P_k} \cdot \rho \cdot [C_M^{P_k}]^T, \quad (4.37)$$

$$D_{Q_k} = C_M^{Q_k} \cdot \rho \cdot [C_M^{Q_k}]^T, \quad (4.38)$$

определяем дисперсии активных P_k и реактивных Q_k потоков k -й ветви.

5. Математическое ожидание потерь электроэнергии во всей сети за период T определяется по выражению:

$$M(\Delta W) = T \frac{1}{U^2} \sum_{j=1}^m R_j \{ M^2[P_j(t)] + M^2[Q_j(t)] + D[P_j(t)] + D[Q_j(t)] \}. \quad (4.39)$$

Область применения данного метода ограничивается основными сетями энергосистемы ввиду большого объема необходимой информации и вычислений.

4.9. Регрессионные методы расчета

Регрессионные методы используют статистическую связь потерь электроэнергии с обобщенными параметрами электрических сетей и графиков нагрузок. В качестве регрессионных зависимостей, как правило, используются следующие многофакторные модели [7]:

линейная

$$y = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i x_i; \quad (4.40)$$

степенная

$$y = b_0 \prod_{i=1}^n x_i^{b_i}, \quad (4.41)$$

где a и b – коэффициенты регрессии,

n – количество независимых факторов.

В качестве факторов рассматривают поступление электроэнергии в сеть W (тыс. кВтч), суммарную длину линий L (км).

Исходными статистическими данными для построения регрессионных моделей являются результаты расчета потерь электроэнергии репрезентативной выборки распределительных линий. Объем выборки должен быть таким, чтобы полученные результаты с заданной вероятностью характеризовали исходную совокупность распределительных линий.

Построение регрессионных моделей ведется отдельно для потерь в абсолютных и относительных единицах. Приведем некоторые регрессионные модели для расчета потерь электроэнергии.

Для распределительных сетей 10кВ в [9] рекомендуются следующие регрессионные модели:

линейные

$$\Delta W = 18,93W^2 + 2,32L_M + 3,96L_o - 4,21 [\text{тыс. кВтч}], \quad (4.42)$$

$$\Delta W = 1,23S_{T\Sigma} + 0,1L_M + 0,04L_o + 0,02N_{PT} + 3,68 [\%]; \quad (4.43)$$

степенные

$$\Delta W = 31,46W^{1,24} \cdot L_M^{0,3} [\text{тыс. кВтч}], \quad (4.44)$$

$$\Delta W = 3,13S_{T\Sigma}^{0,2} \cdot L_M^{0,22} \cdot N_{PT}^{0,17} [\%], \quad (4.45)$$

где L_M – длина линии от шин питающей подстанции до наиболее удаленного распределительного трансформатора (РТ);

L_o – суммарная длина ответвлений линий;

$S_{T\Sigma}$ – суммарная установленная мощность РТ;

N_{PT} – число РТ.

Другим показателем, расчет которого можно проводить по регрессионным зависимостям, является значение эквивалентного сопротивления распределительной сети одной ступени напряжения.

Выбор в качестве результативного признака эквивалентного активного сопротивления уменьшает число рассматриваемых факторов, усиливает корреляционную связь между факторами и результативным признаком и тем самым снижает погрешность регрессионной модели. В [9] приводятся регрессионные модели для расчета эквивалентных сопротивлений группы линий и РТ различных ступеней напряжения. В частности, расчет $R_{\text{эк}}$ группы из N_L линий для получения результата со среднеквадратичной погрешностью $\sigma(R_{\text{эк}}^L) = 10\%$ рекомендуется производить по следующим регрессионным зависимостям:

– для линий 6(10) кВ

$$R_{\text{эк}}^L = 19,1S_{T\Sigma}^{-2} \sum L_j^{0,735} \cdot S_{Tj}^{1,45}, \quad (4.46)$$

($80 \leq N_L \leq 100$);

$$R_{\text{эк}}^L = S_{T\Sigma}^{-2} (-15,7N_L + 0,28L + 15,3 \cdot 10^{-3} S_{T\Sigma}) 10^{-6}, \quad (4.47)$$

($N_L \geq 100$);

– для линий 35 кВ

$$R_{\text{эк}}^L = S_{T\Sigma}^{-2} \sum_{j=1}^N S_{Tj}^2 (1,07 + 7,64 \cdot 10^{-2} L_j - 7,93 \cdot 10^{-2} S_{Tj} + 0,855 R_{T.y.j}), \quad (4.48)$$

($5 < N \leq 15$);

$$R_{\text{эк}}^{\text{л}} = S_{\text{Т}\Sigma}^{-2} \sum_{j=1}^N L_j^{0.633} (1,813S_{Tj}^2 - 0,201S_{Tj}^3 - 7,27 \cdot 10^{-3} S_{Tj}^4), \quad (15 \leq N_{\text{л}} \leq 205), \quad (4.49)$$

$$R_{\text{эк}}^{\text{л}} = S_{\text{Т}\Sigma}^{-2} (-384N_{\text{л}} + 7,66L_{\text{с}} + 87,8S_{\text{Т}\Sigma}), \quad (N > 205), \quad (4.50)$$

где $R_{\text{г.у.}}$ – сопротивление головного участка.

Расчет эквивалентного сопротивления группы линий 6(10) кВ с числом линий $N < 5$ с 10 %-й среднеквадратичной погрешностью рекомендуется проводить детерминированным путем.

Эквивалентные сопротивления трансформаторов в соответствии с [10] также можно рассчитать с использованием уравнений регрессии. Регрессионные модели строят для номинальных потерь короткого замыкания $\Delta P_{\text{к}}$. Расчет эквивалентных сопротивлений проводятся по следующим зависимостям:

– для РТ 6(10) кВ

$$R_{\text{Э}}^{\text{Т}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{Т}\Sigma}} (0,67N_{\text{Т}} + 12S_{\text{Т}\Sigma}); \quad (4.51)$$

– для РТ 35 кВ

$$R_{\text{Э}}^{\text{Т}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{Т}\Sigma}} (30N_{\text{Т}} + 3,6S_{\text{Т}\Sigma}). \quad (4.52)$$

В табл. 4.1 рассмотренные методы расчета потерь электроэнергии систематизированы по наиболее целесообразной области их применения.

Таблица 4.1

№ п/п	Метод расчета потерь электроэнергии	Область применения
1	Расчет по графику нагрузки ветви	Потери в межсистемных и транзитных линиях
2	Расчет по времени наибольших потерь	При проектировании электрических сетей и перспективных расчетах
3	Расчет по методу τ_P и τ_Q	При непостоянстве $\cos \varphi$ нагрузки
4	Метод двух $\tau(\tau_{\text{max}}$ и $\tau_{\text{min}})$	При существенной неоднородности графиков нагрузки
5	Метод средних нагрузок	В сетях с относительно постоянными нагрузками
6	Метод характерных режимов	При расчетах потерь за отчетный период при наличии данных измерений токовых нагрузок в линиях
7	Метод характерных суток	При расчетах потерь за отчетный период при наличии данных о графиках нагрузки в узлах сети
8	Статистический метод	Прогноз потерь в основных сетях энергосистем
9	Регрессионные методы	Прогноз потерь в электрических сетях 6–10 кВ

5. КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

Реализация программы энергосбережения в АО-энерго должна осуществляться на основании разработанного комплекса мероприятий по энергосбережению. Мероприятия по энергосбережению с точки зрения затрат на их организацию классифицируются следующим образом:

- организационные (малозатратные) мероприятия обеспечивают в первую очередь наведение технологического порядка, укрепление дисциплины производства, устранение элементарных потерь. Примерами таких мероприятий могут служить оснащение счетчиками электрической энергии, в том числе технического учета, нормирование удельных расходов электроэнергии по видам деятельности, корректировка договоров потребителей с энергоснабжающими организациями и т. д.;

- технические мероприятия, содержание которых состоит в технологическом переустройстве, рационализации производства, без крупных капиталовложений и осуществляемые за счет собственных средств организации. Сюда входят включение в работу установок компенсации реактивной мощности, снижение мощности обогревателей из-за внешнего утепления и ремонта помещений;

- инвестиционные мероприятия, предусматривающие коренную реконструкцию производства, замену технологии, например, установка опытного образца энергосберегающего оборудования. Для реализации этих мероприятий требуются внешние заемные средства. Срок окупаемости этих мероприятий часто оказывается большим.

Типовой план энергосберегающих мероприятий представлен табл. 5.1.

Таблица 5.1

Мероприятия энергосбережения

№ п/п	Мероприятия	Исполнитель	Ориентировочный срок реализации	Эффективность
1	2	3	4	5
1	Оптимизировать расход электроэнергии на собственные нужды электростанций	АО-энерго	10 недель	2–3 % электроэнергии, отпускаемой станцией
2	Оптимизировать структуру генерирующих электрических и тепловых мощностей	АО-энерго	2–3 года	10–12 % отпуска электроэнергии
3	Оптимизировать распределение нагрузок между электростанциями и агрегатами	АО-энерго	оперативно	3–5 % потребляемого топлива

Продолжение табл. 5.1

1	2	3	4	5
4	Обеспечить увеличение доли электроэнергии, вырабатываемой в комбинированном цикле	АО-энерго	2–3 года	10–12 % стоимости топлива
5	Обеспечить нормативное качество электроэнергии по источникам по ГОСТ 13109-97	АО-энерго	2–3 года	2–3 % отпускаемой электроэнергии
6	Оптимизировать потери электроэнергии в основных и распределительных сетях	АО-энерго	оперативно	7–8 % отпускаемой электроэнергии
7	Оптимизировать схему компенсации реактивной мощности	АО-энерго, потребитель,	30–50 недель	5–7 % реализуемой электроэнергии
8	Оптимизировать систему договорных отношений между потребителями и перепродавцами	РЭК, ГЭН	5–6 недель	Ускорение расчетов
9	Усовершенствовать технологию разработки и реализации тарифов на электроэнергию	РЭК	5–6 недель	Ускорение расчетов
10	Разработать и внедрить эффективную систему переподготовки и повышения квалификации кадров	МИПК	10–12 месяцев	Ускорение внедрения энергосберегающих технологий
11	Подготовить и осуществить комплекс мер у потребителей по снижению неэффективного потребления электроэнергии	Госэнергонадзор	3–5 лет	15–20 % расхода топлива и энергоресурсов
12	Разработать и внедрить систему индикаторов эффективности использования электроэнергии на предприятиях и в организациях	Облстат, РЦУЭ	3–5 недель	Обеспечение контроля эффективности
13	Разработать и ввести в действие систему экспертизы энергетической эффективности продукции предприятий	ЦСМ	1 год	Сокращение выпуска неэффективной продукции
14	Ввести в действие систему нормирования удельных расходов электроэнергии на единицу продукции	РЭК, ГЭН	1 год	Снижение удельных расходов
15	Проектирование развития производства, реконструкции, перевооружения электростанций	АО-энерго	в течение периода	5–8 % экономии расхода топлива
16	Проектирование электрогенерирующих источников на базе нефтяного газа, биотоплива, газогенераторов и т. п.	АО-энерго, АО-нефть, АО-газ	в течение периода	Дополнительные источники электроэнергии
17	Проектирование схемы развития энергосистемы, электрических и тепловых сетей	АО-энерго	в течение периода	5–8 % экономии топлива ежегодно

Продолжение табл. 5.1

18	Планирование подготовки и переподготовки кадров для традиционных технологических процессов, нетрадиционной и альтернативной энергетики	МИПК	в течение периода	Ускорение внедрения энергосберегающих проектов
19	Проектирование организационных, технологических и финансовых схем развития потребительского рынка электроэнергии	РЭК	периодически	Сокращение сроков реализации
20	Проектирование системы управления дифференцированными и многоступенчатыми тарифами на электроэнергию	РЭК	периодически	Сокращение сроков реализации
21	Проектирование эффективных систем учета электроэнергии	Госэнергонадзор	1 год	Эффективный контроль
22	Автоматизация систем учета электроэнергии	Госэнергонадзор	1–2 года	Эффективный контроль
23	Проектирование установок производства электроэнергии на вторичных энергоресурсах	АО-энерго, предприятия	в течение периода	Расширение выборки
24	Организация эффективной эксплуатации энергоустановок	АО-энерго	Постоянно	2–3 % расхода топлива
25	Строительство, монтаж и наладка энергетических установок	АО-энерго	В соответствии с проектом	5–7 % расхода топлива
26	Организация строительства и реконструкции электрических сетей	АО-энерго	по плану	Снижение потерь 2–3 %
27	Организация и регулирование потребительского рынка электроэнергии	РЭК	в течение периода	Формирование механизма энергосбережения
28	Организация финансирования энергоэффективных проектов и энергосберегающих мероприятий	Фонд энергосбережения	в течение периода	Формирование механизма энергосбережения
29	Организация энергетических обследований предприятий и энергетического надзора	Госэнергонадзор	в течение периода	3–6 % потребляемых энергоресурсов
30	Организация статистического наблюдения за использованием энергетических ресурсов	Облстат	в течение периода	Обеспечение достоверности
31	Оперативно-диспетчерское управление режимами производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии	АО-энерго	в течение периода	5–7 % потребляемых энергоресурсов
32	Контроль и регулирование качества электроэнергии	АО-энерго, ЦСМ	в течение периода	2–3 % отпуска электроэнергии
33	Оперативное управление энергопотреблением	Предприятия	в течение периода	8–10 % электропотребления

6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПАСПОРТИЗАЦИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Энергетическое обследование (ЭО) организации осуществляется на основе определения системы показателей энергоэффективности (ПЭЭ). ПЭЭ должны определяться и вноситься в энергетический паспорт предприятия (ЭПП). ЭПП позволяет получать в концентрированном виде объективную информацию об уровне и эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) обследуемых организаций. Вся информация в ЭПП представляется в табличном виде. ЭПП согласно ГОСТ Р 51379–99 «Энергетический паспорт потребителя топливно-энергетических ресурсов», состоит из следующих разделов:

- общие сведения о потребителе ТЭР;
- общее потребление различных видов ТЭР;
- сведения о выпускаемой продукции;
- показатели энергоэффективности;
- энергетический баланс организации;
- мероприятия по энергосбережению.

Определение ПЭЭ в составе ЭПП представляет собой весьма трудоемкую задачу. Для автоматизации определения и наглядности представления ПЭЭ в структуре ЭПП целесообразно использовать вычислительные комплексы.

Для этого были созданы программное обеспечение и база данных на языке программирования Access 2000, которые могут работать под управлением ОС Windows 98, 2К, XP. Программный комплекс позволяет отображать и накапливать исходную информацию об энергетическом хозяйстве организации, а также производить вычисления ПЭЭ, показателей качества электроэнергии и на их основе производить наиболее обоснованный выбор системы энергосберегающих мероприятий с оценкой их экономической эффективности.

На рис. 6.1 приведена структурная схема программно-вычислительного комплекса для определения и анализа ПЭЭ. Примеры форм отчета приведены на рис. 6.2–6.5.

В соответствии с указанной структурой база данных включает следующие таблицы и формы:

1. Сведения об учреждении образования.
2. Список трансформаторных подстанций.
3. Список трансформаторов.
4. Линии.

5. Список корпусов и структурных подразделений.
6. Освещение.
7. Электродвигатели.
8. Нагревательные приборы.
9. Офисная техника.
10. Вентиляция.

Для оценки энергоэффективности база дополнена:

1. Таблицами по учету показаний установленных счетчиков и таблицами оценки качества электроэнергии.
2. Запросами на расчет потерь электроэнергии.

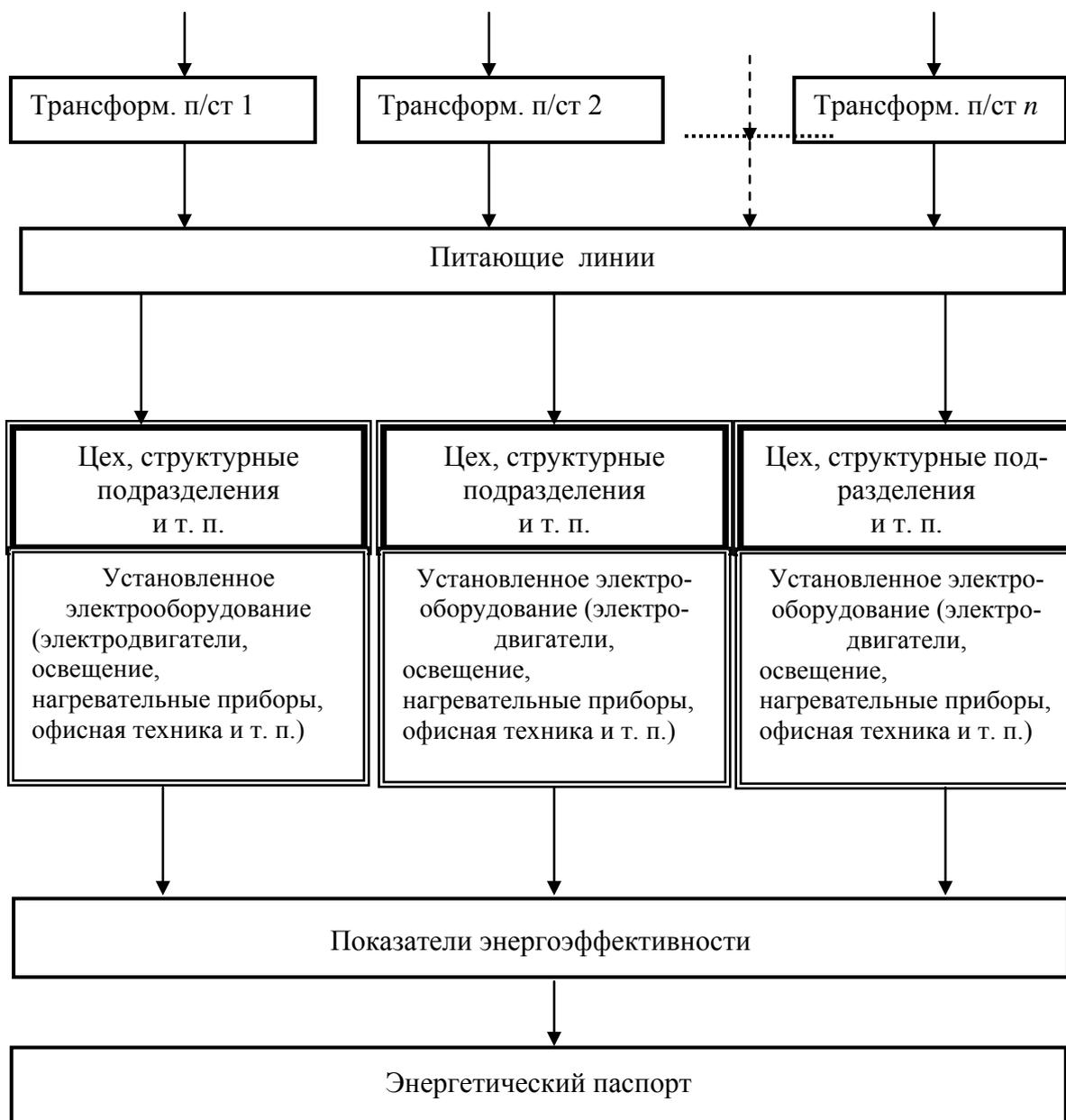


Рис. 6.1

Отчеты позволяют получить:

1. Сведения об организации.
2. Структурный состав организации.
3. Сведения об установленном электрооборудовании и электрических нагрузках.
4. Сведения о потребляемых ТЭР.
5. Сведения о потерях в элементах системы электроснабжения.
6. Показатели эффективности энергоиспользования.
7. Энергетический баланс организации.
8. Предложения и рекомендации по энергосбережению.

Линии

Линии питания

Номер записи	1
Наименование	ЛЭП 011
Источник питания	Новая
Потребитель	Цех 1
Номинальное напряжение, кВ	0,4
Ток нагрузки, кА	0,12
Марка провода	Кабель
Длина, км	1,2
Удельное активное сопротивление, Ом/км	0,1
Удельное реактивн.сопротивление, Ом/км	0,4
Удельная проводимость, 1/Ом км	
Время работы	8760
Примечание	

Запись: 1 из 2

Рис. 6.2

Трансформаторы двухобмоточные

Тип трансформатора	ТМ-250/10У1
Мощность, кВА	250
Напряжение ВН, кВ	10
Напряжение НН, кВ	0,4
Потери КЗ, кВт	3,7
Потери ХХ, кВт	0,82
Напряжение КЗ, %	4,5
Примечание	

Запись: 1 из 2

Рис. 6.3

Состав подразделений

Структурный состав подразделений

Номер записи:
 Структурное подразделение:
 Название помещения:
 Назначение помещения:
 Назначение:

Запись: из 1

Рис. 6.4

Освещение

ОСВЕЩЕНИЕ

Номер записи:
 Количество осветительных приборов, шт:
 Установленная мощность, кВт:
 Учебный корпус:
 Потребленная электроэнергия за год, кВтчас:
 Примечание:

Запись: из 3

Рис. 6.5

7. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Качество электроэнергии (КЭ) наряду с надежностью, безопасностью и экономичностью является одним из обязательных требований, предъявляемых к электрическим сетям. КЭ характеризуется совокупностью свойств, показателей, нормируемых государственным стандартом ГОСТ 13109–97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Нормы КЭ, устанавливаемые данным стандартом, являются уровнями электромагнитной совместимости систем электроснабжения и электрических сетей потребителей электрической энергии. Под электромагнитной совместимостью понимается способность приборов, устройств и электрооборудования электрических сетей нормально функционировать в условиях воздействия на них электрических и электромагнитных полей и не создавать недопустимые помехи другим объектам.

Помимо требований электромагнитной совместимости в связи с выходом постановления правительства РФ № 1013 от 13.08.1997 г. о включении электрической энергии в перечень товаров, подлежащих обязательной сертификации, КЭ должно соблюдаться также с точки зрения Закона РФ «О защите прав потребителей». В свете данного постановления правительства было принято совместное решение Госстандарта России и Минтопэнерго РФ «О порядке введения обязательной сертификации электрической энергии» от 03.03.1998 г., а также введен «Временный порядок сертификации электрической энергии». Ниже будут рассмотрены некоторые положения этих документов.

7.1. Контроль качества электроэнергии

Задачами контроля КЭ является следующее:

- проверка соответствия показателей качества электроэнергии (ПКЭ) требованиям ГОСТ 13109–97;
- выяснения причин несоответствия ПКЭ ГОСТ;
- определение ущерба от несоблюдения требований к КЭ;
- выявление виновных в нарушении требований к отдельным ПКЭ и предъявление к ним экономических штрафных санкций.

Согласно ГОСТ 13109–97 при контроле ПКЭ устанавливаются следующие основные правила:

- длительность контроля большинства ПКЭ – не менее суток;
- установлены два вида норм ПКЭ: нормально допустимые и предельно допустимые;

• ПКЭ считается соответствующим требованиям ГОСТ 13109–97 если его усредненные (интегрированные) оценки не выходят за предельно допустимые нормы, а в течение не менее 95 % времени каждых суток значения ПКЭ не выходят за пределы нормально допустимых значений.

В табл. 7.1 приведены ПКЭ и их нормативы по ГОСТ 13109–97.

Таблица 7.1

№ п.п.	Наименование ПКЭ и его обозначение по ГОСТ 13109–97	Допустимые значения по ГОСТ 13109–97	
		Нормальные	Предельные
1	Установившееся отклонение напряжения – δU_y (%)	± 5	± 10
2	Размах изменения напряжения δU_t (%)	–	Кривые 1, 2 на рис. 1
3	Доза фликера: кратковременная – Pst (о.е.) длительная – Plt (о.е.)	– –	1,38; 1,0 1,0; 0,74
4	Коэффициент искажения синусоидальности напряжения – K_u (%)	по табл. 1	по табл. 1
5	Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения – $K_u(n)$ (%)	по табл. 2	по табл. 2
6	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности – K_{2u} (%)	2	4
7	Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности – K_{0u} (%)	2	4
8	Отклонение частоты – Δf (Гц)	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$
9	Длительность провала напряжения – Δt_n (с)	–	30
10	Импульсное напряжение – $U_{имп}$ (кВ)	–	–
11	Коэффициент временного перенапряжения $K_{пер.и}$ (о.е.)	–	–

Рассмотрим принятые в ГОСТ 13109–97 способы вычисления ПКЭ.

1. Установившееся отклонение напряжения δU_y

Измерение δU_y осуществляется следующим образом. Для каждого i -го наблюдения за период времени, равный 24 ч, измеряют значение напряжения основной частоты (без учета высших гармоник) для однофазных сетей, а для трехфазных сетей – как действующее значение междуфазного (фазного) напряжения основной частоты прямой последовательности, вычисляемой по формуле:

$$U_{1(1)i} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3U_{AB(1)i}} + \sqrt{4U_{BC(1)i}^2} - \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2 \right)^2 \right] + \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2}, \quad (7.1)$$

где $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$ – действующие значения междуфазных напряжений основной частоты в i -м наблюдении (В, кВ).

Допускается определять $U_{1(1)i}$ по приближенной формуле:

$$U_{1(1)i} = \frac{1}{3} (U_{AB(1)i} + U_{BC(1)i} + U_{CA(1)i}). \quad (7.2)$$

При этом относительная погрешность вычисления $U_{1(1)i}$ по формуле (7.2) вместо формулы (7.1) не превышает 0,1 % при коэффициенте несимметрии напряжений по обратной последовательности, не превышающем 6 %.

Значение U_y определяют как результат усреднения N наблюдений $U_{1(1)i}$ за интервал времени 1 мин, по формуле:

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_{1(1)i}^2}{N}}. \quad (7.3)$$

Число наблюдений N за 1 мин должно быть не менее 18.

Установившееся отклонение напряжения определяют по формуле:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%, \quad (7.4)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное междуфазное (фазное) напряжение (В, кВ).

2. Колебания напряжения

2.1. Размах изменения напряжения δU_t (%) вычисляют по формуле:

$$\delta U_y = \frac{|U_y - U_{\text{НОМ}}|}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%, \quad (7.5)$$

где U_i , U_{i+1} значения следующих один за другим экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей среднеквадратичных значений напряжений основной частоты, определенных на каждом полупериоде основной частоты (см. рис. 7.1).

Допускается при коэффициенте искажения синусоидальности напряжения, не превышающем 5 %, определять δU_t по формуле:

$$\delta U_t = \frac{|U_{Ai} - U_{Ai+1}|}{\sqrt{2} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%, \quad (7.6)$$

где U_{Ai} , U_{Ai+1} – значения следующих один за другим экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей амплитудных значений напряжения на каждом полупериоде основной частоты.

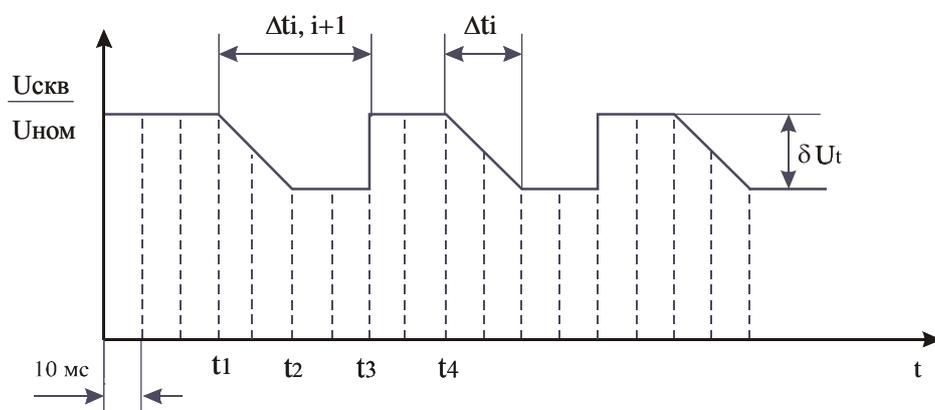


Рис. 7.1

Частоту повторения изменений напряжения при периодических колебаниях напряжения вычисляют по формуле:

$$F_{\delta U_t} = \frac{m}{T} (\text{с}^{-1}, \text{мин}^{-1}), \quad (7.7)$$

где m – число изменений напряжения за время T ;

T – интервал времени измерения, принимаемый равным 10 мин.

Величину δU_t в зависимости от $F_{\delta U_t}$ определяют по специальным кривым (рис. 7.1) ГОСТ 13109–97.

2.2. Дозу фликера (кратковременную или длительную) при колебаниях напряжения любой формы определяют следующим образом:

- измеряют с помощью фликерметра за интервал времени равный 10 мин уровни фликера P (%), соответствующие интегральной вероятности, равной 0,1; 0,7; 1,0; 1,5; 2,2; 3,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0; 13,0; 17,0; 30,0; 50,0; 80,0 (%);

- вычисляют сглаженные уровни фликера по формулам:

$$P_{1s} = \frac{P_{0,7} + P_{1,0} + P_{1,5}}{3};$$

$$P_{3s} = \frac{P_{2,2} + P_{3,0} + P_{4,0}}{3}; \quad (7.8)$$

$$P_{10s} = \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{3};$$

$$P_{50s} = \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3},$$

где $P_{1s}, P_{3s}, P_{10s}, P_{50s}$ – сглаженные уровни фликера при интегральной вероятности, равной 1,0; 3,0; 10,0; 50,0 соответственно;

- вычисляют кратковременную дозу фликера P_{st} (о.е.) по формуле:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1s} + 0,0525P_1 + 0,657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}}, \quad (7.9)$$

- вычисляют длительную дозу фликера P_{Lt} (о.е.) на интервале времени равном 2 ч, по формуле:

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} (P_{sk})^3}, \quad (7.10)$$

где P_{SK} – кратковременная доза фликера на k -м интервале времени T_{SK} в течение длительного периода наблюдения T_L .

3. Несинусоидальность напряжения

3.1. Измерение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения $K_{u(n)i}$ осуществляют путем определения действующего значения напряжения n -й гармоники $U_{n(i)}$ (В, кВ) и вычисления $K_{u(n)i}$ в процентах, как результат i -го наблюдения:

$$K_{u(n)i} = \frac{U_{n(i)}}{U_{1(i)}} \cdot 100, \quad (7.11)$$

где $U_{1(i)}$ – действующее значение напряжения основной частоты на i -м наблюдении (В, кВ).

Допускается вычислять данный ПКЭ по формуле

$$K_{u(n)i} = \frac{U_{n(i)}}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (7.12)$$

Значение $K_{u(n)}$ вычисляют, как результат усреднения N наблюдений $K_{u(n)i}$ на интервале времени равном 3 с по формуле

$$K_{u(n)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{u(n)i}^2}{N}}. \quad (7.13)$$

Число наблюдений N должно быть не менее 9.

3.2. Измерение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения K_{ui} осуществляют для каждого i -го наблюдения путем определения действующих значений гармонических составляющих напряжения в диапазоне гармоник от 2-й до 40-й (В, кВ) и вычисления K_{ui} по формуле:

$$K_{ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{n(i)}^2}}{U_{1(i)}} \cdot 100\%. \quad (7.14)$$

При определении данного ПКЭ допускается:

- не учитывать гармоники, значения которых менее 0,1 %;
- вычислять K_{ui} по формуле:

$$K_{ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{n(i)}^2}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% . \quad (7.15)$$

Значение K_u вычисляют как результат усреднения N наблюдений K_{ui} на интервале времени равном 3 с по формуле

$$K_u = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N K_{ui}^2}}{N} . \quad (7.16)$$

Число наблюдений N должно быть не менее 9.

4. Несимметрия напряжений

4.1. Измерение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2u} производят следующим образом:

- для каждого i -го наблюдения за период времени, равный 24 ч, измеряют одновременно действующие значения $U_{AB(1)}$, $U_{BC(1)}$, $U_{CA(1)}$ по основной частоте (В, кВ);
- вычисляют действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты $U_{2(1)i}$ по формуле

$$U_{2(1)i} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3U_{AB(1)i}} - \sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2} \right)^2 \right] + \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2} , \quad (7.17)$$

- вычисляют коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2ui} в процентах, как результат i -го наблюдения по формуле:

$$K_{2ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100 . \quad (7.18)$$

При определении K_{2ui} допускается:

- вычислять $U_{2(1)i}$ по приближенной формуле (при этом погрешность не превышает 8 %):

$$U_{2(1)i} = 0,62 (U_{\text{нб}(1)i} - U_{\text{нм}(1)i}) , \quad (7.19)$$

где $U_{\text{нб}(1)i}$, $U_{\text{нм}(1)i}$ – наибольшее и наименьшее действующие значения из трех междуфазных напряжений основной частоты;

- вычислять K_{2ui} по формуле

$$K_{2ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{\text{ном.мф}}} \cdot 100, \quad (7.20)$$

где $U_{\text{ном.мф}}$ – номинальное значение междуфазного напряжения.

K_{2u} вычисляют как результат усреднения N наблюдений K_{2ui} на интервале времени равном 3 с по формуле

$$K_{2u} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N K_{2ui}^2}}{N}. \quad (7.21)$$

Число N должно быть не менее 9.

4.2. Измерение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0u} производят следующим образом:

- для каждого i -го наблюдения за период времени, равный 24 ч, измеряют одновременно действующие значения трех междуфазных и двух фазных напряжений основной частоты $U_{AB(1)}$, $U_{BC(1)}$, $U_{CA(1)}$, $U_{A(1)}$, $U_{B(1)}$ (В, кВ);

- вычисляют действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты в i -м наблюдении по формуле

$$U_{0(1)i} = \frac{1}{6} \sqrt{\left[\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} - 3 \frac{U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right]^2 + \left[\sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(U_{AB(1)i} - \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2} - 3 \sqrt{4U_{B(1)i}^2 - \left(U_{AB(1)i} \cdot \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2} \right]^2}, \quad (7.22)$$

- вычисляют коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0ui} в процентах как результат i -го наблюдения по формуле

$$K_{2ui} = \frac{\sqrt{3U_{0(1)i}}}{U_{1(1)i}} \cdot 100. \quad (7.23)$$

При определении K_{0ui} допускается:

- вычислять $U_{0(1)i}$ при симметрии междуфазных напряжений по приближенной формуле (при этом погрешность не превышает 10 %)

$$U_{0(1)i} = 0,62 (U_{\text{нбф}(1)i} - U_{\text{нмф}(1)i}), \quad (7.24)$$

где $U_{\text{нбф}(1)i}$, $U_{\text{нмф}(1)i}$ – наибольшее и наименьшее из трех действующих значений фазных напряжений основной частоты;

- вычислять K_{0ui} по формуле

$$K_{0ui} = \frac{U_{0(1)i}}{U_{\text{ном.ф}}} \cdot 100, \quad (7.25)$$

где $U_{\text{ном. ф}}$ – номинальное значение фазного напряжения.

K_{0u} вычисляют как результат усреднения N наблюдений K_{0ui} на интервале времени равном 3 с по формуле

$$K_{0u} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N K_{0ui}^2}}{N}. \quad (7.26)$$

Число N должно быть не менее 9.

5. Отклонение частоты Δf

Измерение отклонения частоты Δf осуществляют следующим образом: для каждого i -го наблюдения за установленный период времени измеряют действительное значение частоты f_i (Гц). Затем определяют усредненное значение частоты как результат усреднения N наблюдений на интервале времени, равном 20 с по формуле

$$f_y = \frac{\sum_{i=1}^N f_i}{N}. \quad (7.27)$$

Число N должно быть не менее 15.

Отклонение частоты вычисляют по формуле

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}}, \quad (7.28)$$

где $f_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты (Гц).

6. Длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$

Измерение длительности провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$ (с) осуществляют следующим образом: фиксируют начальный момент времени $t_{\text{н}}$ резкого спада (с длительностью менее 10 мс) огибающей среднеквадратических значений напряжения, определенных на каждом полупериоде основной частоты, ниже уровня $0,9 U_{\text{ном}}$ (см. рис. 7.2). Фиксируют конечный момент времени $t_{\text{к}}$ восстановления среднеквадратического значения напряжения до $0,9 U_{\text{ном}}$. Вычисляют длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$ в секундах по формуле

$$\Delta t_{\text{п}} = t_{\text{к}} - t_{\text{н}}. \quad (7.29)$$

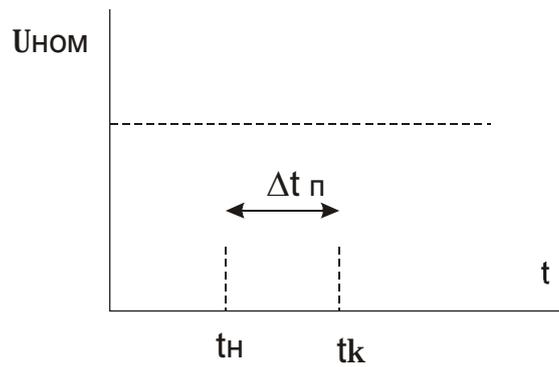


Рис. 7.2

7. Импульсное напряжение $U_{\text{имп}}$

Импульсное напряжение $U_{\text{имп}}$ (В, кВ) (рис 7.3) измеряют как максимальное значение напряжения при резком его измерении (длительность фронта импульса не более 5 мс).

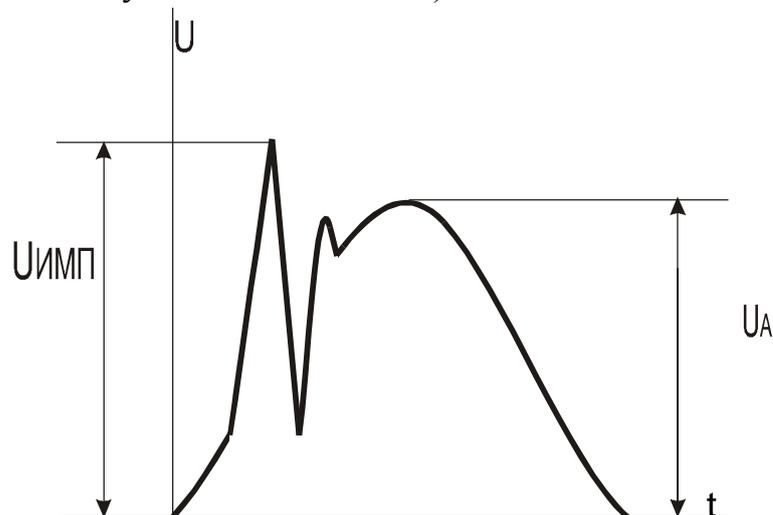


Рис. 7.3

8. Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер.и}}$

Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер.и}}$ (о.е.) определяют следующим образом (см. рис. 7.4). Измеряют амплитудные значения UA (В, кВ) на каждом полупериоде основной частоты при резком (длительность фронта до 5 мс) превышении уровня напряжения, равного $1,1\sqrt{2} U_{\text{ном}}$. Далее выбирают из всех измеренных превышений уровня напряжения максимальное амплитудное значение UA_{max} . Вычисляют коэффициент временного перенапряжения по формуле

$$K_{\text{пер.и}} = \frac{UA_{\text{max}}}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}} \quad (7.30)$$

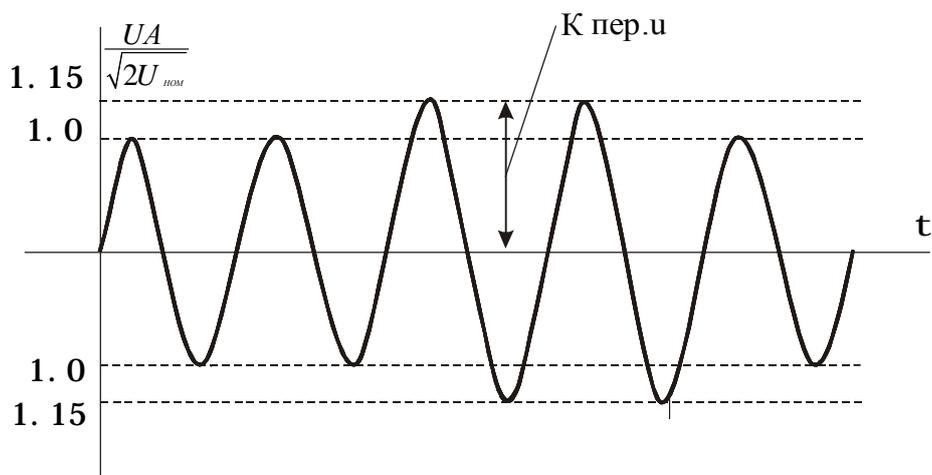


Рис. 7.4

7.2. Виды контроля качества электрической энергии

Существуют следующие виды контроля качества электрической энергии в зависимости от целей его проведения:

- периодический контроль КЭ – контроль, осуществляемый в целях управления КЭ, при котором поступление информации о контролируемых показателях и их оценка происходит периодически с интервалами, определяемыми организацией, осуществляющей контроль КЭ, но не реже пределов, установленных ГОСТ 13109-97;
- контроль КЭ при определении технических условий (ТУ), разрешений или иных документов на присоединение;
- контроль КЭ при определении условий договора между энерго-снабжающей организацией и потребителем;
- контроль КЭ при допуске к эксплуатации электроустановок потребителей, ухудшающих КЭ;
- контроль КЭ при рассмотрении претензий к качеству электрической энергии проводится при рассмотрении претензий продавца или покупателя электрической энергии к ее качеству, проводится по постановлению судов при рассмотрении претензий к КЭ участвующих в споре сторон;
- сертификационные испытания КЭ проводятся сертификации электрической энергии;
- инспекционный контроль качества сертифицированной электрической энергии – с целью проверки соответствия электрической энергии нормам ГОСТ 13109–97;

- испытания ЭЭ при осуществлении государственного надзора – испытания, проводимые органами государственного надзора с целью проверки соответствия ЭЭ установленным ГОСТ 13109–97 требованиям к ее качеству.

Контроль КЭ осуществляется аккредитованными испытательными лабораториями, органами государственного энергетического надзора и органами государственного надзора за соблюдением требований государственных стандартов при проведении сертификационных испытаний ЭЭ, арбитражных испытаниях ЭЭ, осуществлении инспекционного контроля за сертифицированной ЭЭ, а также при осуществлении государственного надзора за качеством электрической энергии и соблюдением обязательных требований государственных стандартов.

В процессе эксплуатации периодический контроль качества электрической энергии выполняется энергоснабжающими и энергопотребляющими организациями для проведения технологического контроля или иных видов контроля КЭ.

7.3. Нормально и предельно допускаемые значения установившегося отклонения напряжения

Договорные условия между энергоснабжающей организацией и потребителем по установившемуся отклонению напряжения в точке общего присоединения зависят от закона регулирования напряжения в центре питания. При этом исходят из следующих соображений.

При отсутствии регулирования напряжения в центре питания напряжение на его шинах будет минимальным в режиме наибольших нагрузок и максимальным в режиме наименьших нагрузок.

При наличии в центре питания встречного регулирования напряжения напряжение на его шинах будет минимальным в режиме наименьших нагрузок и максимальным в режиме наибольших нагрузок.

В первом случае по установившемуся отклонению напряжения устанавливаются отдельно диапазоны допускаемых значений: для режимов наибольших нагрузок ЦП – предельно допускаемые значения $\delta U_{нб}^I, \delta U_{нм}^I$ и нормально допускаемые значения $\delta U_{в}^I, \delta U_{н}^I$; для режимов наименьших нагрузок ЦП – предельно допускаемые значения $\delta U_{нб}^{II}, \delta U_{нм}^{II}$ и нормально допускаемые значения $\delta U_{в}^{II}, \delta U_{н}^{II}$. Соблюдение установленных требований проверяется отдельно в режимах наибольших и наименьших нагрузок ЦП за каждые 24 ч периода наблюдений.

Во втором случае, когда в ЦП осуществляется встречное регулирование напряжения, допускается по согласованию с потребителем

проверку выполнения установленных требований производить без деления отдельно на режимы наибольших и наименьших нагрузок.

В этом случае все измеренные в течение каждого суток периода наблюдений значения установившегося отклонения напряжения должны находиться в пределах $\delta U_{\text{нб}}, \delta U_{\text{нм}}$ а 95 % измеренных значений должны находиться в пределах $\delta U_{\text{в}}, \delta U_{\text{н}}$, определяемых по формулам:

$$\delta U_{\text{нб}} = \delta U_{\text{нб}}^I, \delta U_{\text{нм}} = \delta_{\text{нм}}^{II}, \quad (7.31)$$

$$\delta U_{\text{в}} = \delta U_{\text{в}}^I, \delta U_{\text{н}} = \delta_{\text{н}}^{II}. \quad (7.32)$$

Интервалы времени наибольших и наименьших нагрузок ЦП определяют следующим образом:

- выбирают типовой суточный график нагрузки центра питания, к которому присоединена рассматриваемая распределительная сеть, для зимнего и летнего периода (рис. 7.5);
- на временном отрезке равном 24 ч определяют среднее значение суточной нагрузки;
- интервалы времени, в течение которого действительная суточная нагрузка больше среднего её значения, соответствуют интервалам наибольшей нагрузки ($t_2 - t_1$);
- интервалы времени, в течение которого действительная суточная нагрузка меньше, чем среднее её значение, соответствуют интервалам наименьшей нагрузки ($t_1 - t_2$ и $t_3 - t_4$).

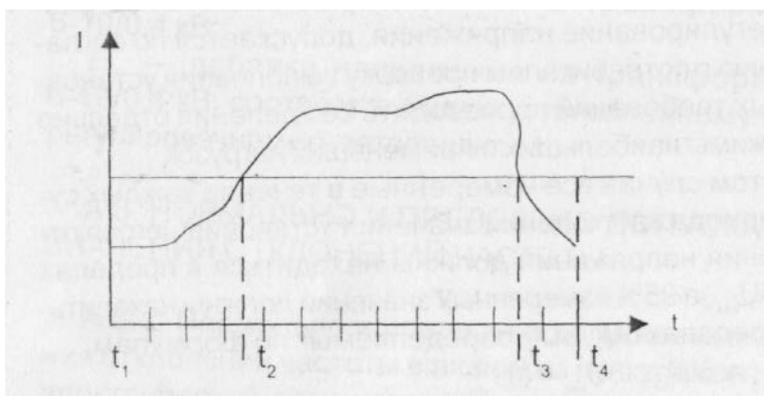


Рис. 7.5. Типовой суточный график нагрузки центра питания

В качестве пунктов контроля могут рассматриваться:

- выводы электроприемников (ЭП);
- вводно-распределительное устройство 220–380 В (ВРУ);
- шины 0,4 кВ трансформаторной подстанции 6–10/0,4 (ТП);

- шины 6–10 кВ (ТП);
- шины распределительных подстанций 6–10 кВ (РП);
- шины 6–10 кВ подстанций 35–220/6–10 кВ, являющихся центрами питания (ЦП) распределительных сетей;
- шины 35–220 кВ трансформаторных подстанций 35–220/6–10 кВ.

Для сети, представленной на рис. 7.6, нормально и предельно допускаемые значения установившегося отклонения напряжения в перечисленных пунктах контроля определяют по формулам, приведенным в табл. 7.2.

Потери напряжения в сети, присоединенной к пункту контроля, могут быть определены расчетом на основе данных о нагрузках трансформаторов ТП и линиях 0,38–35 кВ или путем непосредственного их измерения.

В режиме наибольших нагрузок следует определять следующие потери напряжения:

- во внутридомовой сети – от ВРУ до ближайшего и наиболее удаленного электроприемников $\Delta U_{ЭП.б}$ и $\Delta U_{вд}$;
- в сети 0,4 кВ ТП – суммарные потери напряжения до наиболее близкого и наиболее удаленного электроприемника, $\Delta U_{нн.б}$ и $\Delta U_{нн.у}$;
- в сети 6–10 кВ РП (ЦП) – потери напряжения до наиболее близкой и наиболее удаленной ТП – $\Delta U_{сн.бб}$ и $\Delta U_{сн.уу}$, а также потери до ближайшей ТП наиболее удаленного участка сети, трансформаторы которого имеют наибольший номер ответвления ПБВ – $\Delta U_{сн.уб}$, и потери напряжения до наиболее удаленной ТП ближайшего участка сети, трансформаторы которого имеют ответвление ПБВ, установленное на № 1 – $\Delta U_{сн.бv}$;
- в трансформаторах ΔU_T и добавку напряжения E_T соответствующую установленному регулировочному ответвлению.

С достаточной для практических расчетов точностью потери напряжения в элементах сети в режиме наименьших нагрузок ЦП могут быть определены по формуле

$$\Delta U^{\text{II}} = \beta \Delta U^{\text{I}}, \quad (7.33)$$

$$\beta = I^{\text{II}} / I^{\text{I}}, \quad (7.34)$$

где I^{I} , I^{II} – нагрузка элемента сети соответственно в режиме наибольших и наименьших нагрузок ЦП;

ΔU^{I} , ΔU^{II} – потери напряжения на элементе сети соответственно в режиме наибольших и наименьших нагрузок ЦП.

Фактические значения потерь напряжения в элементах электрической сети, как правило, не должны превышать следующих значений:

- для внутридомовых сетей с учетом возможной несимметрии нагрузок – 3 %;
- для сетей напряжением до 1000 В, включая внутридомовые сети – 5–6 %;
- для электрических сетей напряжением 6–35 кВ, включая потери в трансформаторах 6–35/0,4 кВ, и с учетом возможной неоднородности нагрузок ТП – 5–6 %.

Выбор регулировочных ответвлений сетевых трансформаторов ТП следует осуществлять в зависимости от потерь напряжения в сети от ЦП до ближайшего и наиболее удаленного электроприемников в сети данного трансформатора в режиме наибольших нагрузок ЦП.

Рекомендуется следующий порядок выбора регулировочных ответвлений трансформаторов ТП:

- разделяют присоединенную к ЦП распределительную сеть на зоны шириной 2,5 % по потере напряжения от шин ЦП до ближайшего к шинам низкого напряжения ТП электроприемника;
- принимают в каждой зоне для трансформаторов ТП одно и то же регулировочное ответвление. На трансформаторах, присоединенных к распределительной сети в зоне потерь напряжения от 0 до 2,5 % – регулировочное ответвление №1, в зоне потерь напряжения от 2,5 до 5 % – №2, от 5 до 7,5 – №3 и т. д. (см. рис. 7.6);
- определяют границы допустимых значений установившегося отклонения напряжения в ЦП (см. табл. 7.2, строка 5) исходя из существующих потерь напряжения в сети и принятых регулировочных ответвлений трансформаторов;
- определяют границы допустимых значений установившегося отклонения напряжения в ЦП (см. табл. 7.2, строка 5) исходя из существующих потерь напряжения в сети и принятых регулировочных ответвлений трансформаторов;
- проверяют соответствие границ допустимых значений установившегося отклонения напряжения в ЦП с фактически поддерживаемым режимом напряжения в ЦП и при необходимости проводят коррекцию регулировочных ответвлений сетевых трансформаторов или закона регулирования в ЦП с целью обеспечения требований ГОСТ 13109–97 на выводах электроприемников.

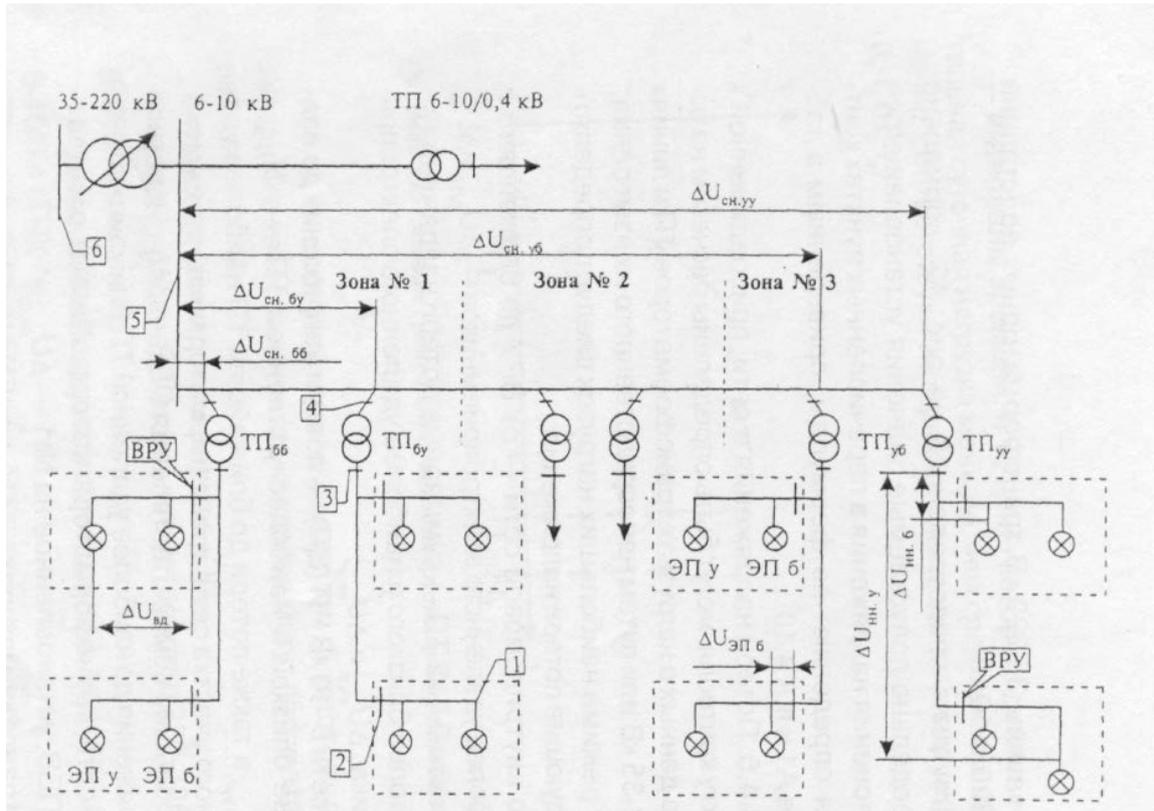


Рис. 7.6 Схема распределительной электрической сети

Таблица 7.2

Формулы для определения границ диапазона нормально допускаемых значений установившегося отклонения напряжения в пункте контроля

Пункт контроля, его номер в схеме на рис. 7.6, обозначение установившегося отклонения напряжения в этом пункте	Границы нормально допускаемых значений установившегося отклонения напряжения в пункте контроля					
	Режим наибольшей нагрузки, %		Режим наименьшей нагрузки, %		Суточный режим, %	
	Верхняя граница	Нижняя граница	Верхняя граница	Нижняя граница	Верхняя граница	Нижняя граница
Вывод электроприемника, $\delta U_{ЭП}$	δU_+	δU_-	δU_+	δU_-	δU_+	δU_-
Ввод в дом (ВРУ), $\delta U_{ВРУ}$	$\delta U_+ + \Delta U_{ЭП.6}^I$	$\delta U_- + \Delta U_{ВД}^I$	$\delta U_+ + \Delta U_{ЭП.6}^{II}$	$\delta U_- + \Delta U_{ВД}^{II}$	$\delta U_+ + \Delta U_{ЭП.6}^I$	$\delta U_- + \Delta U_{ВД}^{II}$
Шины 0,4 кВ трансформаторной подстанции 6–10/0,4 кВ, $\delta U_{ТП(0,4)}$	$\delta U_+ + \Delta U_{НН.6}^I$	$\delta U_- + \Delta U_{НН.у}^I$	$\delta U_+ + \Delta U_{НН.6}^{II}$	$\delta U_- + \Delta U_{НН.у}^{II}$	$\delta U_+ + \Delta U_{НН.6}^I$	$\delta U_- + \Delta U_{НН.у}^{II}$
Шины 6–10 кВ трансформаторной подстанции 6–10/0,4 кВ, $\delta U_{ТП(6-10)}$	$\delta U_{ТП(0,4)В}^I + \Delta U_T^I - E_T$	$\delta U_{ТП(0,4)Н}^I + \Delta U_T^I - E_T$	$\delta U_{ТП(0,4)В}^{II} + \Delta U_T^{II} - E_T$	$\delta U_{ТП(0,4)Н}^{II} + \Delta U_T^{II} - E_T$	$\delta U_{ТП(0,4)В}^I + \Delta U_T^I - E_T$	$\delta U_{ТП(0,4)Н}^{II} + \Delta U_T^{II} - E_T$

Продолжение табл. 7.2

Пункт контроля, его номер в схеме на рис. 7 6, обозначение установившегося отклонения напряжения в этом пункте	Границы нормально допускаемых значений установившегося отклонения напряжения в пункте контроля					
	Режим наибольшей нагрузки, %		Режим наименьшей нагрузки, %		Суточный режим, %	
	Верхняя граница	Нижняя граница	Верхняя граница	Нижняя граница	Верхняя граница	Нижняя граница
Шины 6–10 кВ распределительного пункта – напряжения в пункте контроля $\delta U_{\text{рп}}$ или шины 6–10 кВ трансформаторной подстанции 35–220/6–10 кВ $\delta U_{\text{пст}}$	$\delta U_{\text{ТП}(6-10)60}^{\text{I}}$ + $\Delta U_{\text{снбб}}^{\text{I}}$	$\delta U_{\text{ТП}(6-10)у0}^{\text{I}}$ + $\Delta U_{\text{снуу}}^{\text{I}}$	$\delta U_{\text{ТП}(6-10)у0}^{\text{II}}$ + $\Delta U_{\text{снуб}}^{\text{II}}$	$\delta U_{\text{ТП}(6-10)60}^{\text{II}}$ + $\Delta U_{\text{снбу}}^{\text{II}}$	$\delta U_{\text{ТП}(6-10)60}^{\text{I}}$ + $\Delta U_{\text{снбб}}^{\text{I}}$	$\delta U_{\text{ТП}(6-10)60}^{\text{II}}$ + $\Delta U_{\text{снбу}}^{\text{II}}$

Добавку напряжения E_T , соответствующую выбранному регулировочному ответвлению, определяют из табл. 7.3.

Таблица 7.3

Регулировочное ответвление обмотки первичного напряжения		Добавка напряжения	
Порядковый номер	Обозначение на трансформаторе, %	Точное значение, %	Округленное значение, %
1	+5	0,25	0
2	+2.5	2,7	2,5
3	0	5,26	5
4	-2.5	7,96	7,5
5	-5	10,8	10

Если пунктом контроля являются шины 35–220 кВ трансформатора 35–220/6–10 кВ, то диапазон нормально допускаемых значений установившегося отклонения напряжения определяют при коэффициенте трансформации, соответствующем двум крайним положениям РПН (ПБВ).

В режиме наибольших нагрузок ЦП:

$$\left\{ \left[\frac{U_{\text{ном.Н}}}{U_{\text{ном.В}}} \left(1 + \frac{\delta U_{\text{ПСТ.В}}^I}{100} \right) \cdot K_{\text{тр.кр}} + \Delta U_{\text{тр.кр}}^I \right] - 1 \right\} \cdot 100, \quad (7.35)$$

в режиме наименьших нагрузок ЦП:

$$\left\{ \left[\frac{U_{\text{ном.Н}}}{U_{\text{ном.В}}} \left(1 + \frac{\delta U_{\text{ПСТ.Н}}^II}{100} \right) \cdot K_{\text{тр.кр}} + \Delta U_{\text{тр.кр}}^I \right] - 1 \right\} \cdot 100, \quad (7.36)$$

где $\delta U_{\text{ПСТ.В}}^I, \delta U_{\text{ПСТ.Н}}^II$ – верхняя и нижняя границы нормально допускаемых значений установившегося отклонения напряжения на шинах 6–10 кВ подстанции 35–220/6–10 кВ, определенные в соответствии с табл. 7.2 (строка 5, столбцы, относящиеся к суточному режиму);

$U_{\text{ном.Н}}, U_{\text{ном.В}}$ – номинальное напряжение сетей, присоединенных к шинам подстанции 35–220/6–10 кВ;

$K_{\text{тр.кр.}}$ – коэффициент трансформации трансформатора подстанции 35–220/6–10 кВ при двух крайних положениях РПН (ПБВ).

$\Delta U_{\text{тр.кр.}}^I, \Delta U_{\text{тр.кр.}}^II$ – наибольшие (наименьшие) потери напряжения в трансформаторах подстанции в режиме наибольших и наименьших нагрузок ЦП при двух крайних положениях РПН (ПБВ).

При контроле установившегося отклонения напряжения в точке распределительной сети, отличной от указанных в табл. 7.2, границы нормально допускаемых значений установившегося отклонения напря-

жения следует определять с учетом потерь напряжения между контрольным пунктом, указанным в табл. 7.2, и выбранной точкой распределительной сети.

Предельно допускаемые значения установившегося отклонения напряжения, (%) в пунктах контроля должны определяться по формулам:

$$\delta U_{\text{КПв.пред}}^{\text{I(II)}} = \delta U_{\text{КПв.нд}}^{\text{I(II)}} + 5, \quad (7.37)$$

$$\delta U_{\text{КПн.пред}}^{\text{I(II)}} = \delta U_{\text{КПн.нд}}^{\text{I(II)}} + 5, \quad (7.38)$$

при этом $\delta U_{\text{КПв.пред}}^{\text{I(II)}}$ не должно превышать отклонение напряжения, соответствующее наибольшему рабочему напряжению для электрической сети данного класса напряжения.

7.4. Нормально и предельно допускаемые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения

Нормально допускаемые и предельно допускаемые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения в пунктах контроля, являющихся точками общего присоединения к электрическим сетям с разными номинальными напряжениями $U_{\text{ном}}$, приведены в табл. 7.4.

Таблица 7.4

Нормально допускаемое значение при $U_{\text{ном}}$, кВ				Предельно допускаемое значение при $U_{\text{ном}}$, кВ			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
8,0	5,0	4,0	2,0	8,0	5,0	4,0	2,0

При контроле коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения не в ТОП, а в ином пункте контроля, согласованном между энергоснабжающей организацией и потребителем, не являющимся источником гармонических помех в ТОП, нормально и предельно допускаемые значения этого показателя принимают в соответствии с табл. 7.4.

В тех случаях, когда энергоснабжающая организация и потребитель, являющийся источником гармонических помех, согласовали пункт контроля, расположенный ближе к данному потребителю, а между ТОП и контрольным пунктом не присоединены какие-либо другие нагрузки, активные сопротивления элементов сети, располагающихся между ТОП и контрольным пунктом, пренебрежимо малы и характер их реактивных сопротивлений одинаков, нормально и предельно допускаемые значения этого показателя определяют по формулам:

$$K_{UKП} = K_{УТОП} \cdot \frac{S_{кТОП}}{S_{кКП}} = K_{УТОП} \cdot \frac{X_{кКП}}{X_{кТОП}}, \quad (7.39)$$

где $S_{кТОП}, S_{кКП}$ – мощность короткого замыкания, соответственно в ТОП и пункте контроля;

$X_{кТОП}, X_{кКП}$ – входное сопротивление электрической сети энергоснабжающей организации относительно ТОП и контрольного пункта.

7.5. Нормально и предельно допускаемые значения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения

Нормально допускаемые значения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения в пунктах контроля, являющихся точками общего присоединения к электрическим сетям с разными номинальными напряжениями $U_{ном}$ приведены в табл. 2 ГОСТ 13109–97.

Предельно допускаемое значение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения вычисляют по формуле

$$K_{U(n)пред} = 1,5K_{U(n)норм}, \quad (7.40)$$

где $K_{U(n)норм}$ – нормально допускаемое значение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения.

Нормально и предельно допускаемые значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения в пунктах контроля, отличных от ТОП, определяют аналогично значениям коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения.

7.6. Нормально и предельно допускаемые значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности

Нормально допускаемое и предельно допускаемые значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в пунктах контроля, являющихся ТОП, равны соответственно 2,0 и 4,0 %, а в пунктах контроля, отличных от ТОП, определяются аналогично значениям коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения.

7.7. Нормально и предельно допускаемые значения коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности

Нормально допускаемое и предельно допускаемое значение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности

в пунктах контроля, являющихся точками присоединения трехфазных потребителей (электроприемников) к четырехпроводным электрическим сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ (шины 0,4 кВ трансформаторной подстанции или вводно-распределительное устройство в дома), равны соответственно 2,0 и 4,0 %.

7.8. Предельно допускаемое значение провала напряжения

Предельно допускаемое значение длительности провала напряжения в пункте контроля, в сетях до и выше 1000 В, устанавливаются в соответствии с выдержками времени релейной защиты, автоматики и отключающих аппаратов, установленных в рассматриваемой электрической сети.

7.9. Формы представления результатов контроля

Результаты контроля отклонений частоты должны быть представлены в виде:

- наибольшего и наименьшего значений (с учетом знака) за каждые 24 ч общей длительности измерений, а также
- верхнего и нижнего значений (с учетом знака) за каждые 24 ч общей длительности измерений.

Результаты измерений установившегося отклонения напряжения в пункте контроля должны быть представлены в виде:

- наибольшего и наименьшего значений (с учетом знака) установившегося отклонения напряжения отдельно в режимах наибольших и наименьших нагрузок ЦП за каждые 24 ч общей длительности измерений, а также
- верхнего и нижнего значений (с учетом знака) установившегося отклонения напряжения отдельно в режимах наибольших и наименьших нагрузок ЦП. Верхнее и нижнее значения установившегося отклонения напряжения являются границами отрезка, которому принадлежат 95 % значений, измеренных за интервал времени суток, соответствующий режимам наибольших (наименьших) нагрузок ЦП.

По согласованию между энергоснабжающей организацией и потребителем допускается результаты измерений установившегося отклонения напряжения представлять в виде:

- наибольшего и наименьшего значений (с учетом знака) за каждые 24 ч общей длительности измерений,
- а также верхнего и нижнего значений (с учетом знака) за каждые 24 ч общей длительности измерений.

Результаты измерений коэффициентов искажения кривой синусоидальности и n -й гармонической составляющей напряжения, а также коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям должны быть представлены в виде:

- наибольшего значения контролируемого ПКЭ за каждые 24 ч общей длительности измерений, а также
- верхнего значения контролируемого ПКЭ за каждые 24 ч общей длительности измерений.

Верхнее значение контролируемого ПКЭ является границей, ниже которой находятся 95 % измеренных за 24 ч значений.

Качество электрической энергии по коэффициентам искажения кривой синусоидальности и n -й гармонической составляющей напряжения, а также коэффициентам несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям в пункте контроля считают соответствующим установленным требованиям, если одновременно выполняются следующие условия:

а) наибольшее из всех измеренных в течение 24 ч значений контролируемого ПКЭ не превышает предельно допускаемого значения ПКЭ;

б) 95 % измеренных в течение 24 ч значений контролируемого ПКЭ не превышают нормально допускаемого значения ПКЭ.

7.10. Продолжительность и периодичность контроля ПКЭ

При сертификационных и арбитражных испытаниях, а также инспекционном контроле за сертифицированной электрической энергией продолжительность непрерывных измерений ПКЭ должна составлять не менее 7 сут.

Органы государственного надзора за соблюдением обязательных требований государственных стандартов и органы государственного энергетического надзора устанавливают продолжительность непрерывных измерений ПКЭ по своему усмотрению, но не менее одних суток.

Соответствие установленным нормам проверяется по результатам измерений ПКЭ за каждые 24 ч в отдельности. При этом суммарный перерыв в измерениях ПКЭ за сутки, включая длительность провалов, перенапряжений и отключений прибора, должен составлять не более 5 мин.

При претензионных испытаниях электрической энергии общая продолжительность непрерывных измерений ПКЭ устанавливается соглашением между энергоснабжающей организацией и потребителями и должна составлять не менее одних суток.

Энергоснабжающая организация должна проводить периодический контроль качества поставляемой потребителям ЭЭ. Потребитель

по своему усмотрению проводит контроль любых ПКЭ, установленных ГОСТ 13109–97, и обязан проводить периодический контроль КЭ по тем показателям, источником ухудшения которых он является (ГОСТ 13109–97, приложение Е).

При периодическом контроле КЭ рекомендуется, чтобы общая продолжительность непрерывного контроля ПКЭ составляла 7 сут.

Допускается уменьшение общей продолжительности контроля КЭ, если в недельном цикле достоверно определены сутки (несколько суток), результаты измерений КЭ за которые являются репрезентативными для недельного цикла. При этом минимальная продолжительность непрерывного контроля каждого ПКЭ (за исключением длительности провала напряжения) для определения их соответствия требованиям НД должна быть не менее 24 ч.

Интервал между очередными измерениями ПКЭ при периодическом контроле КЭ устанавливается энергоснабжающей организацией и должен составлять:

- для установившегося отклонения напряжения не реже двух раз в год в зависимости от сезонного изменения нагрузок в распределительной сети центра питания, а при наличии автоматического встречного регулирования напряжения – не реже 1 раза в год. При незначительной динамике максимальной нагрузки ЦП (не более 10 % за год) и при отсутствии существенных изменений в электрической схеме сети и ее элементах в процессе эксплуатации допускается увеличивать интервал времени между двумя контрольными проверками установившегося отклонения напряжения, но не реже 1 раза в два года;

- для остальных ПКЭ за исключением отклонения частоты и длительности провала напряжения не реже одного раза в два года при отсутствии изменений электрических схем сети и ее элементов в процессе эксплуатации и при незначительных изменениях нагрузки потребителя, ухудшающего КЭ.

Периодический контроль отклонений частоты при отсутствии организованного в энергоснабжающей организации постоянного контроля этого ПКЭ рекомендуется проводить не реже 2-х раз в год в режимах наибольших и наименьших годовых нагрузок. Интервал между контрольными проверками допускается увеличивать, но не реже 1 раза в два года.

Периодический контроль установившегося отклонения напряжения рекомендуется проводить одновременно во всех выбранных в рассматриваемой электрической сети пунктах контроля.

Если центр питания и распределительная электрическая сеть принадлежат разным энергоснабжающим организациям, то сроки проведе-

ния периодического контроля КЭ в этих организациях целесообразно согласовывать.

Продолжительность непрерывного контроля КЭ для определения ТУ на присоединение и договорных условий электроснабжения должна составлять не менее 24 ч и устанавливаться энергоснабжающей организацией таким образом, чтобы включить характерные суточные изменения ПКЭ в недельном цикле.

При допуске в эксплуатацию электроустановок потребителя, являющихся источниками ухудшения КЭ в ТОП, контроль ПКЭ требуется проводить до и после подключения этих электроустановок потребителя. Общая продолжительность измерений ПКЭ до и после подключения должна устанавливаться энергоснабжающей организацией с учетом характерных суточных изменений ПКЭ в недельном цикле и составлять не менее двух суток

7.11. Выбор пунктов контроля показателей качества электроэнергии

Контроль ПКЭ следует производить в точках электрической сети, к которым присоединяются электрические сети или электроприемники потребителей. При этом требования к КЭ устанавливаются для границы раздела балансовой принадлежности энергоснабжающей организации и потребителей и фиксируются в договоре на пользование электрической энергией. Допускается в электрических сетях энергоснабжающей организации производить контроль ПКЭ не во всех узлах или центрах питания, а лишь в точках, являющихся характерными для данной электрической сети. Так, согласно решению «О порядке введения обязательной сертификации электрической энергии» и приказу № 126 от 15.04.1998 г. Минтопэнерго РФ «О сертификации электрической энергии» предлагается на первом этапе рассмотреть заявки на проведение сертификации на 20 % источников питания энергоснабжающих организаций. В связи с чем, перед энергоснабжающими организациями (АО-энерго) ставятся следующие задачи:

1. Издание распорядительного документа о порядке выполнения постановления Правительства РФ от 13 августа 1996 г. № 1013, совместного решения Госстандарта РФ и Минтопэнерго РФ «О порядке введения обязательной сертификации электрической энергии» от 3 марта 1998 г. и приказа Минтопэнерго РФ «О сертификации электрической энергии».

2. Создание организационной структуры, в рамках действующей в АО-энерго, обеспечивающей управление качеством электрической энергии.

3. Оснащение АО-энерго средствами измерений качества электрической энергии.

4. Пересмотр и внесение дополнений в положения о службах и подразделениях АО-энерго и ПЭС.

5. Пересмотр и внесение дополнений в должностные инструкции.

6. Обучение руководящего персонала подразделений АО/ПЭС в консультационно-учебном центре при Главгосэнергонадзоре России по вопросам управления качеством электрической энергии.

7. Обучение среднего и низшего звена персонала АО/ПЭС по отдельным вопросам управления качеством электрической энергии.

8. Разработка рабочих инструкций АО-энерго по отдельным вопросам управления качеством электрической энергии.

9. Выбор центров питания, предназначенных для сертификации электрической энергии.

10. Проведение измерений показателей качества электрической энергии персоналом АО-энерго в распределительных сетях выбранных центров питания и оформление протоколов испытаний в соответствии с РД 34.15.501-88 и Дополнением №1.

11. Составление заявки на сертификацию электрической энергии и направление ее в уполномоченный орган по сертификации.

Выбор характерных пунктов электрической сети при контроле установившихся отклонений напряжения, согласно «Методическим указаниям по контролю и анализу качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения» (РД 34.15.501-88), утвержденных Главгосэнергонадзором, предлагается осуществлять в следующем порядке:

- сгруппировать линии, отходящие от центра питания (ЦП), по доминирующему характеру графиков нагрузки потребителей (одно-сменные, двухсменные и трехсменные предприятия, коммунально-бытовые, сельскохозяйственные потребители и т. д.),

- выбрать в каждой из групп линий характерные: ближайшие к ЦП и наиболее удаленные от него потребители; потребители с более жесткими требованиями к отклонениям напряжения на границе раздела; потребители с графиком нагрузки, резко отличающимся от общего графика нагрузки трансформатора центра питания.

Выполнение данных требований связано с большими трудностями ввиду большой размерности электрической распределительной сети и случайного характера графиков нагрузки потребителей и параметров режима узлов сети. В связи с этим решение задачи по выбору необходимого числа пунктов контроля КЭ целесообразно решать на основании оценки взаимосвязей между параметрами режима узлов распределительной сети, питаемой от данного ЦП и напряжением в ЦП. В качестве

числовых характеристик этих взаимосвязей можно использовать моменты корреляции вида:

$$\begin{aligned} K(U_{\text{ц}}, P_j) &= \frac{\partial U_{\text{ц}}}{\partial P_j}, \\ K(U_{\text{ц}}, Q_j) &= \frac{\partial U_{\text{ц}}}{\partial Q_j} D(Q_j), \\ K(U_{\text{ц}}, U_j) &= \frac{\partial U_{\text{ц}}}{\partial U_j} D(U_j), \end{aligned} \quad (7.41)$$

где $D(P_j)$, $D(Q_j)$, $D(U_j)$ – дисперсии активной, реактивной нагрузок и напряжений узлов j ,

$\partial U_{\text{ц}}/\partial P_j$, $\partial U_{\text{ц}}/\partial Q_j$, $\partial U_{\text{ц}}/\partial U_j$ – частные производные напряжений ЦП по параметрам режима узлов j , называемые коэффициентами чувствительности.

Рассмотрим нахождение показателей, входящих в выражения (7.41).

Коэффициенты чувствительности по напряжению вида $\partial U_i/\partial U_j$, характеризующие реакцию напряжения узла i на изменение напряжения в узле j , могут быть определены в виде отношения приращений напряжения в узлах при изменениях режима сети. Установившийся режим электрической сети может быть описан в виде балансов активных и реактивных мощностей для каждого узла сети:

$$\begin{aligned} P_i &= U_i^2 g_{ii} + \sum_{i=1}^n U_i U_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}); \\ Q_i &= U_i^2 B_{ii} + \sum_{i=1}^n U_i U_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), \end{aligned} \quad (7.42)$$

где $g_{ii} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \sin \alpha_{ij}$, $B_{ii} \cos \alpha_{ij}$, соответственно, собственные активные

и реактивные проводимости узла i ;

Y_{ij} – модуль комплексной взаимной проводимости между узлами i и j ;

α_{ij} – угол, дополняющий до 90° аргумент комплекса Y_{ij} ;

δ_i, δ_j – аргументы напряжений узлов i и j .

Определение коэффициентов чувствительности вида $\partial U_i/\partial U_j$ может быть сведено к решению уравнений приращений параметров установившегося режима, полученных путем линеаризации уравнений (7.32) (разложением их в ряд Тейлора с учетом только линейных членов разложения). Уравнения приращений узловых мощностей в матричном виде таковы:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial U} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial U} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta U \\ \Delta \delta \end{bmatrix}, \quad (7.43)$$

в которых подматрицы $\left| \frac{\partial P}{\partial U} \right|$ и $\left| \frac{\partial P}{\partial \delta} \right|$ имеют вид

$$\left| \frac{\partial P}{\partial U} \right| = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial U_1} & \frac{\partial P_1}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial U_1} & \frac{\partial P_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial U_n} \end{bmatrix}, \quad \left| \frac{\partial P}{\partial \delta} \right| = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix}.$$

(подматрицы $\left| \frac{\partial Q}{\partial U} \right|$ и $\left| \frac{\partial Q}{\partial \delta} \right|$ аналогичны).

Исходный установившийся режим определяется путем решения системы уравнений (7.42) любым известным методом. Приращение режима по отношению к установившемуся режиму производится по уравнениям (7.33) следующим образом. Предположим, что отклонение напряжения в узле j вызвано изменением реактивной мощности узла j на величину ΔQ_j . В этом случае получат приращение напряжения не только в узле j на величину ΔU_j , но и в узлах i на величину ΔU_i :

$$\Delta U_i = \frac{A_{i,n+j}}{D} \Delta Q_j, \quad (7.44)$$

$$\Delta U_j = \frac{A_{j,n+i}}{D} \Delta Q_j,$$

где $A_{j,n+i}$ и $A_{i,n+j}$ – алгебраические дополнения квадратной матрицы уравнения (7.43) после соответствующих матричных преобразований,

D – определитель преобразований квадратной матрицы уравнения (7.43).

Тогда значения коэффициентов чувствительности по напряжениям можно приближенно определить следующим образом:

$$\frac{\partial U_i}{\partial U_j} \approx \frac{\Delta U_i}{\Delta U_j} = \frac{A_{i,n+j}}{A_{j,n+i}}. \quad (7.45)$$

Таким образом, находя последовательно алгебраические дополнения по одной и той же строке $n + j$ и разным столбцам от 1 до n и принимая отношение (7.45), можно получить матрицу коэффициентов чувствительности вида $\partial U_i / \partial U_j$. Для определения коэффициентов чувствительности вида $\partial U_i / \partial P_j$ и $\partial U_i / \partial Q_j$ поступим следующим образом. Выразим вектор зависимых переменных в уравнении (7.43):

$$\left| \frac{\Delta U}{\Delta \delta} \right| = - \left| \begin{array}{cc} \frac{\partial P}{\partial U} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial U} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{array} \right| \times \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (7.36)$$

С учетом зависимости

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{\partial U}{\partial P} \Delta P + \frac{\partial U}{\partial Q} \Delta Q, \\ \Delta \delta &= \frac{\partial \delta}{\partial P} \Delta P + \frac{\partial \delta}{\partial Q} \Delta Q. \end{aligned} \quad (7.47)$$

После преобразований получаем следующее соответствие квадратных матриц:

$$\left| \begin{array}{cc} \frac{\partial U}{\partial P} & \frac{\partial U}{\partial Q} \\ \frac{\partial \delta}{\partial P} & \frac{\partial \delta}{\partial Q} \end{array} \right| = - \left| \begin{array}{cc} \frac{\partial P}{\partial U} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial U} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{array} \right|^{-1}. \quad (7.38)$$

Следовательно, элементы интересующих нас подматриц $\left| \frac{\partial U}{\partial P} \right|$ и $\left| \frac{\partial U}{\partial Q} \right|$ находятся на соответствующих местах обратной квадратной матрицы уравнения (7.43).

Дисперсии $D(P_j)$ и $D(Q_j)$ могут быть определены путем статистической обработки режимов электропотребления (например, суточных графиков активной и реактивной нагрузок) в узлах электрической распределительной сети. В ряде случаев возможно использование обобщенной статистической информации по отраслевой принадлежности потребителей, их структуре, ритму работы и т. д.

Дисперсии напряжений узлов распределительной сети $D(U_j)$ могут быть вычислены по данным выборочного инструментального обследования напряжения узла i при следующих допущениях: напряжения узлов i и j связаны линейной зависимостью, закон распределения случайных величин U_i и U_j является нормальным.

С учетом сделанных допущений, при известной дисперсии $D(U_i)$ дисперсия узла j определяется по выражению

$$D(U_j) = D(U_i) \cdot \left(\frac{\partial U_i}{\partial U_j} \right)^2. \quad (7.49)$$

Критерием наибольшего влияния параметров режима узла j на режим напряжения ЦП можно считать величину рангового коэффициента K_p :

$$K_p = |K(U_{ц}, U_j) \cdot K(U_{ц}, P_j) K(U_{ц}, Q_j)|. \quad (7.50)$$

Определение минимального числа характерных узлов распределительной сети для проведения контроля КЭ по показателю «установившееся отклонение напряжения» можно производить, используя критерий (7.40), путем ранжирования всех узлов по степени убывания влияния их параметров режима на напряжение ЦП с последующим отсеиванием «малозначительной информации». Отсеивание (или сжатие) информации целесообразно производить с использованием известных методов математической статистики.

7.12. Приборы контроля качества электрической энергии

Специализированные приборы контроля ПКЭ допускаются для проведения энергетических обследований только в случае признания их пригодными к применению органами стандартизации и метрологии, прошедшие аттестацию в органах стандартизации и метрологии, включаются в Госреестр и могут быть использованы для обоснования финансовых претензий энергоснабжающей организации и потребителя. Приборы контроля ПКЭ, не входящие в Госреестр, могут быть использованы только в научных или технических целях для нужд самой организации. Рассмотрим характеристики некоторых приборов контроля ПКЭ.

Приборы контроля ПКЭ, включенные в Госреестр или находящиеся на стадии госиспытаний в настоящее время

1. *Измерительно-вычислительный комплекс с ИВК «Омск».* Предназначен для измерения следующих ПКЭ:

- установившееся отклонение напряжения;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Абсолютная погрешность прибора не превышает 0,2 в единицах измеряемой величины по каждому ПКЭ.

Прибор позволяет получать гистограммы ПКЭ и значения относительного времени превышения нормального допускаемого значения T_1 (%) и предельного допускаемого значения T_2 (%) для каждого измеряемого за сутки. При соблюдении условий $T_1 < 5$ и $T_2 = 0$ требования ГОСТ 13109–97 выполняются.

Гистограммы и значения T_1 и T_2 за каждые 24 ч выводятся на печать, по результатам которых оформляется протокол испытаний ПКЭ по заданной форме. Гистограмма показывает вероятность попадания значения ПКЭ в интервал возможных изменений значений показателя за период его измерения. По данным гистограммы вычисляют вероятные числовые характеристики ПКЭ: математическое ожидание, дисперсию, среднее квадратическое отклонение. Графическое изображение гистограммы ПКЭ (например, установившегося отклонения напряжения) имеет вид, показанный на рис 7.7.

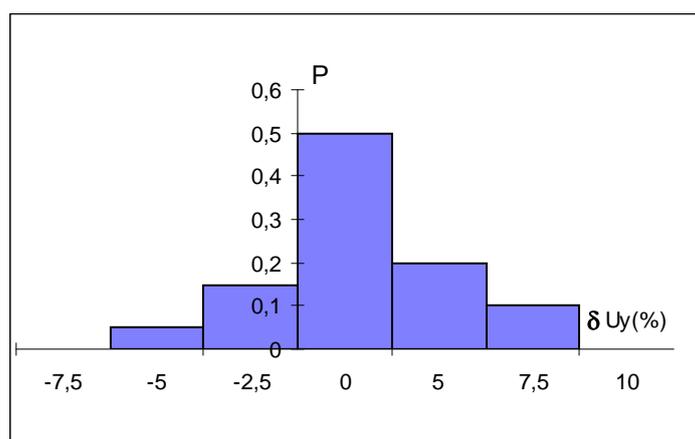


Рис. 7.7

Математическое ожидание установившегося отклонения напряжения $M(\delta U_y)$ характеризует средний уровень напряжения в рассматриваемом пункте сети за контролируемый период времени. Оно может быть определено из гистограммы по формуле

$$M(\delta U_y) = \sum_{i=1}^k \overline{\delta U_{yi}} \cdot P_i(\%), \quad (7.51)$$

где k – число разрядов гистограммы;

δU_{yi} – значение середины i -го интервала;

P_i – вероятность попадания отклонения напряжения в i -й интервал.

Рассеяние отклонения напряжения относительно математического ожидания характеризуется дисперсией. Она равна математическому ожиданию квадрата отклонений случайной величины от ее среднего значения. По гистограмме дисперсия определяется по формуле

$$D(\delta U_y) = \sigma^2(\delta U_y) = \sum_{i=1}^k \left[\overline{\delta U_{yi}}^2 \cdot P_i \right] - [M(\delta U_y)]^2 \%, \quad (7.52)$$

где $\sigma(\delta U_y)$ – среднее квадратическое или стандартное отклонение.

Пример 7.1. По данным гистограммы, изображенной на рис. 7.7, определить соответствие ПКЭ по установившемуся отклонению напряжения требованиям ГОСТ 13109-97.

Решение.

Определяем математическое ожидание установившегося отклонения напряжения по формуле (7.41)

$$M(\delta U_y) = (-3,75) \cdot 0,05 + (-1,25) \cdot 0,15 + 1,25 \cdot 0,5 + 3,75 \cdot 0,2 + 6,25 \cdot 0,1 = 1,625 \%$$

Определяем дисперсию установившегося отклонения напряжения по формуле (7.42)

$$D(\delta U_y) = (-3,75)^2 \cdot 0,05 + (-1,25)^2 \cdot 0,15 + 1,25^2 \cdot 0,5 + 3,75^2 \cdot 0,2 + 6,25^2 \cdot 0,1 - 1,625^2 = 5,8 (\%)^2$$

Определяем среднеквадратическое отклонение по выражению

$$\sigma(\delta U_y) = \sqrt{D(\delta U_y)} = \sqrt{5,8} = 2,41(\%)$$

Определяем значения относительного времени превышения нормального допускаемого значения T_1 и предельного допускаемого значения T_2 данного ПКЭ:

$$T_1 = 10 (\%), \quad T_2 = 0 (\%)$$

Таким образом, превышен показатель T_1 , следовательно требования ГОСТ 13109–97 по установившемуся отклонению напряжения не выполняются.

2. Измерительные многофункциональные программируемые переносные приборы контроля КЭ ППК-1-50 и ППКЭ-2-50.

Приборы контролируют основные ПКЭ путем их измерения и статистической обработки, сохранения полученных данных для анализа, сопоставления с нормативными значениями и составления протокола измерений.

Прибор ППКЭ-1-50 осуществляет измерение и коммерческий учет следующих ПКЭ:

- отклонение частоты,
- установившееся отклонение напряжения,
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения,
- коэффициенты n -й гармонической составляющей напряжения,
- коэффициенты несимметрии по напряжению.

Прибор ППКЭ-2-50 осуществляет измерение и ведет протокол по следующим показателям:

- длительность провалов,
- экстремальные значения провалов и перенапряжения,
- амплитуда и длительность импульсов напряжения.

Приборы имеют идентичное конструктивное исполнение и следующие характеристики:

- потребление, не более 3 Вт;
- погрешность, не более 0,2 %;
- входное сопротивление, не менее 0,5 Мом;
- вес прибора, не более 1,5 кг.

Приборы имеют программное обеспечение для параллельной работы с РС IBM.

3. Анализатор электропотребления AR, 5М. Контроль количества и качества электроэнергии (Испания).

Анализатор предназначен для измерения, записи и анализа параметров режима трехфазных электрических сетей при выполнении следующих работ:

- энергетическое обследование организаций;
- определение ПКЭ;
- оптимизация графиков нагрузки потребителей;
- выбор электрооборудования;
- проектирование помехозащитных схем;
- выбор компенсирующих устройств;
- поверка счетчиков электроэнергии.

Регистрируемые параметры прибора:

- фазные напряжения;
- фазные токи;
- высшие гармоники напряжения и токов до 15 порядка;
- частота сети;
- $\cos \varphi$ в каждой фазе и его среднее значение;
- активная мощность в каждой фазе и суммарная;
- реактивная мощность в каждой фазе и суммарная;
- потребленная активная энергия;
- потребленная реактивная энергия.

Номинальный измеряемый ток: от 5 до 2000 А (в зависимости от используемых клещей).

Вес прибора – 2,85 кг.

Анализатор подключается к любому потребителю посредством токоизмерительных клещей и зажимов для подключения напряжений трехфазной сети. Мгновенные значения токов и напряжений измеряются и обрабатываются микропроцессором. Измеренные параметры отображаются на дисплее и периодически записываются в память с частотой, определяемой пользователем. Содержание памяти переносится на компьютер и анализируется с помощью специального программного

обеспечения. При этом не требуется отключения прибора от исследуемого объекта.

4. Приборы, выпускаемые с 1983 г. Житомирским ПО «Электроизмеритель».

Приборы предназначены для измерения отдельных ПКЭ и имеют помимо цифровых индикаторов измеряемых величин, аналоговые выходы, позволяющие подключать к ним самописцы или специальное устройство по статистической обработке информации.

Состав приборов следующий:

- Ф 4340 – установившихся отклонений напряжений прямой последовательности основной частоты и коэффициента несимметрии напряжений обратной последовательности,
- 43203 – измеритель установившегося отклонения напряжения,
- 43204 – предназначен для измерения напряжений и токов обратной и нулевой последовательности в трехфазной сети и узлов их сдвига,
- 43250 – предназначен для измерения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициентов n -й гармонической составляющей напряжения,
- 43401 – для измерения статистических характеристик сигналов, поступающих с четырех вышеперечисленных приборов. С помощью прибора можно получить гистограмму ПКЭ по 16-ти интервалам, математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение показателя. Значение сигнала измеряется каждые 0,2 с. Продолжительность непрерывной работы прибора 43401, как приборов 43203, 43204 и 43250 – до трех суток.

Приборы контроля ПКЭ, не включенные в Госреестр

1. Анализатор параметров режима электрической сети DRANETZ PP1-8000 (США).

Действие прибора основано на комплексной оценке параметров режима электрической сети с применением микропроцессорной обработки сигнала. Прибор записывает на дискету, отображает на мониторе и выдает на печать параметры установившихся и переходных режимов электрической сети. Возможно отображение и обработка записанной информации на внешнем компьютере. При анализе установившегося режима регистрируется следующая информация:

- фазные и линейные напряжения;
- фазные токи и ток нулевого провода;
- фазные активные мощности и суммарная активная мощность;

- фазные реактивные мощности и суммарная реактивная мощность;
- фазные полные мощности и суммарная полная мощность;
- $\cos \varphi$ в каждой фазе и его среднее значение;
- частота сети;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой тока;
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения до 50-й включительно;
- коэффициент n -й гармонической составляющей тока до 50-й включительно.

Помимо цифровой информации отображается следующая графическая информация:

- векторные диаграммы напряжений и токов;
- осциллограммы фазных напряжений и токов;
- спектральный состав внешних гармоник напряжений и токов.

Анализатор может работать в режиме непрерывной регистрации сутки и более.

7.13. Влияние показателей качества электроэнергии на работу электропотребителей

Отклонение ПКЭ от нормативных или оптимальных значений проявляется в виде экономического ущерба у потребителей электрической энергии. Данный ущерб имеет электромагнитную и технологическую составляющие. Электромагнитная составляющая определяется в основном дополнительными потерями активной мощности и энергии и сокращением ресурса электрооборудования ввиду ускоренного старения изоляции. Технологическая составляющая ущерба связана с увеличением длительности производственного процесса, со снижением производительности электрооборудования, и следовательно, с увеличением удельного электропотребления на единицу произведенной продукции.

Различные ПКЭ оказывают неодинаковое влияние на режим работы потребителей и экономический ущерб при их нарушении. Рассмотрим данное влияние от отдельных ПКЭ.

7.13.1. Влияние установившихся отклонений напряжения

Установившиеся отклонения напряжения оказывают наиболее существенное влияние из всех ПКЭ на работу потребителей. Рассмотрим это влияние для различных электропотребителей.

Электрическое освещение

Ущерб при положительных отклонениях напряжения происходит из-за сокращения срока службы ламп. При $\delta U_y = 10\%$ срок службы ламп сокращается примерно в 3 раза. Ущерб от пониженного отклонения напряжения связан со снижением производительности труда ввиду снижения освещенности.

Асинхронные двигатели

Отклонения напряжения вызывают дополнительные потери активной мощности, дополнительное потребление реактивной мощности, сокращение срока службы изоляции, снижение производительности механизмов и увеличения удельного расхода электроэнергии ввиду увеличения длительности технологического процесса. При отрицательных значениях отклонений напряжения увеличение тока пропорционально снижению напряжения, а увеличение потерь активной мощности пропорционально квадрату снижения напряжения. В случае повышения напряжения на 1 % реактивная мощность, потребляемая асинхронным двигателем, увеличивается в среднем на 3 %. Следует отметить, что зависимость потерь активной и реактивной мощности от отклонений напряжения в значительной степени зависит от коэффициента загрузки K_z двигателя.

Электротермическое оборудование

Снижение напряжения приводит к ухудшению температурного режима, увеличению продолжительности технологического процесса и перерасходу электроэнергии. Например, для дуговых сталеплавильных печей снижение напряжения на 5 % приводит к снижению производительности печи на 10 %.

Электролизное производство

Отрицательные значения установившегося отклонения напряжения приводят к снижению производительности электролизных ванн и повышению удельных расходов электроэнергии. При снижении напряжения на 10 % производительность электролизных ванн также снижается на 10 %.

7.13.2. Влияние размахов изменения напряжения

Данный ПКЭ характеризуется колебаниями напряжения сети. Источниками колебаний напряжения в электрических сетях являются электропотребители с резкопеременным режимом работы: дуговые сталеплавильные печи, электроприводы прокатных станов, электродуговая и контактная сварка и т. п. Колебания напряжения отрицательно сказыв-

ваются на зрительном восприятии человека и снижении ввиду этого производительности труда. Колебания напряжения сказываются на увеличении брака некоторых видов продукции из-за нарушения технологического процесса, на режимах работы систем автоматики и регулирования.

7.13.3. Влияние несинусоидальности напряжения

Несинусоидальность напряжения неблагоприятно влияет на электрооборудование, автоматику и релейную защиту, системы учета электроэнергии. Данное влияние проявляется в виде дополнительных потерь активной и реактивной мощностей, затруднения компенсации реактивной мощности с помощью батарей конденсаторов, сокращения срока службы изоляции электрооборудования, создания электромагнитных помех системам автоматики, защиты, связи. Уровень дополнительных активных потерь от высших гармоник в сетях электрических систем составляет 2–4 % потерь при синусоидальном напряжении. В сетях предприятий, а также электрифицированного железнодорожного транспорта эти потери могут достигать 10–15 %.

Во многих электрических сетях различных напряжений с источниками высших гармоник батареи конденсаторов практически не работают: они или отключаются защитой от перегрузок по току, или выходят из строя в результате вспучивания, а иногда и взрывов. Это связано с возникновением резонанса на частоте какой-либо из гармоник, имеющейся в амплитудном спектре напряжения сети. Резонансные контуры образуются емкостью батарей конденсаторов и индуктивностью сети.

На рис/ 7.8, *а* и *б* представлены обобщенная однолинейная схема подстанции промышленного предприятия и источником гармоник ИГ и эквивалентная схема замещения для n -й гармоники (без учета активных сопротивлений). На рис. 7.8 обозначено [22]:

- H_1 – нагрузка трансформатора T_{p1} , к шинам низшего напряжения которого подключена батарея конденсаторов емкостью C_H ;
- H_2 – нагрузка трансформатора T_{p2} ;
- D – электродвигатели;
- C_B – емкость конденсаторной батареи на шинах высшего напряжения подстанции;
- $X_{H(n)}$, $X_{T1(n)}$ – индуктивные сопротивления соответственно нагрузки H_1 и трансформатора T_{p1} на частоте n -й гармоники;
- $X_{T2(n)}$ – индуктивное сопротивление трансформатора T_{p2} с учетом нагрузки H_2 на частоте n -й гармоники;
- $X_{D(n)}$ – индуктивное сопротивление двигателя на частоте n -й гармоники;

- $X_{c(n)}, X_{p(n)}$ – индуктивное сопротивление системы и реактора на частоте n -й гармоники;
- $X_{cH(n)}, X_{cB(n)}$ – емкостные сопротивления конденсаторных батарей соответственно на стороне низшего и высшего напряжений подстанции.

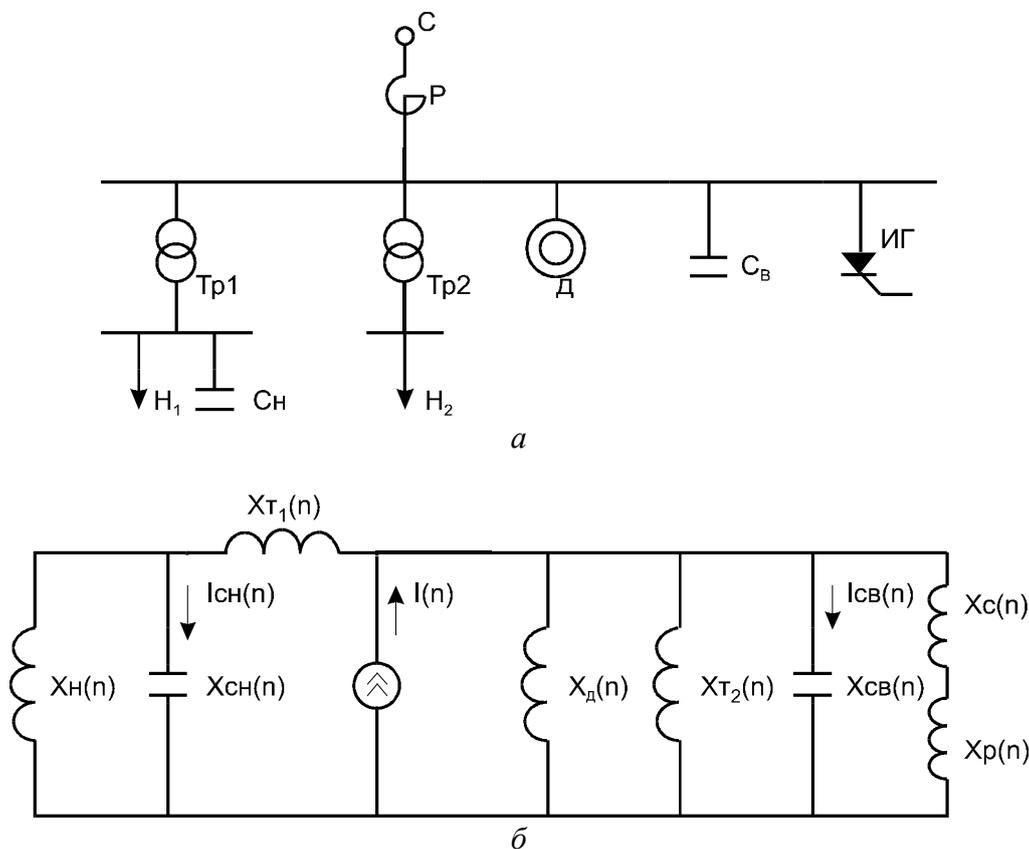


Рис. 7.8

Ток n -й гармоники в цепях батарей $I_{cB(n)}$ и $I_{cH(n)}$ может быть представлен в виде

$$\begin{aligned} I_{cB(n)} &= K_{B(n)} \cdot I_n, \\ I_{cH(n)} &= K_{H(n)} \cdot I_n, \end{aligned} \quad (7.53)$$

где $K_{B(n)}, K_{H(n)}$ – коэффициенты кратности тока n -й гармоники, определяющие долю тока n -й гармоники $I(n)$ источника высших гармоник.

Рассмотрим ряд типичных случаев установки конденсаторных батарей на подстанциях с источниками гармоник.

1. Батареи подключены только к шинам высшего напряжения подстанции.

Сопротивление нагрузки подстанции согласно схеме замещения (рис. 7.8)

$$X_{\Pi(n)} = \frac{X_{T2(n)} \cdot X_{D(n)}}{X_{T2(n)} + X_{D(n)}}.$$

Коэффициент кратности тока можно получить после следующих преобразований схемы (рис. 7.9):

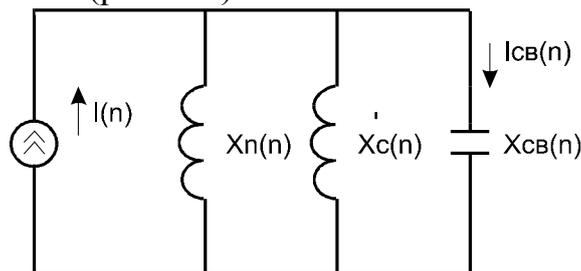


Рис. 7.9

где $X_{c'(n)} = X_{c(n)} + X_{p(n)}$;

$$X_{CB(n)} = \frac{X_{\Sigma\Delta}}{X_{\Sigma\Delta} - X_{CB(n)}},$$

где

$$X_{\Sigma\Delta} = \frac{X_{\Pi(n)} \cdot X_{c'(n)}}{X_{\Pi(n)} + X_{c'(n)}}.$$

Тогда

$$X_{CB(n)} = I_n \frac{X_{\Sigma\Delta}}{X_{\Sigma\Delta} - X_{CB(n)}}.$$

Следовательно, коэффициенты кратности $K_{B(n)}$ будут равны

$$X_{B(n)} = I_n \frac{X_{\Sigma\Delta}}{X_{\Sigma\Delta} - X_{CB(n)}}. \quad (7.54)$$

Условие резонанса токов на частоте n -й гармоники будет

$$X_{\Sigma\Delta} = X_{CB(n)}, \quad (7.55)$$

что без учета активного сопротивления сети на частоте n -й гармоники $R_{\Sigma\Delta}$ привело бы к стремлению тока батареи $I_{CB(n)}$ к бесконечности. При учете эквивалентного активного сопротивления сети $R_{\Sigma\Delta}$, ток n -й гармоники через батарею конденсаторов при резонансе будет приближенно равен

$$I_{CB(n)} \approx I_n \frac{X_{\Sigma\Delta}^2}{R_{\Sigma\Delta} \cdot X_{CB(n)}}. \quad (7.56)$$

Ток n -й гармоники в конденсаторной батарее, согласно [22], может быть также определен по следующей формуле:

$$I_{CB(n)} \approx I_{H.6} \frac{S_{np}}{\sqrt{(n)Q_{кб} \cdot K_r}}, \quad (7.57)$$

где $I_{н.б}$ – номинальный ток батареи конденсаторов;
 $S_{пр}$ – полная мощность источника гармоник-преобразователя;
 $Q_{кб}$ – номинальная мощность батареи конденсаторной батареи;
 $K_r = R_{э(n)} / X_{э(n)}$.

При $K_r = 0,1-0,3$, что характерно для промышленных электросетей 6–10 кВ, и соизмеримых мощностях преобразователя и батареи конденсаторов ток гармоник даже весьма высоких порядков в батарее может быть близким к номинальному току. Токи 5, 7, 11 и 13 гармоник при резонансе могут превосходить соответствующие токи источника в 5–6 раз.

2. Батареи подключены к шинам низшего напряжения цехового трансформатора

В этом случае, пользуясь схемой рис. 7.8, выражение для коэффициента кратности можно представить в виде

$$K_{H(n)} = \frac{X_{э(n)\Sigma} \cdot X_{H(n)}}{(X_{э(n)\Sigma} + X_{Т1(n)}) (X_{H(n)} - X_{CH(n)}) - X_{H(n)} \cdot X_{CH(n)}}. \quad (7.58)$$

Здесь обозначено

$$X_{э(n)\Sigma} = \frac{X_{C'(n)} \cdot X_{П(n)}}{X_{C'(n)} + X_{П(n)}}.$$

Условие резонанса токов на частоте n -й гармоники

$$X_{CH(n)} = \frac{X_{H(n)} (X_{э(n)\Sigma} + X_{Т1(n)})}{X_{H(n)} + X_{э(n)\Sigma} + X_{Т1(n)}}. \quad (7.59)$$

Из формул (7.58) и (7.59) следует, что резонанс токов (или близкий к нему режим) на частоте 11-й и 13-й гармоник возможен в цепях трансформаторов мощностью 1000 кВа при мощностях батарей в пределах 65–200 кВар, а для трансформаторов 1600 кВа при мощностях батарей в пределах 87–300 кВар. Резонанс токов на частотах 5-й и 7-й гармоник может возникнуть при больших мощностях батарей.

7.13.4. Влияние несимметрии напряжений

Источниками несимметрии напряжений в электрических сетях являются мощные однофазные потребители (индукционные плавильные и нагревательные печи, сварочные агрегаты, коммунально-бытовая нагрузка и др.), а также трехфазные потребители, длительно работающие в несимметричном режиме. При несимметрии напряжений происходит увеличение потребления активной и реактивной мощностей, увеличение потерь электроэнергии, снижение ресурса электрооборудования, снижение вращающего момента асинхронных двигателей и производительности механизмов.

Дополнительные потери активной мощности, обусловленные несимметрией напряжений по обратной последовательности, определяются выражением [21]:

$$\Delta P_2 = \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot r_2 \cdot K_{2u}^{*2}}{X_2^2}, \quad (7.60)$$

где r – активное сопротивление;

X_2 – реактивное сопротивление обратной последовательности;

$$K_{2u}^{*2} = \frac{U_2}{U_{\text{НОМ}}},$$

U_2 – напряжение обратной последовательности.

Расчеты показывают, что при $K_{2u}^* = 0,02$, относительное увеличение потерь $\Delta P_2/\Delta P_{\text{НОМ}}$ для асинхронных двигателей составляет порядка 2–4 %, для трансформаторов порядка 1–4 %, для синхронных двигателей около 4 %.

Сокращение срока службы изоляции составляет от 2 до 16 % в зависимости от вида оборудования и стабильного уровня несимметрии напряжений.

Напряжения обратной последовательности создают вращающий момент двойной частоты, направленный в противоположном направлении моменту вращения ротора электрической машины, т.е. создают тормозной электромагнитный момент.

В асинхронных двигателях уменьшение полезного вращающего момента A при известном скольжении S пропорционально квадрату относительного значения коэффициента несимметрии напряжений по K_{2u}^* [21]:

$$A = \frac{S}{2-S} \cdot \frac{Z_{1A}^2}{Z_{2A}^2} \cdot (K_{2u}^*)^2, \quad (7.61)$$

где Z_{1A} , Z_{2A} – полные сопротивления прямой и обратной последовательностей электродвигателя.

Снижение вращающего момента асинхронного двигателя при $K_{2u}^* = 0,05-0,06$ составляет порядка 2,5–3,5 %, т. е. весьма незначительно.

При несимметрии напряжений в синхронных машинах, наряду с возникновением дополнительных потерь и нагревом статора и ротора, могут начаться опасные вибрации, вызванные вращающимися моментами, пульсирующими с двойной частотой. Эти моменты появляются как следствие взаимодействия магнитных потоков, созданных токами обратной последовательности в цепях статора и ротора, а также потоков, обусловленных токами прямой последовательности. При значительной несимметрии напряжений вибрация может оказаться опасной и вызывать разрушения сварных соединений.

7.14. Взаимоотношения потребителей и энергоснабжающих организаций в области обеспечения показателей качества электрической энергии

Нормы ПКЭ по ГОСТ 13109–97 подлежат включению в технические условия на присоединение потребителей электрической энергии и в договора на пользование электрической энергией, заключаемые потребителем с энергоснабжающей организацией. При этом для обеспечения норм стандарта допускается устанавливать в технических условиях на присоединение потребителей, являющихся виновниками ухудшения ПКЭ, и в договорах на пользование электрической энергией с такими потребителями более жесткие нормы (с меньшим диапазоном изменения соответствующих ПКЭ), чем установлены в настоящем стандарте.

7.15. Управление качеством электрической энергии

Под управлением КЭ понимается выполнение необходимых организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение заданных требований к КЭ. К организационным мероприятиям относятся:

1. Применение рациональных схем электроснабжения:
 - 1.1. Выбор оптимальной конфигурации сети (радиальная, замкнутая).
 - 1.2. Уменьшение числа ступеней трансформации в сети.
 - 1.3. Секционирование сети.
 - 1.4. Снижение протяженности сетей напряжением 0,4 и 6 – 10 кВ.
 - 1.5. Устройство перемычек между цеховыми трансформаторами на напряжении 0,4 кВ.
 - 1.6. Подключение источников электромагнитных помех и резкопеременной нагрузки на отдельные трансформаторы или электрически удаленные секции шин, а также к расщепленным обмоткам трансформаторов.
 - 1.7. Применение специальных схем включения вентильных преобразователей.
 - 1.8. Равномерное распределение нагрузок по фазам.
 - 1.9. Применение специальных схем соединения обмоток трансформаторов.
 - 1.10. Применение схемных решений, приводящих к увеличению мощности КЗ, таких как объединение расщепленных обмоток низшего напряжения трансформаторов или попарного включения на параллельную работу расщепленных обмоток.
2. Применение автоматического регулирования трансформаторов, компенсирующих устройств, синхронных двигателей, вентильных преобразователей, тиристорных источников реактивной мощности.
3. Регулирование графика нагрузки и режимов электропотребления.

4. Эксплуатационные мероприятия по улучшению КЭ, отраженные в виде должностных инструкций, оперативных и ремонтных схем электрооборудования, утвержденных планов мероприятий по улучшению КЭ.

5. Система экономического и материального стимулирования предприятия и работников энергетических служб, обеспечивающая повышение КЭ.

К техническим мероприятиям относится применение специальных технических средств или мероприятий, требующих значительных капитальных вложений.

К техническим средствам по управлению установившимися отклонениями напряжения относятся:

- применение трансформаторов с РПН как для централизованного, так и для местного регулирования напряжения;
- выполнение схемы глубокого ввода на предприятии;
- реконструкция ЛЭП путем замены или расщепления проводов или путем перехода с воздушной на кабельную ЛЭП;
- установка устройств продольной и поперечной емкостной компенсации, синхронных компенсаторов, источников реактивной мощности с вентильным управлением, шунтирующих реакторов;
- замена части асинхронных двигателей на предприятии синхронными двигателями;
- применение линейных регуляторов напряжения на ЛЭП или на вторичной обмотке силового трансформатора.

К техническим средствам по управлению размахом изменения напряжения относятся:

- установка трансформаторов большей мощности или с расщепленной обмоткой низшего напряжения для подключения резкопеременной нагрузки;
- усиление коммутационного оборудования на распределительных устройствах ввиду необходимости повышения значения мощности КЗ для снижения отрицательного влияния колебаний напряжения на потребителей;
- применение сдвоенных реакторов для разделения питания нагрузок с резкопеременным и спокойным характером;
- применение продольно-поперечных компенсирующих устройств, в том числе быстродействующих статических компенсирующих устройств на тиристорной основе;
- применение специальных стабилизирующих устройств, работающих на принципах ферромагнитного усилителя.

К техническим средствам по управлению несинусоидальностью напряжения относятся:

- применение фильтро-компенсирующих устройств;
- применение вентильных преобразователей с использованием многофазных схем выпрямления (6, 12, 24-фазные схемы и выше);
- использование специальных анодных трансформаторов при подключении к сети вентильных преобразователей;
- применение сглаживающих реакторов или фильтров для снижения пульсаций выпрямленного тока.

К техническим средствам по управлению несимметрией напряжений относятся:

- применение симметрирующих устройств, состоящих из емкостных и индуктивных элементов, которые имеют электрические или электромагнитные связи через трансформаторы или автотрансформаторы;
- применение в низковольтных сетях с нулевым проводом компенсационных симметрирующих устройств, осуществляющих компенсацию тока как нулевой, так и обратной, либо обеих последовательностей вместе.

Вопросы для самопроверки

1. В чем заключаются основные задачи контроля качества электрической энергии?
2. Что понимается под электромагнитной совместимостью систем электроснабжения и электрооборудования?
3. Какие показатели качества электрической энергии Вы знаете?
4. Как можно произвести проверку показателей качества электрической энергии на соответствие их ГОСТ 13109–97?
5. В чем заключается принцип выбор пунктов контроля показателей качества электрической энергии?
6. Какие задачи ставятся перед энергоснабжающими организациями по обеспечению выполнений требований ГОСТ 13109–97 и по проведению сертификации качества электрической энергии?
7. Какие приборы контроля качества электрической энергии Вы знаете? Какие требования предъявляются к данным приборам?
8. Какие методы контроля показателей качества электрической энергии Вы знаете?
9. Как влияют показатели качества электрической энергии на работу различных потребителей?
10. Какие санкции существуют за нарушение требований к качеству электрической энергии? Каков механизм предъявления экономических санкций к нарушителям требований по качеству электрической энергии?
11. Как обеспечивается управление качеством электрической энергии?

8. СТИМУЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Многолетний опыт реализации энергосберегающей политики во многих странах мира и, прежде всего, в странах Международного энергетического агентства свидетельствует о необходимости выработки согласованных и последовательных стимулирующих мер для обеспечения реальных энергосберегающих эффектов. Сами по себе экономические выгоды, получаемые в результате энергосберегающих мероприятий и проектов, очевидные в обоснованиях, оказываются часто недостаточно сильным аргументом в их пользу. Это объясняется рядом причин:

- не все потребители имеют свободные средства, чтобы полностью оплатить приобретение энергоэффективного оборудования и услуги по энергосбережению, даже потенциально быстро окупаемых проектов;
- потребители склонны к ограничению инвестиций в настоящем, несмотря на более высокие расходы в будущем (каждый живет одним днем);
- счета за энергопотребление оплачиваются из собственных средств предприятия, а в качестве инвестиций чаще всего используют заемные средства (решение о займах всегда принимаются трудно).

Поэтому для осуществления реального энергосбережения необходимы весомые дополнительные стимулы, в качестве которых может применяться целый комплекс мер информационного, финансово-экономического и нормативно-правового характера. Комплексность стимулирующих мер обеспечивает охват ими всех субъектов, участвующих в процессе энергосбережения и содержательную полноту этих мер. В качестве субъектов целесообразно выделить следующие группы (см. рис. 8.1).

При всей схожести стимулирующих мер их точная направленность на свою группу влияния позволяет надеяться на успех дела. Очевидно, меры, стимулирующие персонал предприятий, могут быть совершенно непригодны для стимулирования населения.

Содержательно стимулирование энергосбережения во всех случаях должно основываться на известной дуальной схеме:

- поощрение эффективного использования энергоресурсов;
- наказание энергорасточительного поведения.

Двухсторонняя направленность стимулирующих действий в формате:
«поощрение – наказание»;
«скидка – надбавка»;
«премия – штраф»

предоставляет широкий спектр мер для каждого конкретного случая.



Рис. 8.1. Структура групп влияния при стимулировании энергосбережения

Все поле стимулирующих мер может быть условно разделено на три неравных и нечетко определенных сектора:

- информационные стимулы;
- финансово-экономические стимулы;
- нормативно-правовые стимулы.

К информационным мерам следует отнести:

- рекламные кампании, конкурсы, ярмарки, выставки, демонстрационные акции;
- распространение передового опыта;
- повышение квалификации персонала;
- обучение;
- публичная информация о позитивном или негативном опыте.

На начальном этапе вовлечения потребителей в реализацию энергосберегающих программ чрезвычайно важным является предоставление им максимально полной информации (включая примеры из имеющегося позитивного опыта) о том, какие объемы энергоресурсов, а сле-

довательно, и денежных средств могут быть сэкономлены ими; как осуществить это с минимальными затратами финансовых и временных ресурсов; какие льготы предоставляет государство энергопотребителям, реализующим энергосбережение.

В основном на это ориентированы рекламно-информационные кампании, пропагандирующие энергосберегающий стиль жизни, которые проводятся при значительной финансовой поддержке со стороны государства.

Больше всего стимулирует потребителя так называемая сравнительная информация, позволяющая ему оценить свое место как по отношению к стандартному среднестатистическому потребителю, наиболее экономно расходующему топливно-энергетические ресурсы. Такой подход хорошо зарекомендовал себя во многих европейских странах при реализации правительственных программ лучших практических мер по энергосбережению. Например, информация, напечатанная в газете, выпускаемой и распространяемой в городе с населением 30–50 тыс. человек о том, что некий джентльмен в результате приобретения относительно недорогого энергосберегающего оборудования экономит на счетах за энергопотребление приблизительно 100 фунтов стерлингов в год, будет являться чрезвычайно сильным раздражителем для других горожан, хорошо знающим счет деньгам.

Влияние на потребителя информации об энергетических характеристиках того или иного типа электробытового оборудования, позволяющей оценить на длительную перспективу все финансовые выгоды от его приобретения, пока, к сожалению, весьма незначительно. Покупая холодильник, стиральную машину, сушильный агрегат или электрокамин, потребитель в любой стране мира ориентируется на их цену (в последнее время также и на страну сборки), сопоставляя ее со своими сегодняшними финансовыми возможностями, т. е. подтверждает стойкую приверженность настоящему времени. Но в совокупности с рекламно-информационными кампаниями в средствах массовой информации эта мера дает определенные позитивные результаты, о чем свидетельствует ее широкое распространение в странах-членах Международного энергетического агентства (МАЭ).

Финансово-экономические стимулы естественно оказываются наиболее надежным средством обеспечения энергосбережения. В первую очередь это относится к ценам на энергетические ресурсы и тарифам по их поставке. С одной стороны, они должны покрывать затраты энергоснабжающих организаций по производству и транспортировке энергетических ресурсов потребителям в договорных количествах, стандартного качества при заданном уровне надежности, безопасности и экономичности. С другой стороны, цены и тарифы призваны реально

стимулировать энергосбережение, повышение эффективности использования энергоресурсов, снижение потерь. Очевидно, экономические стимулы окажутся тем сильнее, чем большую долю в себестоимости будут иметь расходы на энергетику. Существенную стимулирующую роль совместно с тарифами играет применение системы скидок-надбавок. Скидка к тарифу поощряет потребителя энергоресурса дважды:

- экономится плата за неиспользованную часть энергоресурсов,
- потребленная часть энергоресурса оплачивается по более низкой цене, чем плановая, за счет скидки.

Естественно, установление скидки к тарифу для энергоэффективных потребителей может быть осуществлено лишь за счет увеличения платы по другим, неэффективным потребителям. Для них устанавливается надбавка к тарифу. В идеальном случае за период регулирования сумма скидок должна быть равна сумме надбавок. Разумеется, здесь возникает искушение увеличить сумму надбавок и получить за счет этого дополнительные доходы энергоснабжающей организации. Это нарушает баланс поощрения и наказания и, в конечном счете, приведет к снижению эффективности энергосбережения. Существенное значение имеет норматив, от которого отсчитывается скидка или надбавка. Норматив объективно должен отражать прогрессивный, но реально достижимый уровень энергопотребления на действующем энергетическом оборудовании.

Льготное налогообложение представляет собой мощное средство стимулирования энергосбережения, осуществляемое органами государственной власти. Потребитель энергоресурсов в этом случае получает налоговую льготу или налоговое освобождение на средства, инвестируемые в энергосберегающие проекты и на период реализации этих проектов. Для снижения ставки налога фиксированная сумма инвестиций вычитается из налогооблагаемой базы или определенная часть суммы инвестиций вычитается непосредственно из подоходного налога. Так в Германии, на территории бывшей ГДР, владельцы индивидуальных зданий имеют право в течение 10 лет инвестировать 10 % суммы подоходного налога (до 40 тыс. марок на здание) в мероприятия по повышению их энергоэффективности. Этим достигается преимущественное финансирование энергосбережения. Реализуется один из приоритетов государственной политики.

Дифференцированное налогообложение как более широкая мера стимулирования по отношению к льготам, является широко распространенным во всем мире стимулом. Воздействие на потребителей топливно-энергетических ресурсов для перевода их деятельности на энергосберегающий путь может быть как «поощряющим», так и «наказывающим». К «наказывающим» мерам налоговой политики относится, в ча-

стности, установление высоких налогов на энергоресурсы. В результате потребительская цена энергоресурсов, включающая эти налоги, возрастает и в условиях рынка становится неконкурентоспособной. Доля налогов в стоимости некоторых энергоресурсов в развитых капиталистических странах в 1995 г.

Таблица 8.1

Страна	Доля налогов в стоимости, %	
	Электроэнергия для бытовых потребителей	Товарный бензин
Дания	56,8	70,5
Франция	21	80,2
Норвегия	27,2	-
Швеция	33,4	-
Великобритания	-	73
Германия	-	76,3

Столь высокий уровень налогов на энергоресурсы является мощной стимулирующей мерой для проведения энергосбережения и сокращения чрезмерного потребления.

В стремлении интенсифицировать создание нетрадиционных источников энергии Дания, Норвегия, Нидерланды, Финляндия, Швеция ввели специальный налог на углерод, содержащийся в различных видах органического топлива. В результате этой меры финансовое бремя «энергетических» налогов обратно пропорционально результатам энергосберегающей активности каждого конкретного потребителя.

Финансовая поддержка государством энергосберегающих мероприятий потребителей в виде субсидий, грантов, ссуд широко практикуется во многих западных странах. Именно это стало наиболее распространенной мотивацией для осуществления мер по повышению энергоэффективности. Инвестиционные гранты или прямые субсидии в виде фиксированной суммы или в виде доли от инвестиций (50 x 50 %), или в виде выплат, пропорциональных объему сберегаемой энергии (например, Франция предоставляет гранты в удельном измерении: 400 фр./тут). Для реализации государственных программ поддержки во многих странах введены специальные критерии и приоритетные направления, которым должны соответствовать потребители, претендующие на получение бюджетных средств для реализации энергосберегающих проектов:

- в Австрии – повышение энергетической эффективности жилого сектора;
- в Дании – инвестиционная активность в области энергосбережения предприятиями промышленной сферы и коммерческого сектора;

- в Финляндии – повышение эффективности теплоизоляции жилых зданий;
- в Канаде – ускоренная амортизация ряда наименований энергосберегающего оборудования в промышленности и электроэнергетике;
- во Франции – право ускоренной амортизации распространено на инвестиции в энергосберегающее оборудование.

Инвестиционные субсидии и гранты, предоставляемые правительством энергопотребителям, проводящим мероприятия по энергосбережению, покрывают до 30–35 % капитальной составляющей инвестиционного проекта.

Вместе с тем опыт многих западноевропейских стран показал, что постепенно под влиянием бюджетных ограничений, чрезмерной бюрократичности и сложности самой процедуры получения гранта, масштабы предоставления энергопотребителям грантов под реализацию энергосберегающих проектов в большинстве стран значительно сократилось. Финансовую поддержку часто получали те, кто имеет для этого достаточно собственных средств. В то же время многие потребители, действительно нуждающиеся в субсидировании работ по повышению энергоэффективности, не могли воспользоваться преимуществами этой схемы.

Предоставление льготных займов потребителям, проводящим энергосберегающие мероприятия (прежде всего, владельцы жилых зданий), практикуется во многих странах, что, несомненно, повышает доступность инвестиций для потенциальных получателей. В Германии, например, такие займы предоставляются по ставке на 3 % ниже рыночной. Значительная группа малоимущих и относительно маломасштабных проектов поддержку не получает и их владельцы не только самостоятельно возмещают полную стоимость займа, но и выплачивают проценты по нему, хотя и более низкие.

Получивший широкое распространение во многих странах энергоаудит (энергетическое обследование), результаты которого берут за основу при планировании и проведении энергосберегающих мероприятий, сформировал специфическую форму финансовой поддержки потребителей энергоресурсов. Но поскольку для его проведения привлекаются специализированные независимые консалтинговые фирмы, энергоаудит (обследование) дорог. Особенно дорог для тех категорий потребителей, которые в силу специфики своей деятельности не способны давать большой доход. Услуги экспертов в сочетании с использованием новейшего оборудования и приборов могут достигать нескольких десятков тысяч долларов. Не каждое предприятие может заплатить такие деньги только за то, чтобы узнать о резервах экономии энергии. В связи с этим финансовая поддержка государством

(в основном в виде субсидий) энергетических обследований предприятий оказывается просто необходимой. В некоторых странах (Дания, Финляндия) для повышения привлекательности программ энергосбережения осуществляется 100 %-е субсидирование энергетических обследований. Бесплатные для потребителей энергоаудиты (обследования) ведут к неоправданному расходованию бюджетных средств, поскольку нет гарантии того, что потребители в будущем осуществят рекомендованные инвестиции. Поэтому в ряде стран объем субсидирования аудитов снижен до 50–80 % их стоимости в зависимости от финансового состояния, масштабов проекта и т. п. Даже при ограниченных финансовых возможностях потребителя существует механизм компенсации средств, затраченных внешним инвестором как на энергообследование, так и на реализацию всего энергоэффективного проекта путем снижения уровня оплаты за использование энергоресурсов (схема с привлечением энергосервисных компаний – ЭСКО). Кроме того, по мнению многих специалистов, вложение собственных средств потребителя в проведение энергетического обследования будет дополнительным стимулом для скорейшего внедрения мероприятий по энергосбережению. Подобные же меры существуют в ряде стран для стимулирования специальных образовательных услуг в области энергосбережения. Специальное обучение проходит персонал предприятий, специалисты фирм, экономисты, население, государственные чиновники.

Нормативно- правовое стимулирование само по себе прямого воздействия на энергопотребление или энергосбережение не оказывает. Нормативное воздействие осуществляется через экономические механизмы, через технологии проектирования и эксплуатации, через рыночные механизмы. Нормативно-правовое стимулирование устанавливает основы взаимоотношений субъектов, участвующих в процессе добычи, производства, передачи, транспортировки, распределения, потребления энергоресурсов и утилизации отходов. Этими субъектами являются:

- органы государственной власти;
- производители энергоресурсов;
- потребители энергоресурсов;
- транспортно-сервисные компании;
- население;
- органы местного самоуправления;
- производители оборудования для добычи, производства, передачи и потребления энергоресурсов;
- средства массовой информации.

Нормативно-правовое стимулирование устанавливает:

- границы разрешенного правового поля;

- запрещенные способы, механизмы, технологии и акции.

В странах Международного энергетического агентства реально нашли реализацию следующие формы нормативно-правового регулирования:

- введение и исполнение обязательных и добровольных стандартов энергоэффективности;
- осуществление сертификации продукции, услуг и технологических процессов по критерию энергоэффективности.

Главная роль стандартов энергоэффективности при эксплуатации зданий, так же, как и в сфере электробытовых приборов и оборудования, заключается в практическом закрытии потребительского рынка для зданий и моделей энергооборудования и приборов, не удовлетворяющих определенным нормативным параметрам энергоэффективности.

В Дании, например, стандарты, основанные на показателях максимальной теплопотери зданий, были введены сразу после первого нефтяного кризиса и пересматривались в сторону ужесточения в 1977, 1982 и 1993 гг. О темпах ужесточения говорит тот факт, что последние стандарты предусматривают снижение потребности до 75 % от уровня 1982 г., а к 2005 г. еще в 1,5 раза. Единственная проблема здесь состоит в том, чтобы достигнуть этого результата без резкого повышения стоимости строительных материалов, оборудования и работ.

Обязательные стандарты на электробытовое оборудование и приборы распространены пока не так широко, как для зданий, но в ряде стран эта мера уже оказывает влияние на динамику энергоемкости коммунально-бытового комплекса.

Добровольные стандарты, используемые во многих странах МЭА, основаны на соглашениях между властями и производителями конкретного типа машин и оборудования по их энергоэффективности. Сотрудничество и переговоры во многих случаях дают лучшие результаты, чем система принуждения. Так страны-производители автомобилей (Германия, Франция, Италия, Испания, Великобритания) установили добровольные стандарты удельного расхода топлива для различных типов автомобилей. Намеченные результаты (снижение удельного расхода на 10%) были достигнуты раньше планируемой даты.

Сертификация в системе повышения энергетической эффективности пока только нащупывает свое место в нормативно-правовой сфере. Ее идеология проста – путем заранее оговоренных процедур установить соответствие представленных устройств, приборов, технологических процессов нормам, стандартам энергоэффективности – не вызывает сомнений. Требуется широкая производственная практика применения.

Стимулирование энергоснабжающих организаций должно строиться на основе разработки и реализации энергосберегающих программ. Очевидно, любая программа должна содержать раздел, предусматри-

вающий специальное стимулирование. Построить эффективную систему стимулирования энергосбережения в энергоснабжающей организации не представляет большой проблемы, т. к. основная деятельность организации и ее цели в значительной степени совпадает с целями эффективного использования энергоресурсов. На это направлены нормативно-правовое обеспечение технологических процессов, экономические механизмы и система управления.

Существенным мотивом, противоречащим реальному энергосбережению, является объем производства и отпуска энергоресурсов. Объем доходов и прибылей энергоснабжающей организации зависят от них.

Необходимо искать механизмы, которые бы позволили ограничить доходы энергоснабжающей организации, полученные вследствие выработки энергии сверх объективно необходимого уровня. Такие механизмы сложны, но они известны и успешно действуют в ряде стран мира. Но ведь и действующая сегодня у нас система государственного регулирования цен и тарифов на электрическую и тепловую энергию не менее сложна. Без решения этого главного вопроса невозможно построить эффективную систему стимулирования энергоснабжающих организаций.

Стимулирование предприятий в осуществлении энергосбережения основывается на реализации финансово-экономических механизмов. Наиболее существенным аргументом при выборе мер является энергетическая доля себестоимости продукции. Если для приобретения топливно-энергетических ресурсов предприятие расходует не более 1 % затрат на производство продукции – никакие внешние стимулы не заставят руководство предприятия тратить силы и время на энергосберегающие проекты. Если эта доля составляет от 1 до 5 %, то возникает искушение предпринять некоторые недорогие, чаще чисто организационные меры с тем, чтобы не слышать упреков в ретроградстве. При увеличении доли энергетических затрат от 5 до 15 % руководство предприятия, как правило, серьезно рассматривает энергосберегающие проекты технологического характера и находит средства для реализации некоторых из них. При большей величине доли энергетических затрат, стремление к созданию крупных инвестиционных энергосберегающих проектов становится едва ли не главным делом руководства предприятия.

Система стимулирующих мер по обеспечению энергосбережения на предприятиях должна строиться в соответствии со следующими принципами:

- в процесс разработки и реализации энергосберегающих мер должны быть вовлечены все подразделения, цехи, участки, службы, управления и т. д.;
- необходимо обеспечение полноценного, объективного, независимого энергетического обследования;

- организовать полный приборный учет всех используемых энергоресурсов для всех цехов, участков и т. п.;
- обеспечить разработку и реализацию системы нормирования потребления энергоресурсов, установить прогрессивные лимиты энергопотребления;
- создать механизмы экономической, финансовой поддержки энергосберегающих проектов в виде грантов, займов, субсидий, аукционов и т. д.;
- обеспечить моральную и информационную поддержку энергосберегающей деятельности;
- создать орган управления разработкой и реализацией энергосберегающих проектов, подчиненный менеджеру высокого уровня;
- создать систему стандартов предприятия по энергосбережению, энергоемкости производства и энергетической эффективности продукции;
- обеспечить периодическое подведение итогов энергосберегательной деятельности, конкурсы, выставки, презентации;
- ввести рейтинговую систему оценивания уровня деятельности предприятия и его подразделений по энергосбережению;
- обеспечить информационное обслуживание лучших энергосберегающих проектов;
- провести анализ компетентности персонала и осуществить меры по управлению им для реализации энергосберегающих планов.

Корпоративные меры стимулирования персонала формируются на предприятии в соответствии с общей стратегией управления персоналом. Главные принципы стимулирования энергосберегающей деятельности персонала заключаются в:

- материальной, моральной и информационной поддержке деятельности в пределах должностных обязанностей и работы сверх этого, направленных на повышение энергетической эффективности;
- материальном и моральном наказании должностных лиц, в служебные обязанности которых вменены те или иные энергосберегающие задачи, не выполняющие или не в полной мере выполняющие эти обязанности;
- строгом контроле выполнения планов энергосберегающих мероприятий;
- широком информировании персонала о принятых мерах, о положительном и негативном опыте.

Наиболее сильными персональными стимулами, безусловно, являются материальные:

- премирование за конкретную работу;
- премирование за выполнение плана;

- премирование за создание и использование интеллектуальной собственности;

- премирование за соответствующее место в рейтинге;
- премирование за победу в конкурсе;
- премирование как % от фактической экономии.

Среди моральных стимулов могут быть использованы:

- продвижение по службе;
- поощрение в приказе;
- создание и поддержание сайта в корпоративной компьютерной сети;
- информация в средствах массовой информации.

Стимулирование населения строится в основном в сфере информирования и убеждения. Общий объем потребления энергетических ресурсов населением в нашей стране не превышает сегодня 20 % общего энергопотребления. Серьезного снижения здесь представить невозможно, но задача состоит в том, чтобы эта цифра существенно не росла. Поэтому информационное стимулирование населения безусловно целесообразно.

Вопросы для самопроверки

1. В чем должен состоять основной принцип стимулирования энергосбережения?

2. Какие меры стимулирования энергосбережения могут применяться? В чем их смысл?

3. В каком виде может применяться следующий принцип стимулирования энергосбережения: «поощрение – наказание»?

4. В каком виде может проявляться финансовая поддержка энергосбережения государством?

9. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ПОТРЕБИТЕЛЬСКОЙ КОРЗИНЫ ДЛЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

9.1. Постановка задачи

Топливо-энергетический баланс складывается из двух составляющих: энергии, потребной для производства средств производства и энергии, необходимой для производства товаров потребления. Объемы каждой из этих составляющих неизвестны и могут быть определены приближенно.

Методика определения энергоемкости потребительской корзины позволяет оценить как затраты энергии, необходимые для производства товаров потребления (составляющих ПК), так и затраты энергии, идущие на вспомогательные процессы: отопление, вентиляцию, формирующиеся в машиностроении, химии, нефтехимии и т. д. Тем самым энергетическая ПК служит индикатором эффективности использования электрической энергии и топливо-энергетических ресурсов, т. к. отражает работу всех отраслей промышленности. Экономически сложилось так, что эффективность использования энергии в России очень низка.

Можно предположить, что на стадии выхода экономики из кризиса высокая энергоемкость материального производства в России приведет к лимитированию энергоресурсов. В связи с этим представляет интерес определение некоторой средней величины энергопотребления населением региона на примере г. Томска и Томской области. При этом задача состоит не только в ограничении использования энергоресурсов, но и в оценке затрат топливо-энергетических ресурсов на единицу производимой продукции. Анализ энергопотребления позволяет дифференцированно устанавливать эффективность прямых и косвенных энергетических затрат на получение конечного продукта, поскольку не зависит от курса валют, инфляции, конъюнктуры рынка, цен на сырье и материалы.

9.2. Обоснование использования данных минимальной ПК для определения энергетических потребностей человека

Для того чтобы провести анализ энергетических потребностей человека, следует рассмотреть основной набор продуктов питания, жизненно необходимых вещей и услуг жилищно-коммунального характера. Статистические данные такого рода представлены в потребительской

корзине, которая разработана для основных социально- демографических групп населения Правительством Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом «О прожиточном минимуме в Российской Федерации» [25, 26, 27].

В соответствии с определением [25] потребительская корзина – это расчетный ассортимент продуктов и других предметов потребления, применяемый для анализа и оценки, как качественных показателей потребления, так и количественных. Она рассчитывается, как правило, на одного человека или семью и носит региональный или структурно-социальный характер.

Определение энергоемкости минимального набора продуктов и услуг для каждой социально-демографической группы населения – задача довольно кропотливая и трудоемкая. На первом этапе целесообразно провести такой расчет для некоторого «среднего» человека с потребностями, соответствующими данным потребительской корзины. Производя, в данном случае, расчеты исходя из потребностей одного человека, мы определяем «нижнюю» границу энергетической потребительской корзины для всего региона.

9.3. Оценка полных затрат энергии, необходимых для производства составляющих ПК

При анализе энергопотребления использовался метод суммирования полных энергетических затрат для компонентов потребительской корзины. Одновременно проводился анализ прямых и косвенных затрат. Достоинство такого подхода состоит в том, что в условиях жестких ограничений на производство энергоресурсов он является инструментом для целенаправленного выявления пропорций и объемов потребления энергоресурсов. С помощью данного метода можно прогнозировать энергопотребление региона и на его основе определить пороговые значения производства энергоресурсов. Основу метода составляет оценка полных энергозатрат на производство товаров потребления, т. к. только в этом случае возможно выявить энергозатраты в сфере производства товаров потребления согласно данным потребительской корзины.

$$\mathcal{E}_{\text{полн}} = \mathcal{E}_{\text{пр}} + \mathcal{E}_{\text{косв}} \quad (9.1)$$

Прямые энергозатраты $\mathcal{E}_{\text{пр}}$ включают в себя расход энергии на создание и использование готовой продукции. В данном случае это затраты на последовательные технологические процессы, предшествующие получению конечного продукта.

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^n e_{ik} Z_k = \sum_{i=1}^n x_{ik}, \quad (9.2)$$

где $i = 1, 2, \dots, n$ – количество этапов технологического процесса производства k -го компонента потребительской корзины;

$k = 1, 2, \dots, 26$ – количество компонентов в соответствии с данными ПК;

e_{ik} – удельный расход энергии i -го этапа технологического процесса в производстве k -го компонента ПК;

Z_k – объем потребления компонента k (по данным ПК).

Косвенные затраты $\mathcal{E}_{\text{косв}}$ включают в себя расход энергии на функционирование и развитие всех смежных производств через систему межотраслевых связей, задействованных для производства конечного продукта: водоснабжение, отопление, освещение, строительство и эксплуатация зданий и сооружений.

$$\mathcal{E}_{\text{косв}} = \sum_{j=1}^n a_{jk} Z_k = \sum_{j=1}^n x_{jk}, \quad (9.3)$$

где $j = 1, 2, \dots, n$ – количество этапов цепочки межотраслевых связей, участвующих в технологическом процессе производства конечного продукта;

a_{jk} – удельный расход энергии j -го этапа цепочки межотраслевых связей в производстве k -го компонента ПК;

Z_k – объем потребления компонента k (по данным ПК).

Рассмотрим определение полных затрат энергии на каждую из составляющих конечного продукта, входящего в состав потребительской корзины. Для этого используем ранжирование компонентов по степени вклада [28].

При определении значимости энергоемкости каждого этапа технологического процесса ($e_{ik}Z_k, a_{jk}Z_k$) в общей величине энергозатрат, идущих на производство компонента ПК ($\mathcal{E}_{\text{полн}}$) вычисляем его фактическую долю W_{ik} по формуле:

$$W_{1k} = \frac{x_{1k}}{\sum_{i=1}^n x_{ik} + \sum_{j=1}^n x_{jk}}; \quad W_{2k} = \frac{x_{2k}}{\sum_{i=1}^n x_{ik} + \sum_{j=1}^n x_{jk}}; \quad W_{nk} = \frac{x_{nk}}{\sum_{i=1}^n x_{ik} + \sum_{j=1}^n x_{jk}}, \quad (9.4)$$

где x_{1k}, x_{2k}, x_{nk} – энергоемкость 1-го, 2-го, n -го этапа технологического процесса в производстве k -того компонента объемом потребления Z_k ;

$\sum_{i=1}^n x_{ik} + \sum_{j=1}^n x_{jk} = \mathcal{E}_{\text{полн}}$ – полные энергозатраты на производство k -го компонента ПК.

С учетом накопления ранжированный ряд можно представить в виде функции распределения [28]:

$$F(W_{1k}) = \frac{x_{1k}}{\mathcal{E}_{\text{полн}}}; \quad F(W_{1k} + W_{2k}) = \frac{\sum_{i=1}^2 x_{1k}}{\mathcal{E}_{\text{полн}}}; \quad (9.5)$$

$$F\left(\sum_{i=1}^2 W_{ik}\right) = \frac{\sum_{i=1}^n x_{1k}}{\mathcal{E}_{\text{полн}}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{полн}}}{\mathcal{E}_{\text{полн}}} = 1.$$

Анализ функции распределения проводился для уровня значимости $\alpha = 0,05$ или вероятности $P = 0,95$, как это принято в решении технических задач [28].

Следует отметить, что во всех расчетах частично учтены и прочие энергозатраты, которые имеют место в промышленности при создании средств производства и формируются в основном в металлургии, химии, нефтехимии и машиностроении. Прочие энергозатраты направлены на обеспечение функционирования и развитие отрасли. Это те энергозатраты, которые явно невозможно оценить и которые по экспертным оценкам составляют (10–15 %) $\mathcal{E}_{\text{полн}}$. [28].

В последующих таблицах внесены наиболее значимые технологические процессы с точки зрения вклада в полную величину энергозатрат при создании каждого компонента ПК. Энергоемкости технологических процессов были определены расчетным путем, путем запросов на предприятия и из справочной литературы [29–31]. В качестве примера в табл. 9.1 приведены фактические затраты энергоресурсов на производство хлеба для всех элементов цепочки получения конечного продукта.

Таблица 9.1

Расчетные затраты электроэнергии на производство хлеба
(на 115,4 кг хлеба в год)

Наименование технологического процесса	X_{ik} , кг у.т.	W_{ik} , о. е.
Прямые энергозатраты		
1.Подготовка почвы	0,001	$2 \cdot 10^{-5}$
2.Сев и уход за посевами	0,005	$9,86 \cdot 10^{-5}$
3.Уборка урожая	0,96	0,02
4.Оборудование для производства конечного продукта	21,77	0,43
	$\mathcal{E}_{\text{пр}} = 22,74$	
Косвенные энергозатраты		
1.Вентиляция	8,11	0,16
2.Освещение и отопление	8,09	0,16
3.Строительство зданий, сооружений	5,24	0,1
	$\mathcal{E}_{\text{косв}} = 21,44$	
Прочие энергозатраты (0,15*$\mathcal{E}_{\text{полн}}$)	$\mathcal{E}^* = 6,63$	0,13
	$\mathcal{E}_{\text{полн}} = 50,71$	1

По данным табл. 9.1 строится ранжированный ряд, из которого находится действительное значение величины энергопотребления. На рис. 9.1, 9.2 представлены функции распределения энергозатрат для составляющих, участвующих в производстве хлеба. При этом функция вероятности распределения $F(P = 0,95)$ на рис. 9.2, ограничивает незначимые процессы, энергоемкость которых, как правило, не превышает величины допустимой погрешности.

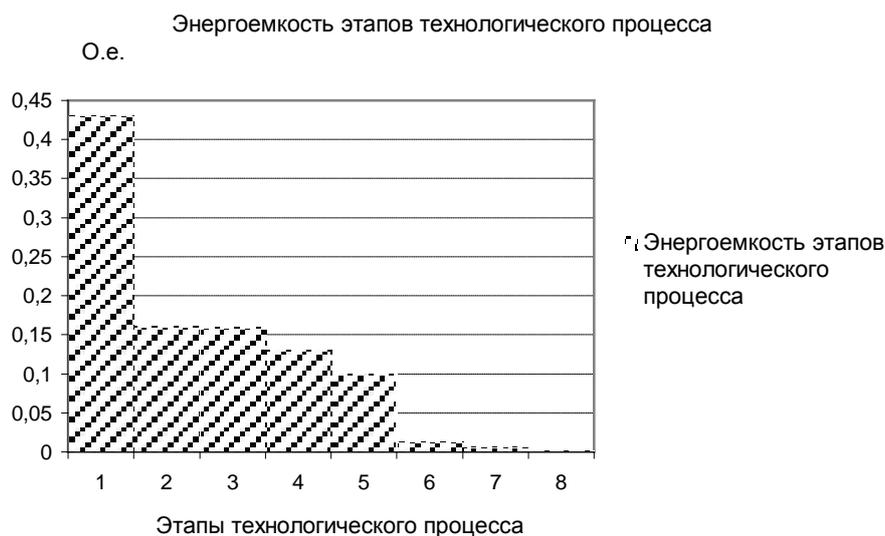


Рис. 9.1. Функция распределения энергозатрат при производстве хлеба (этапы технологического процесса расположены в порядке убывания энергоемкостей)

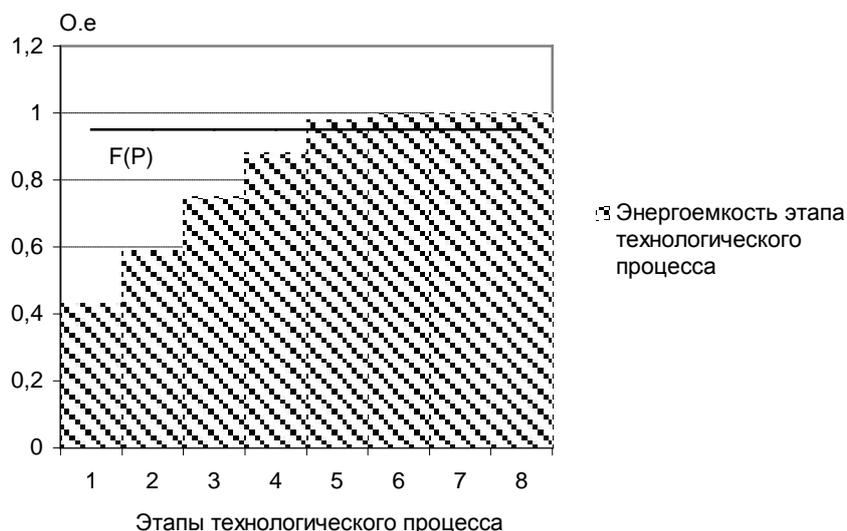


Рис. 9.2. Функция распределения затрат ЭЭ при производстве хлеба (энергоемкости этапов технологического процесса суммируются).
* – по оси X откладываем технологические процессы цепочки межотраслевых связей, суммирующиеся в порядке уменьшения объемов энергии (см. табл. 9.1)

Аналогичный расчет проведен для каждой из составляющих потребительской корзины. Результаты расчета сведены в табл. 9.2.

Таблица 9.2

Расчетные затраты электроэнергии
на производство продуктов потребительской корзины

Наименование конечного продукта	Данные в соответствии с ПК	Фактические полные энергозатраты, кг.у.т. в год
Хлебные продукты в пересчете на муку: мука	115,4 кг в год	50,71
Молоко и молокопродукты в пересчете на молоко	227,9 кг в год	271,98
Мясопродукты	27,38 кг в год	1712,34
Картофель	110,5 кг в год	14,80
Овощи и бахчевые	98,1 кг в год	13,10
Фрукты свежие	23,8 кг в год	4,03
Сахар, кондитерские изделия в пересчете на сахар	21 кг в год	0,15
Рыбодукты	13,2 кг в год	0,47
Яйца	141,8 шт. в год	199,95
Масло растительное, маргарин и др. жиры	10,8 кг в год	0,46
Соль, чай, специи	4,2 кг в год	0,001
Верхняя пальтовая группа	3 шт. в год	29,41
Верхняя костюмно-плательная группа	9 шт. в год	89,06
Бельё	10 шт. в год	98,96
Чулочно-носочные изделия	6 шт. в год	34,90
Головные уборы и галантерейные изделия	4 шт. в год	23,26
Обувь	6 пар в год	2,39
Постельное бельё	14 шт. в год	81,43
Предметы 1-й необходимости и лекарства	61 шт. в год	0,008
Товары культурно-бытового и хозяйственного назначения	19 шт. в год	0,005
Жильё	18 кв. м	1720
Центральное отопление	8 Гкал в год	1376
Холодное и горячее водоснабжение и водоотведение	275 л в сутки (100375 л в год)	439,053
Газоснабжение	10 м ³ в месяц (120 м ³ в год)	164,4
Энергоснабжение	54 кВт · ч в месяц, (648 кВт · ч в год)	202,176
Транспортные услуги	619 поездок в год	138
Итого:		6692

Оценка лимитных показателей энергопотребления может быть осуществлена суммированием полных энергозатрат составляющих «потребительской корзины». При уровне значимости $\alpha = 0,05$ величина энергозатрат на одного человека составляет 6,7 т у. т.

Определение значения потребляемых энергоресурсов муниципальным образованием находится соотношением

$$\text{Э}_{\text{м.о.}} = \text{Э} \cdot N, \quad (9.8)$$

где N – число жителей в данном муниципальном образовании.

Для Томской области эта величина составляет 6708,240 тыс. т у.т. В то время как по данным ТЭБ, величина энергопотребления регионом равна 7439,8 тыс. т у.т.

Рассмотрение затрат энергии во всей цепочке производства продукта позволяет оценить комплексное влияние тех или иных технологических или структурных преобразований в экономике области. Таким образом, значительно расширяется сфера анализа энергоиспользования в экономическом хозяйстве области, в который включен и анализ межтерриториальных и межотраслевых связей.

9.4. Изменение величины энергетических потребностей в зависимости от факторов, влияющих на ее величину

Минимальные наборы продуктов питания, недовольственных товаров и услуг для основных социально-демографических групп населения в субъектах Российской Федерации (РФ) рекомендуется формировать на основе зонирования территории РФ в зависимости от факторов, влияющих на особенности их потребления.

В основу зонирования территории РФ для формирования минимального набора компонентов потребительской корзины положены два основных фактора: природно-климатические и экономические условия; социально-демографическая структура населения региона.

Субъекты РФ распределены по 16 зонам в зависимости от особенностей потребления продуктов питания, на которых сказываются природно-климатические и экономические условия, национальные традиции и местные особенности в питании населения, сложившаяся структура питания с учетом фактического потребления продуктов в малоимущих семьях, необходимость удовлетворения потребностей основных социально-демографических групп населения в пищевых веществах исходя из химического состава и энергетической ценности продуктов питания, а также более высокая энергетическая ценность минимальных наборов продуктов питания для основных социально-демографических групп населения, проживающих в районах Севера [25].

В зависимости от потребления непродовольственных товаров и услуг все субъекты РФ поделены на 3 зоны (табл. 9.3, 9.4).

Таблица 9.3

Укрупненное зонирование территории РФ в зависимости от климатических особенностей регионов

№ зоны	I	II	III
Климат	Холодный и резко-континентальный	Умеренный	Теплый
Представители	Республика Коми, Республика Саха, Томская область, Тюменская обл. и т. д.	Республика Мордовия, Татарстан, Московская, Свердловская обл. и т. д.	Республика Адыгея, Дагестан, Краснодарский край, Ростовская обл. и т. д.

Рассмотрим влияние природно-климатических условий на величину энергопотребления человеком.

Согласно данным МПК рекомендуемый минимальный набор жилищно-коммунальных услуг по зонам в расчете на одного человека следующий (табл. 9.4) [25].

Таблица 9.4

Минимальный набор жилищно-коммунальных услуг по климатическим зонам РФ в расчете на 1 человека, кг условного топлива

Услуга, кг у. т.	Норма потребления		
	Зона I	Зона II	Зона III
Жилье	1720,2	1720,2	1720,2
Центральное отопление	1376	1152,4	929
Холодное и горячее водоснабжение и водоотведение	439	457	472
Газоснабжение	164,4	164,4	164,4
Электроснабжение	202,2	187,2	172,3
Всего	3900	3700	3500

Для удобства сравнения все жилищно-коммунальные услуги переведены в условное топливо при помощи переводных коэффициентов.

Доля электроснабжения и центрального отопления в общем объеме услуг для каждой зоны представлена в табл. 9.5.

Судя по данным табл. 9.5 разница в доле электрической энергии, необходимой для освещения, приготовления пищи и прочих хозяйст-

венно-бытовых нужд в расчете на одного человека, проживающего в разных климатических зонах, незначительна. Большой разброс наблюдается в величине тепловой энергии, необходимой для обогрева жилых помещений.

Таблица 9.5

Доля электроснабжения и центрального отопления
от общего объема жилищно-коммунальных услуг

Наименование услуги, %	Зона I	Зона II	Зона III
Электроснабжение	5,2	5,1	5
Центральное отопление	35,3	31,3	26,9

Следующим фактором, определяющим величину энергопотребления человеком, является принадлежность его к определенной социально-демографической группе, а именно:

1. трудоспособное население (мужчины, женщины);
2. пенсионеры;
3. дети (от 0 до 6 лет, от 7 до 15 лет).

Этот фактор влияет преимущественно на потребление продовольственных товаров и потребность в товарах непродовольственной группы. Томская область относится к VII зоне по особенностям потребления продуктов питания и к I зоне по непродовольственным товарам.

На основе энергетических потребностей одного человека, определенных в предыдущем разделе, возможно рассчитать энергетические потребительские корзины (ЭПК) для каждой социально-демографической группы. Разница в энергетических потребностях населения в зависимости от их социальной принадлежности сравнительно невелика (табл. 9.6).

Таблица 9.6

Энергетические потребительские корзины
для социально-демографических групп населения,
кг условного топлива на 1 человека в год

№	Наименование	Трудоспособное население		Пенсионеры	Дети	
		Мужчины	Женщины		0–6 лет	7–15 лет
1	Продовольственная часть	2781,4	2261,1	1797,7	1791,5	2773
2	Непродовольственная часть	329,7	359,8	329,8	403	414,7
3	Жилищно-коммунальные услуги	3900	3900	3900	3900	3900
	Итого	7011,1	6520,9	6027,5	6094,5	7087,7

Данные табл. 9.6 не расходятся с привычными представлениями о потреблении. Трудоспособному населению требуется несколько больше энергии для того чтобы поддерживать себя в нормальной физической форме, пенсионерам и детям младшего возраста – меньше по физиологическим причинам, у детей с семи до пятнадцати лет потребности больше, так как идет период роста и развития.

В табл. 9.7 приведено количество человек в каждой социально-демографической группе за период 1996–2002 гг. [32].

Таблица 9.7

Количество человек
в каждой социально-демографической группе

Год	Мужчины	Женщины	Пенсионеры	Дети 0–6 лет	Дети 7–15 лет	Все население области
1996	314411	333860	108074	138239	117124	1011708
1997	315638	336507	108840	127720	119602	1008307
1998	318677	339747	142584	118186	154412	1073606
1999	322308	344997	141454	110101	153352	1072212
2000	325998	348946	139604	103875	149570	1067993
2001	328734	353287	138299	99928	144561	1064809
2002	330203	356290	138604	97660	138083	1060840

Статистика, представленная в табл. 9.7 показывает, что за рассматриваемый период увеличилось количество трудоспособного населения (причем женщин трудоспособного возраста несколько больше чем мужчин), увеличилось количество пенсионеров, снижение рождаемости в области говорит об уменьшении численности детей.

Усредненная граница по социально-демографическому фактору имеет следующий вид (табл. 9.8).

Таблица 9.8

Усредненная граница по социальной структуре населения
в расчете на 1 человека и в расчете на все население области

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
ЭПК на 1 человека, кг у. т.	6627,9	6634,3	6635,5	6640,4	6643,9	6645,1	6643,5
ЭПК на население области, тыс. тонн у. т.	6705	6689	7124	7120	7096	7076	7048

Также на величине энергопотребления сказывается уровень доходов человека. Согласно уровню доходов все население разделено на 10 групп (см. табл. 9.9) [32].

Таблица 9.9

Количество человек в десятипроцентных группах,
разбитых по уровню доходов, тыс. человек*

Группа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1996	1,3	0,9	421,1	285,5	167,2	139,3	41,3	18,3	2,4	0,7
1997	1	1,7	279,7	242,3	180,1	201,1	87,8	59,1	14,9	7,2
1998	1,4	0,9	275,8	256,3	188,7	203,2	82,3	50,1	10,9	4,1
1999	0,3	0,8	72,2	146,1	168,5	280,1	173,1	153,1	49,2	28,8
2000	0,2	1	23	72	109,1	241,4	198,5	234	102,4	86,4
2001	0,4	1,8	15,1	44,2	70,1	173,2	167,4	247,1	143,3	202,2
2002	1,4	2,6	4,1	16,1	30	103	124,6	233,2	173,2	372,6

*1 группа – население с наименьшими доходами; 10 группа – население с наибольшими доходами.

Из статистических сборников нам известна структура потребительских расходов населения по каждой группе [32]. Ранее, посредством обработки данных МПК были определены энергетические потребности среднего человека, составившие 6,7 т у.т. и их структура распределения (услуги, продукты питания, непродовольственные товары). Пересчитывая известные энергоёмкости к уровням доходов получаем структуру распределения энергетических потребностей в зависимости от уровня доходов для 2002 г. выглядит следующим образом (рис. 9.3).

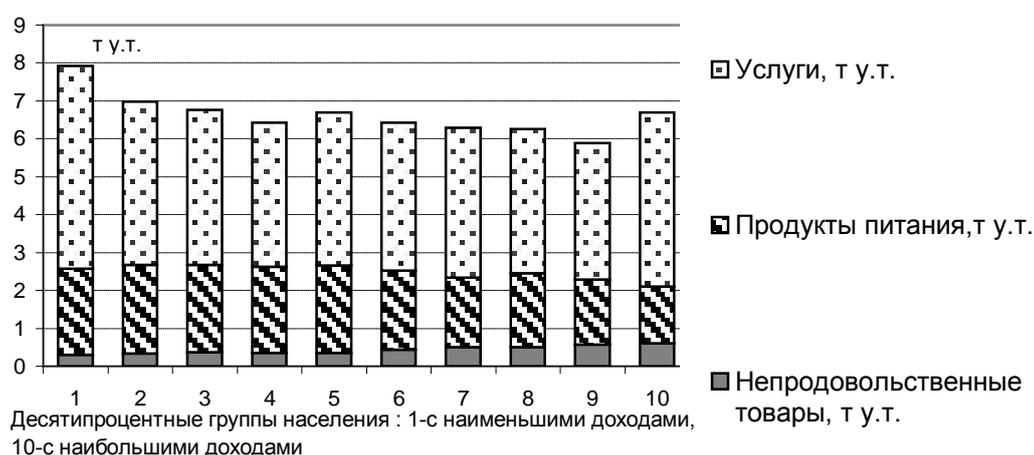


Рис. 9.3. Энергоёмкость потребительских корзин для 10 % групп населения, отражающая долю каждой категории в общей сумме

Усредненная граница для населения Томской области по такому фактору, как уровень доходов имеет следующий вид (см. табл. 9.10).

Таблица 9.10

Усредненная граница по структуре уровня доходов населения
в расчете на 1 человека и на все население области

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
На 1 человека, кг у. т.	6595,2	6537,4	6541,9	6430,1	6377,7	6368,7	6392,3
На население области, тыс. тонн у. т.	6781	6781,4	6803,7	6894,4	7024	7027	7109,7

С увеличением доходов человек физиологически не может потреблять больше продуктов питания. Причиной уменьшения этой составляющей (рис. 9.4) является то, что он может позволить себе сервисное обслуживание и питание вне дома.

Естественным является увеличение доли непродовольственных товаров (а, следовательно, и энергоемкости) у человека с большими доходами. Расход коммунально-бытовых услуг максимален у населения с наименьшими доходами, уменьшается у части населения со средними доходами и снова возрастает с увеличением доходов (10 группа). В связи с этим кривая изменения энергоемкостей потребностей населения от величины доходов имеет форму параболы (рис. 9.4).

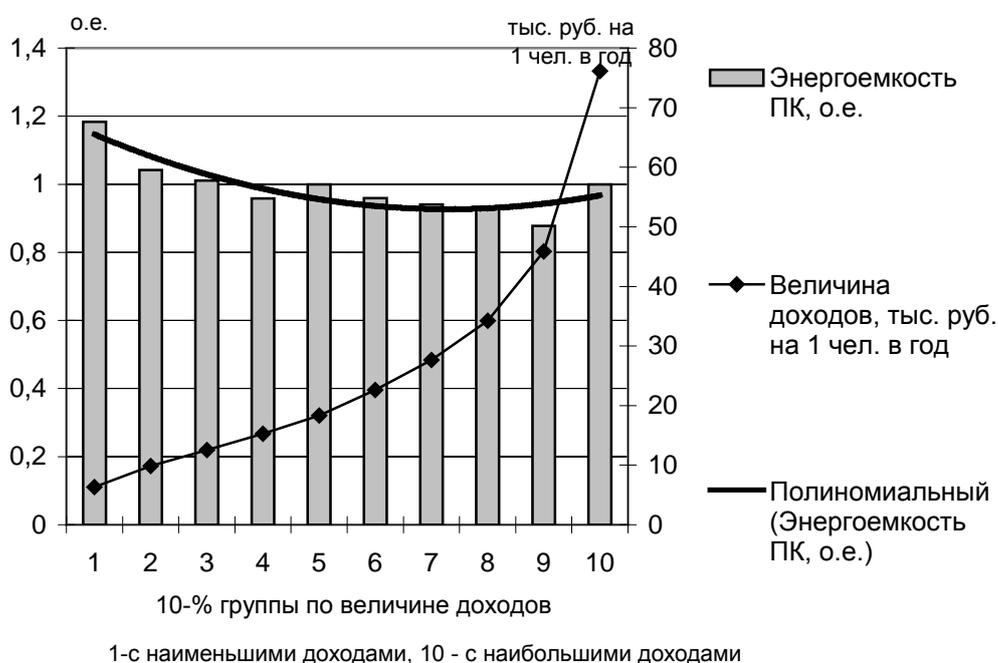


Рис. 9.4. Изменение энергетических потребностей населения
и уровень доходов

Данные табл. 9.8, 9.10 дают представление об изменении величины энергопотребления человеком в зависимости от социально-демографической группы и от уровня доходов. Разброс полученных границ незначителен, а сопоставление с энергетическими потребностями «среднего человека» позволяет определить границы области энергетических потребностей как в расчете на 1 человека, так и для всего населения Томской области (рис. 9.5).

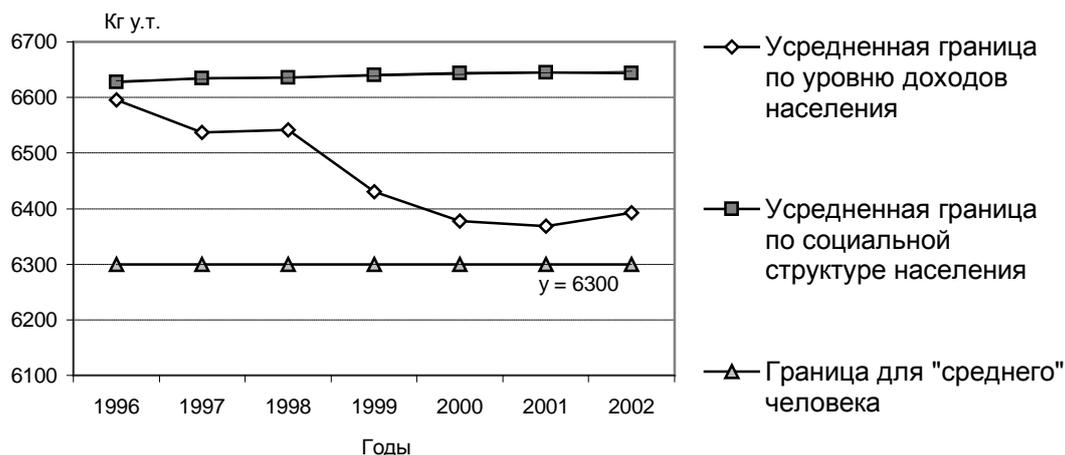


Рис. 9.5. Совмещение границ энергопотребления в зависимости от факторов, влияющих на его величину, кг у. т. на 1 человека в год

Учитывая демографическую ситуацию, сложившуюся в Томской области, энергетическая потребительская корзина в пересчете на население области приобретет следующие границы (рис. 9.6).

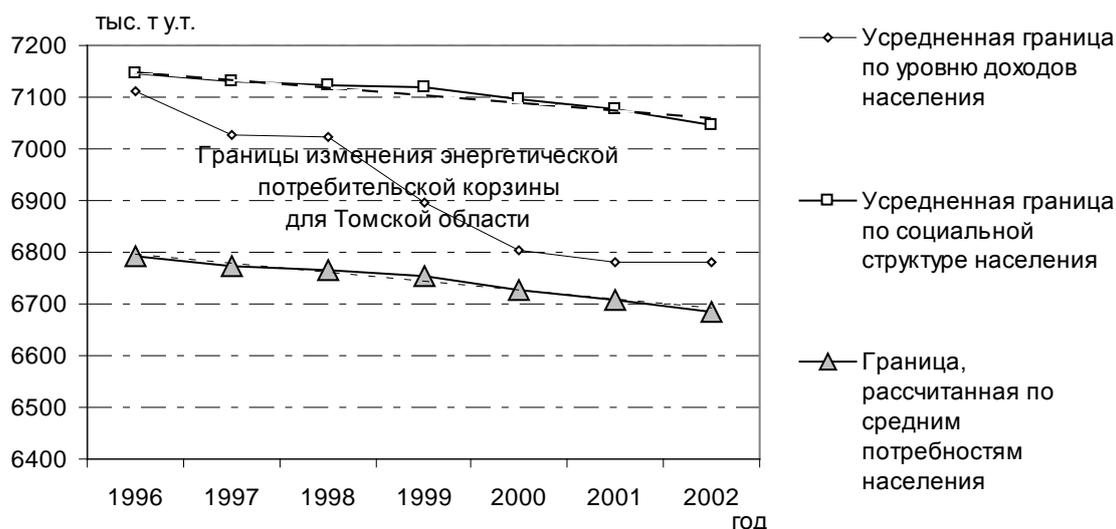


Рис. 9.6. Совмещение границ энергопотребления в зависимости от факторов, влияющих на его величину, тыс. тонн у. т. в пересчете на все население Томской области

То, что границы энергетической ПК, определенные для области, повторяют границы ЭПК в расчете на человека, обусловлено зависимостью от демографических тенденций, а именно:

1. Ростом общей численности населения, который вызван увеличением миграции, а затем снижением, которое связано с уменьшением рождаемости и увеличением смертности населения ;

2. Увеличением доли трудоспособного населения;

3. Снижением численности детей в семьях;

4. Ростом уровня доходов населения, что влияет на изменение количества человек в десятипроцентных группах, классифицируемых по уровню доходов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Топливо-энергетический баланс – более тонкий инструмент определения энергетической потребительской корзины региона, но получить его намного сложнее. Минимальная потребительская корзина дает более грубые оценки, но итоговый результат совпадает с балансовым с погрешностью, допустимой для технических расчетов.

Осуществляя энергосберегающие программы в отраслях, связанных с производством и переработкой продуктов питания и уменьшая тем самым энергетическую составляющую в себестоимости товара, и особенно занимаясь энергосбережением в жилищно-коммунальном хозяйстве существует реальная возможность, по крайней мере, стабилизировать стоимость минимальной потребительской корзины, утвержденной Правительством РФ для основных социально-демографических групп населения либо наполнить ее большим количеством товаров народного потребления.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П.1

Нормы расхода электроэнергии токоприемниками собственных нужд на единицу оборудования подстанции,
тыс.кВт·ч/год (для умеренно теплого климатического района)

№ п.п.	Наименование электроприемников СН	Наименование единицы оборудования	Напряжение подстанции, Кв					
			35	110-150/6-10	110-150/35/6-10	220	330	500
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Обдув и охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов	Трансформатор, АТ типа Д, ДД, Ц	Таблица П.2					
2	Обогрев ОПУ	Подстанция	12,6	18,4	Таблица П.3			
3	Вентиляция и освещение ОПУ	- « -	1,7	1,8				
4	Обогрев помещения ОВБ	- « -	7,0	11,0				
5	Обогрев ЭРУ	- « -	4					
6	Наружное освещение	- « -	0,4	1,5	3,0	6,0	12,0	24,0
7	Зарядно-подзарядные устройства	- « -	3,3	6,0	16,5	44,1	132,8	132,8
8	Вентиляция аккумуляторной	- « -	1,5	2,8	4,2	8,4	8,4	8,4
9	Оперативные цепи и цепи управления (на подстанциях с переменным оперативным током)	- « -	2,3	4,5	13,2	-		
10	Обогрев приводов определителей и короткозамыкателей	ОД, КЗ	1,1			1,8	-	
11	Обогрев ячеек КРУН и релейных шкафов наружной установки, обогрев электросчетчиков в неотапливаемых помещениях	Ячейка КРУН, шкаф, эл.счетчик	Таблица П.4					
12	Обогрев выключателей	1 выключ.	Таблица П.5					

Окончание табл. П.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Электродвигатели компрессоров	1 выключ.	Таблица П.6					
14	Обогрев компрессорной	Подстанция	≤ 3 компрессоров – 12,0; ≥ 4 компрессоров – 15,0					
15	Вентиляция компрессорной	- « -	≤ 3 компрессоров – 3,0; ≥ 4 компрессоров – 3,5					
16	Пневматический привод масляных выключателей	1 выключ. с пневм.пр.	2,4	3,5	-			
17	Обогрев воздухооборников	Подстанция	-	1,3	2,0	2,7	2,7	
18	Обогрев электродвигательных приводов разъединителей	РНД 330-500 кВ	-				1,4	
19	Обогрев насосной пожаротушения	Подстанция	-			14,4		16
20	Вспомогательные устройства синхронных компенсаторов	С.к.	Таблица П.7					
21	Отопление здания вспомогательных устройств с.к.	Подстанция с с.к. типа КС	39,0					
		Подстанция с с.к. типа КСВ	54,0					
22	Аппаратура связи и телемеханики	Подстанция	1,9	4,8	8,7	26,2	43,8	52,5
23	Прочие (небольшой ремонт, устройства РПН, дистилляторы, вентиляция ЗРУ, обогрев и освещение проходной)	- « -	2,2	2,2	3,3	7,1	7,4	7,4
24	Обдув и охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов	Трансформатор, АТ типа Д, ДД, Ц	Таблица П.2					

Таблица П.2

Нормы расхода электроэнергии на обдув и охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов типа Д.Ц ДЦ, тыс.кВт·ч/год

кВ	Тип и мощность трансформатора	Расход	кВ	Тип и мощность трансформатора	Расход	
35	ТД-10000	8,8	150	ТДН-16000	6,6	
	ТД-16000	11,0		ТДТН-25000	13,1	
	ТДНС-10000	8,8		ТДТН-63000	24,1	
	ТДНС-16000	11,0		ТРДН-32000	11,0	
	ТРДН-25000	13,1		ТДЦГ-125000	244,4	
	ТРДН-40000	21,9		220	ТДТНГ-20000	13,1
	ТРДНС-25000	11,0	ТДТНГ-40000		30,7	
	ТРДНС-32000	13,1	ТДТНГ-25000		8,8	
	ТРДНС-40000	17,5	ТРДН-32000		15,3	
	ТРДНС-63000	21,9	ТРДНГ-32000		21,9	
	ТДЦ-80000	136,0	ТРДЦН-63000		131,4	
	110	ТДН-10000	8,8		ТДЦ-200000	336,3
ТДН-15000		13,1	ТДЦ-250000		432,4	
ТДН-16000		8,8	ТДЦ-400000		576,6	
ТДН-31500		21,9	АТДТН-30000		19,7	
ТДТН-10000		8,8	АТДЦТНГ-63000		131,4	
ТДТН-16000		11,0	АТДЦТН-125000		192,2	
ТДТН-16000/110/66		13,1	АТДЦТН-200000		240,2	
ТДТН-20000		14,0	330		АТДЦТН-200000	432,4
ТДТН-25000		15,3			ОДЦ-150000	192,2
ТДТН-40000		17,3			ТДЦ-125000	192,2
ТДТН-40000/110/67		21,9			ТДЦ-400000	480,5
ТДТН-63000		30,7			500	АОДЦТН-167000
ТДТН-80000		32,9		АОДЦТН-267000		241,6
ТРДН-25000		13,1	ОЦ-417000	221,0		
ТРДН-32000		15,3	ТДЦ-206000	391,1		
ТРДН-40000		15,3	ТДЦ-400000	250,3		
ТРДЦН-63000		117,8	ТЦ-206000	110,5		
		ТДЦ-125000	323,9			
		ТДЦ-200000	323,9			
		ТДЦ-400000	555,3			

Примечание:

1. Нормы даны для средней загрузки трансформаторов, равной 70 % номинальной. При загрузке, отличающейся от указанной, производится пропорциональный пересчет.

2. Для трансформаторов и автотрансформаторов, не вошедших в таблицу, норма расхода электроэнергии определяется исходя из мощности охлаждающих устройств и времени их работы, принимаемой равной 4380 часов для трансформаторов с обдувом и времени работы трансформаторов при системах охлаждения ДЦ, Ц.

Таблица П.3

Нормы расхода электроэнергии на обогрев, вентиляцию и освещение помещений ОПУ, тыс.кВт·ч/год (для умеренно теплого климатического района)

Тип ОПУ (размер)	Расход электроэнергии			
	Обогрев	Вентиляция	Освещение	Общий
I (12 м × 42 м)	63	2,9	5,8	71,7
II (12 м × 36 м)	54,7	2,9	5,8	63,4
III (12 м × 24 м)	38,2	1,9	1,0	41,1
IV (12 м × 18 м)	26,2	1,9	1,0	29,1
V	150,7	4,8	8	163,5
VI (12 м × 48 м)	72,0	5,8	5,8	83,6
VIII	–	16,8	8	24,8

Примечание: для ОПУ, отличных от указанных в таблице, расход электроэнергии на обогрев пересчитывать с учетом площади реального ОПУ, взяв за основу ОПУ I.

Таблица П.4

Нормы расхода электроэнергии на обогрев ячеек КРУН,
релейных шкафов наружной установки, электросчетчиков,
тыс. кВт·ч/год

Климатический район	Тип КРУН			
	К-34,К-30, К-36	К-37, К-VIV и другие		
	Ячейка с аппаратурой РЗ и автоматики, счетчиками, выключателем	Ячейка с аппаратурой РЗ и автоматики	Ячейка со счетчиками*	Ячейка с выключателем
Очень холодный ...	2,0	0,9	1,5	3,3
Холодный ...	1,2	0,4	0,6	1,7
Умеренно холодный ...	1,2	0,45	0,7	1,8
Умеренно холодный, влажный ...	0,7	0,2	0,35	1,0
Умеренно теплый ...	0,3	0,1	0,2	0,6
Умеренно теплый, влажный ...	0,7	0,2	0,35	1,0
Теплый влажный ...		0,1	0,2	0,5
Жаркий сухой ...	–	–	–	–
Жаркий умеренно, влажный ...	0,35	0,175	0,26	0,6
Очень жаркий сухой ...	0,4	0,2	0,3	0,6

*По тем же нормам рассчитывается обогрев электросчетчиков в неотапливаемых помещениях.

Таблица П.5

Нормы расхода электроэнергии на подогрев механизмов приводов масляных выключателей, баков масляных выключателей и шкафов воздушных выключателей (на 3 полюса), тыс. кВт·ч/год

Напря- жение, кВ	Тип выключателя	Климатический район									
		Очень холодный	Холодный	Умеренно холодный	Умеренно холодный влажный	Умерен- но теп- лый	Умеренно теплый влажный	Теплый влажный	Жаркий сухой	Жаркий умеренно влажный	Очень жаркий сухой
35	ВВН-35-2	13,4	11,5	9,9	9,0	6,6	9,0	5,8	4,3	2,7	3,8
	ВВУ-35- 40/2000/3200/VI	11,1	9,4	8,1	7,3	5,4	7,4	4,8	4,0	2,2	3,1
	ВВУ-35- 40/2000/3200/ХЛ	14,0	9,8								
	ВМК-35...	7,9	3,5	0,45	0,3	0,01	0,1	–	0,005	–	–
	МКП-..., С-35-3200.,У-...	14	6,3	0,8	0,6	0,02	0,2	–	0,01	–	–
	ВТ-..., ВТД..., С-35-6300...	9,2	4,0	0,5	0,4	0,01	0,1	–	0,006	–	–
	ВТ-..., ВТД..., С-35-6300...	9,5	4,2								
	ВП-...	2,6	1,2	0,15	0,1	0,004	0,03	–	–	–	–
110	ВВБМ-...	11,1	9,4	8,1	7,3	5,4	7,4	4,8	4,0	2,2	3,1
	ВВУ-..., ВВБ-...	10,3	9,3								
	ВВН-110У..., ВВШ-..	12,6	11,4	9,9	9,0	6,6	9,0	5,8	4,9	2,7	3,8
	ВВН-110б...	16,7	11,4	2,2	1,4	0,05	0,6	-	0,02	-	-
	МКН-110	62,4	19,5								
	У-110-2000-50	51,6	18,2	2,1	1,4	0,05	0,4	-	0,02	-	-
	МКП-110М	47,4	17,1								
	У-110-2000-40УІ	49,4	17,4								

Продолжение табл. П.5

Напря- жение, кВ	Тип выключателя	Климатический район									
		Очень холодный	Холодный	Умеренно холодный	Умеренно холодный влажный	Умеренно теплый	Умеренно теплый влажный	Теплый влажный	Жаркий сухой	Жаркий умеренно влажный	Очень жаркий сухой
220	У-110-8, МКП-110Си	71,5	22,9	8,0	2,0	0,08	0,6	-	0,03	-	-
	ВВБ-220 -...	11,1	9,4	8,1	7,3	5,4	7,4	4,8	4,0	2,2	3,1
	ВВБ-220 А-...	14,7	9,9								
	ВВБ-220У-..., ВВУ-200-...	29,4	19,6	16,2	14,6	10,7	14,8	9,5	8,0	4,5	6,2
220	ВВД-220-...	12,7	9,2	7,6	6,9	5,1	7,0	4,5	3,8	2,1	2,9
	ВВН-220У-...	12,6	11,4	9,9	9,0	6,6	9,0	5,8	4,9	2,7	3,8
	ВВН-220-...	16,7	11,4								
	У-220-1000/..., У-220-3200	169,4	65,5	8,1	5,4	0,2	1,7	-	0,09	-	-
	У-220-10	201,0	64,4	8,3	5,6	0,2	1,8	-	0,09	-	-
	У-220-2000-...	179,4	78,9	10,2	7,0	0,3	2,2	-	0,1	-	-
330	ВВН-330-...	12,6	11,4	9,9	9,0	6,6	9,0	5,8	4,9	2,7	3,8
	ВВ-330Б	17,2	15,5	13,4	12,2	8,9	12,3	7,9	6,7	3,7	6,2
	ВВД-330Б-...	29,2	23,7	20,2	18,3	13,4	18,5	11,9	10,1	5,6	7,6
	ВВБ-330-... У1	35,0	24,5								
	ВНВ-330-..., ВНВ-330Б-...	20,7	18,6	16,1	14,6	10,7	14,8	9,5	8,0	4,5	6,2
	500	ВВ-500Б	17,2	15,6	13,4	12,2	8,9	12,3	7,9	6,7	3,7
ВВБ-500, ВВБ-500-...-У1		36,7	30,5	26,0	23,6	17,3	33,8	15,3	13,0	7,2	10,0
ВВБ-500А-..., ВВБ-500-...-ХЛ		45,7	31,9	26,3	23,8	17,4	21,0	15,4	13,1	7,3	10,1
ВВМ-500Б-...		23,6	19,0	16,2	14,6	10,7	14,8	9,5	8,0	4,5	5,2
ВНБ-500У1		30,7	18,6	16,1							
ВНВ-500ХЛ		27,6	10,5	16,2							
ВНВ-500		13,1	9,8	7,2							

Таблица П.6

Нормы расхода электроэнергии на электродвигатели компрессоров
на один воздушный выключатель, тыс. кВт·ч/год

Напряжение, кВ	Тип выключателя	Расход
35	ВВУ-35	4,5
110	ВВБ-110	4,5
	ВВН-110, ВВШ-110, ВВУ-110	11,0
220	ВНВ-220	8,2
	ВВБ-220, ВВД-220	9,0
	ВВУ-220, ВВН-220	18,0
330	ВНВ-330	15,75
	ВВБ-330, ВВД-330	24,0
	ВВН-330	26,0
	ВВ-330	49,5
500	ВНВ-500	15,75
	ВВБ-500, ВВД-500	30,6
	ВВ-500, ВВМ-500	50,9
	(ВВ-500-2000/20)	(76,4)

Примечание: расход электроэнергии на электродвигатели компрессоров на одну подстанцию не менее 20 тыс. кВт·ч/год, независимо от числа воздушных выключателей.

Таблица П.7

Нормы расхода электроэнергии на вспомогательные устройства
синхронных компенсаторов, тыс. кВт·ч/год

Тип синхронного компенсатора	Расход	Тип синхронного компенсатора	Расход
КС-10000	60	КС-32000	120
КС-15000	80	КСВ-50000	187
КС-16000	86	КСВ-100000	317
КС-25000	123	КСВ-160000	411

Примечание: расход электроэнергии определен исходя из среднего времени работы синхронного компенсатора – 5000 ч в год. При отличии времени работы от указанного делать перерасчет, при этом расход пропорционален времени работы синхронного компенсатора.

Таблица П.8

Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах

Тип реактора	Номинальное напряжение, КВ	Мощность, МВ·А	Потери мощности на три фазы, кВт
РТД	38,5	20	120
РТМ	11	3,8	40
РТМ	6,6	3,8	40
РОДЦ	$1200/\sqrt{3}$	300	2700
	$787/\sqrt{3}$	110	1050
	$525/\sqrt{3}$	60	615
РОД	$121/\sqrt{3}$	33,3	540
	$38,5/\sqrt{3}$	30	540
РОМ	$11/\sqrt{3}$	1,1	60
	$6,6/\sqrt{3}$	1,1	60

Примечание: Реакторы РОДЦ, РОД, РОМ – однофазные. Их мощности указаны в расчете на одну фазу, потери – на три фазы.

Таблица П.9

Удельные потери мощности на корону при различных погодных условиях

Номинальное напряжение линии, кВ	Марка провода	Потери мощности, кВт/км			
		Хорошая погода	Снег	Дождь	Изморозь
220	АСО 300	1,1	6,1	15,9	32
330	2 x АСО 300	1,2	4,8	16,9	38,2
500	3 x АСО 500	1,2	4,3	15,6	47,2
750	4 x АСО 600	5,8	18,4	64	138,9
1150	8 x АСО 300	10,2	44,4	122,1	320,6

Таблица П.10

Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение, кВ	Сечение, мм ²	Число проводов в фазе	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч/км в год
220	240/32	1	18 – 24
	300/39	1	16 – 22
	400/51	1	11 – 15
	500/64	1	9 – 13
330	240/32	2	28 – 38
	300/39	2	22 – 30
	400/51	2	16 – 23
	500/64	2	12 – 17
500	330/43	3	50 – 70
	400/51	3	44 – 60
	500/64	3	30 – 43
750	240/56	5	140
	300/66	5	120
	400/22	5	100
	400/51	5	95
	400/93	4	160
	500/64	4	145

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Идельчик В. И. Электрические сети и системы. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и объединений (И 34-70-030-87). – М.: Союзтехэнерго, 1987. – 35 с.
3. Глазунов А. А., Глазунов А. А. Электрические сети и системы. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 360 с.
4. Ершевич В. В., Зейлигер А. Н., Илларионов Г. А. и др. Справочник по проектированию электрических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1985. – 352 с.
5. Посленов Г. И., Сыч Н. М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М.: Энергоиздат, 1981. – 216 с.
6. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
7. Воротницкий В. Э., Железко В. С., Казанцев В. Н. и др. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / Под ред. В. Н. Казанцева – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
8. Методические указания по определению потерь электроэнергии и их снижению в городских электрических сетях напряжением 10(6)–0,4 кВ местных советов. Утверждены приказом Министра ЖКХ РСФСР № 556 от 31.10.1980.
9. Воротницкий В. Э. Многофакторная корреляционная модель для анализа и прогнозирования потерь энергии в распределительных сетях // Электричество. – 1975. – №1. – С. 29-31.
10. Шапиро И.З. Вероятностно-статистические модели для определения и прогнозирования потерь электроэнергии в распределительных сетях 6–10 кВ // Известия вузов. Энергетика. – 1978. – №4. – С. 15 – 20.
11. Сальников А. Х. Шевченко Л. А. Нормирование потребления и экономия топливно-энергетических ресурсов. – М.: Энергоиздат, 1986. – 240 с.
12. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94). – М.: Служба передового опыта ОРГЭС, 1995. – 44 с.
13. Постановление ФЭК РФ от 17.02.2000 г. №14/10 «Об утверждении нормативов технологического расхода электрической энергии (мощности) на ее передачу (потерь), принимаемых для целей расчета и регулирования тарифов на электрическую энергию (размера платы за услуги по ее передаче)».
14. ГОСТ 27322-87. Энергобаланс промышленного предприятия. Общие положения. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1987.
15. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35–500 кВ. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1981.
16. Литвак В. В., Силич В. А., Яворский М. И. Региональный вектор энергосбережения. – 2-е изд. – Томск: STT, 2001. – 342 с.

17. Литвак В. В., Маркман Г. З., Харлов Н. Н. Электроэнергия: экономия, качество. Учебное пособие. – Томск: STT, 2001. – 196 с.
18. Валов Б. М., Литвак В. В., Маркман Г. З., Харлов Н. Н. Контроль качества электрической энергии. – Томск: Изд. ТПУ, 1982. – 88 с.
19. Валов Б. М., Литвак В. В., Маркман Г. З., Харлов Н. Н. Качество энергии в электрических сетях. – Томск: Изд. ТПУ, 1983. – 82 с.
20. Введение в энергосбережение / Под ред. М. И. Яворского. – Томск: Изд. «Курсив плюс», 2000. – 219 с.
21. Жежеленко И. В. Показатели качества электроэнергии на промышленных предприятиях. – М.: Энергия, 1977. – 127 с.
22. Жежеленко И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – М.: Энергия, 1974. – 184 с.
23. ГОСТ 13109–97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд. стандартов, 1998. – 31 с.
24. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть первая. – М.: Энергосервис, 2001. – 76 с.
25. Методические рекомендации по определению потребительской корзины для основных социально-демографических групп населения в целом по РФ и в субъектах РФ// Сборник законодательства Российской Федерации. – 1999. – №8. – С. 1606-1649.
26. Закон Томской области «О порядке расчета прожиточного минимума в Томской области» от 15.01.2002. – №12.
27. Закон Томской области «О потребительской корзине Томской области» от 06.06.2001 №65-03.
28. Закс Ш. Теория статистических выводов/ Под ред. Ю. К. Беляева. – М.: Изд-во «Мир», 1975. – 740с.
29. Климов А. А. Электрификация производственных процессов в животноводстве. – М.: Сельхозгиз, 1955. – 376 с.
30. Кононов Ю. Д. Влияние энергетических стратегий на энергопотребление. – Иркутск, 1985. – 106 с.
31. Народное хозяйство РСФСР за 70 лет, статистический ежегодник/ Госкомстат РСФСР – М.: Финансы и статистика, 1987. – 471с.
32. Статистический ежегодник (1992–2001 гг.). Стат. сборник. – Т.: Томскоблкомстат, 2002. – 272 с.

**Галина Николаевна Климова
Валерий Владимирович Литвак
Григорий Зямович Маркман
Николай Николаевич Харлов**

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И КАЧЕСТВО
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Учебное пособие

Научный редактор кандидат технических наук,
доцент В.И. Готман

Редактор

Подписано к печати
Формат 60x84/16. Бумага офсетная.
Плоская печать. Уч.-изд. л. Усл. печ. л.
Тираж экз. Заказ . Цена свободная.
Издательство ТПУ. 634050, Томск, пр. Ленина, 30..