

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Г.З. Маркман

**ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ
И ТРАНСПОРТИРОВКИ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2008

УДК 621.314(075.8)+621.315(075.8)

ББК 31.264.5я73+31.27я73

М26

Маркман Г.З.

М26 Энергоэффективность преобразования и транспортировки электрической энергии: учебное пособие / Г.З. Маркман. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 184 с.

ISBN 5-98298-302-0

В учебном пособии изложены основные принципы комплексного подхода к оценке эффективности использования электрической энергии путем анализа ее различных компонентов: экономичности, надежности и качества. Приводятся методики комплексных энергетических обследований для различных хозяйствующих объектов. Даны примеры практического использования рассматриваемых методов для формирования программы энергосбережения на предприятиях.

Пособие разработано в рамках реализации Инновационной образовательной программы ТПУ по направлению «Технологии водородной энергетики, энергосбережение и возобновляемые источники энергии» и предназначено для студентов, аспирантов, обучающихся по энергетическим специальностям, и специалистов, занимающихся вопросами энергосбережения.

УДК 621.314(075.8)+621.315(075.8)

ББК 31.264.5я73+31.27я73

Рецензент

Доктор физико-математических наук,
ведущий научный сотрудник НИИ ПММ ТГУ

В.Н. Барашков

ISBN 5-98298-302-0

© Маркман Г.З., 2008

© Томский политехнический университет, 2008

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2008

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
ВВЕДЕНИЕ	14
1. КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	17
1.1. Показатели эффективности, характеризующие качество системы электроснабжения	18
1.1.1. Экономичность электропотребления.....	19
1.1.2. Качество электроэнергии.....	20
1.1.3. Надежность электроснабжения.....	22
1.2. Задачи выбора и классификации показателей энергоэффективности при оценке качества электроснабжения.....	23
2. ЭКОНОМИЧНОСТЬ ЭНЕРГОИСПОЛЬЗОВАНИЯ: ОЦЕНКА, ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ	32
2.1. Методики составления энергетических балансов для анализа энергоэффективности	32
2.1.1. Оценка потенциала энергосбережения путем составления и анализа энергетических балансов.....	33
2.1.2. Энергофинансовый баланс организаций.....	37
2.1.3. Модель энергетического и финансового потокораспределения Региона	41
2.2. Методика выбора формы оплаты за электрическую энергию в условиях действия тарифного меню	51
2.3. Методика определения удельных расходов электроэнергии для насосных агрегатов нефтедобывающих предприятий	54
2.4. Методика определения энергетической составляющей и энергоемкости продукции промышленного предприятия	67
2.5. Определение эффективности использования компенсирующих устройств	72
2.5.1. Оптимальное распределение реактивной мощности конденсаторных батарей.....	73
2.5.2. Оценка компенсирующей способности других источников реактивной мощности	75
2.5.3. Определение фактической загрузки элементов электрической сети	76
2.5.4. Анализ электромагнитной совместимости КУ в системе электроснабжения при наличии электромагнитных помех.....	79
2.5.5. Инструментальный контроль режимов потребления реактивной мощности	83

3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ЕГО АНАЛИЗА	87
3.1. Обследование качества электрической энергии – необходимый этап повышения энергоэффективности	87
3.2. Установление корреляционных связей между параметрами режимов различных узлов электрической сети	88
3.2.1. Установление регрессионных связей между напряжением и нагрузкой узлов сети	89
3.2.2. Определение коэффициентов крутизны характеристик нагрузки по напряжению	92
3.2.3. Количественная оценка взаимосвязей параметров режима узлов электрической сети	95
3.3. Методика и математическая модель для выбора узлов контроля установившегося отклонения напряжения по статистическому критерию «отношение вероятностей»	99
3.4. Пути повышения энергоэффективности систем электроснабжения по качеству электроэнергии	107
3.4.1. Устройство для автоматического регулирования напряжения узла электрической сети с использованием регрессионного принципа управления	108
3.4.2. Устройство для автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности	110
3.4.3. Повышение эффективности режимов систем питания электроимпульсных технологических установок	113
4. ОЦЕНКА РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ И	122
4.1. Совершенствование информационной модели электрической сети в задачах устойчивости	123
4.1.1. Устройства для определения критического напряжения и коэффициента запаса статической устойчивости узла нагрузки электрической сети	124
4.1.2. Устройство для определения запаса статической устойчивости электропередачи	130
4.2. Оценка надежности электроснабжения для обеспечения высокой энергетической эффективности	134
4.2.1. Анализ надежности путем моделирования режимов при пусках синхронных двигателей блочных кустовых насосных станций нефтяных месторождений	134
4.2.2. Исследование надежности потребителей нефтегазового комплекса Томской области	141
4.2.3. Определение вероятностных характеристик угла расхождения векторов напряжения Томской и Тюменской энергосистем	145

5. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ	151
5.1. Автоматизированная база данных для определения эффективности энергоиспользования	152
5.2. Электронный энергетический паспорт предприятия.....	155
5.3. Расширение функциональных возможностей энергетического паспорта для его использования при формировании графиков планово-предупредительных ремонтов	158
6. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДОВ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ	160
6.1. Этапы и технология проведения комплексных энергетических обследований	161
6.2. Тестовый пример обследования эффективности использования электрической энергии на промышленном предприятии.....	163
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	175

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 – энерго-снабжающая 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, образую-

щихся 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, передачи, 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

Повышение эффективности использования первичных энергетических ресурсов, а также электрической и тепловой энергии в последние годы заняло одно из ведущих мест в ряду неотложных научно-технических проблем, стоящих перед цивилизованным миром. В условиях истощения удобных для разработки месторождений нефти и газа, нарастающего экологического неблагополучия техногенного происхождения, быстрого роста энергопотребления в развивающихся странах, где сосредоточено более половины населения Земли, особое значение приобретают радикальное повышение эффективности энергопотребления, широкомасштабное использование возобновляемой энергии и освоение альтернативных технологий выработки электрической энергии. Нефтяной кризис 70-х гг. послужил для стран Запада мощным стимулом к реализации в энергетической политике этих направлений. За прошедшие десятилетия ими, а также Японией и некоторыми Азиатскими государствами достигнуты значительные успехи – рост ВВП этих стран (2.5...4 % в год) существенно опережает рост электропотребления (не более 1 % в год).

Россия обладает огромным (примерно 40 % от потребления) потенциалом энергосбережения, однако целый ряд факторов как порожденных кризисом 90-х гг., так и доставшихся в наследство от прошлого препятствует реализации этого потенциала. К ним можно отнести следующее:

- цены и тарифы на энергоресурсы не отражают объективного состояния внутренней и мировой экономики и в значительной степени определяются социально-экономическими и конъюнктурными условиями;
- недостаточное развитие нормативно-правовой базы и методического обеспечения по вопросам энергосбережения;
- специфический российский менталитет в плане бережливости, недостаточная квалификация 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;
- изношенная 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 и слабой интеграцией России в мировую экономику.

В значительной степени усложняет решение проблем рационального использования энергоресурсов низкая эффективность работы энергоснабжающих организаций. Так, в ряде энергосистем наблюдаются завышенные расходы энергоресурсов на собственные и хозяйственные нужды, большие относительные значения потерь электроэнергии при ее передаче ввиду недостаточной загрузки ЛЭП и трансформаторов, неэффективное использование собственных энергетических мощностей. В результате этого себестоимость произведенной электроэнергии может оказаться выше стоимости электроэнергии, получаемой по перетокам извне.

Нерациональное использование топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) энергоснабжающими организациями и потребителями усиливает противоречия между потребителями и производителями электрической и тепловой энергии ввиду необоснованного повышения тарифов на энергоресурсы и связанного с этим снижения платежеспособного спроса на энергию потребителями.

При существующей системе взаимоотношений АО-энерго не заинтересованы в экономии ТЭР потребителями, 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 повышения эффективности 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.

Энергетическое обследование является первым шагом на пути решения проблемы повышения энергоэффективности при добыче, производстве, распределении и потреблении энергоресурсов. Принципиально важным при этом является вопрос выбора критериев, по которым оценивается энергетическая эффективность в процессе энергетического обследования. Под энергоэффективностью понимается достижение технически возможной и экономически оправданной эффективности использования ТЭР при существующем уровне развития техники и технологии и одновременном снижении техногенного воздействия на окружающую среду [1]. При этом должны неукоснительно выполняться требования ко всем видам систем энергообеспечения и энергоснабжения: надежность, бесперебойность, безопасность, экономичность, качество вырабатываемых и потребляемых энергоресурсов.

Очевидно, что энергетические обследования должны быть максимально эффективными и отвечать ряду требований:

- комплексность;

- достоверность результатов;
- информативность;
- реализуемость.

Современные методики и нормативно-правовые документы по энергосбережению и проведению энергетических обследований ориентированы на повышение энергоэффективности, связанной с экономичностью и рациональностью использования ТЭР путем выявления их непроизводительных расходов. При этом в качестве критериев энергоэффективности выступают следующие показатели [2]:

- удельные расходы энергоресурсов на выпуск или транспортировку единицы продукции;
- величина потерь энергоресурса;
- энергоемкость выпускаемой продукции.

Другие компоненты энергетической эффективности, характеризующие надежность, безопасность энергоснабжения, качество энергоресурсов и энергоносителей, уровень техногенного воздействия на окружающую среду в круг задач при проведении энергетических обследований, как правило, не входят. Соответственно, существующие правила и ГОСТы по проведению энергетических обследований не содержат методических указаний по целому комплексу показателей, характеризующих совокупный уровень энергетической эффективности. Отсутствие комплексного подхода при проведении энергетических обследований существенно снижает их объективность и результативность при реализации на их основе программы по повышению энергоэффективности. Применение комплексного подхода в задачах энергетических обследований подразумевает, прежде всего, выбор и обоснование дополнительных показателей, характеризующих уровень надежности и качества энергоснабжения.

Данное учебное пособие посвящено вопросам энергосбережения, изучения методик и правил проведения комплексных энергетических обследований, разработки и применения способов повышения энергоэффективности транспорта, преобразования и потребления электрической энергии.

1. КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Качество электроснабжения потребителей, в отличие от качества электроэнергии, которое определяется только качеством питающего напряжения по ГОСТ 13109–97 и электромагнитной совместимостью, характеризуется также экономичностью и надежностью электроснабжения. Следовательно, если говорить о совокупном уровне качества электроснабжения, следует учитывать как минимум три составляющие: экономичность, надежность и качество электроэнергии. Соответственно, и эффективность использования электрической энергии необходимо оценивать по указанным составляющим или компонентам энергетической эффективности. Получение обобщенных показателей качества электроснабжения, характеризующих совокупный уровень энергетической эффективности, далеко не всегда представляется возможным. Мало того, между отдельными компонентами энергетической эффективности могут существовать неразрешимые противоречия, поскольку дополнительные затраты на повышение некоторых показателей энергоэффективности приводят к существенному ухудшению других показателей и возникновению непроизводительных расходов электрической энергии в виде увеличения потерь, снижения КПД, снижения производительности оборудования, увеличения удельных расходов электроэнергии на выпуск единицы продукции и т. д. В этих случаях поиск компромиссных решений весьма затруднителен: связан с решением сложных многоцелевых оптимизационных задач.

Обычно при решении многокритериальных задач определяют сначала локальные минимумы по каждому из частных критериев, а затем на основе заранее сформулированного принципа оптимальности выявляют такой вариант, который, не являясь наилучшим по каждому отдельному критерию, дает в совокупности оптимальное их сочетание.

В связи с этим, оценку качества электроснабжения потребителей можно проводить в следующей последовательности:

- обоснование и установление необходимого числа показателей энергоэффективности для каждой из компонент;
- определение объективных нормативов и их допустимых границ для всех обследуемых показателей энергоэффективности;

- проведение комплексных энергетических обследований, в том числе инструментальных, и определение фактических показателей энергоэффективности;
- оценка общей величины непроизводительного расхода электрической энергии (потенциала энергосбережения) при отклонениях фактических показателей энергоэффективности от установленных нормативов;
- поиск оптимального плана мероприятий улучшения показателей энергоэффективности по сценарию наибольшего снижения непроизводительного расхода электроэнергии от невыполнения нормативов;
- сравнительная оценка величин потенциала энергосбережения по данным энергетического обследования с результатами предполагаемых мероприятий по улучшению показателей энергоэффективности.

Поиск оптимального плана улучшения качества электроснабжения может осуществляться по принципу анализа отклонений показателей энергоэффективности от их нормативных значений и весовых коэффициентов, которые учитывают важность или наибольший удельный вес в принятых критериях качества электроснабжения.

1.1. Показатели эффективности, характеризующие качество системы электроснабжения

При проведении комплексных энергетических обследований для оценки качества электроснабжения потребителей важной задачей является выбор наиболее важных и значимых показателей энергоэффективности. Согласно правилам проведения энергетических обследований организаций [3], существует шесть видов энергетических обследований. Для каждого вида обследования должен существовать перечень необходимых показателей энергоэффективности по каждой компоненте.

Показатели, характеризующие качество электроснабжения потребителей, являются некоторыми обобщенными количественными характеристиками для комплексной оценки эффективности использования электрической энергии в системе электроснабжения хозяйствующего объекта. Уровень данных показателей соответствует уровню качества электроснабжения. *Таким образом, комплексную оценку эффективности использования электрической энергии по разным компонентам можно отождествлять с оценкой качества систем электроснабжения потребителей.*

Подбор необходимого числа показателей эффективности зависит от вида деятельности организации, глубины проводимых энергетических обследований и их целей, временных и финансовых возможностей ор-

ганизации, проводящей энергетическое обследование. Показатели эффективности энергоиспользования также служат индикаторами эффективности при проведении энергосберегающих мероприятий. По их динамике можно судить о результативности энергосберегающей деятельности организации. При комплексном энергетическом обследовании, наряду с показателями энергоэффективности, характеризующими экономичность электропотребления, как было сказано выше, вводятся показатели для оценки надежности и качества энергоснабжения.

Под уровнями энергетической эффективности для различных компонент следует понимать следующее:

- при обследовании **экономичности электропотребления** – достижение технически возможной и экономически оправданной эффективности использования ТЭР;
- при обследовании **качества электроэнергии** – обеспечение электромагнитной совместимости электрооборудования и сети при наличии электромагнитных помех;
- при обследовании **надежности электроснабжения** – обеспечение нормативных значений показателей надежности и нормативного запаса статической устойчивости.

1.1.1. Экономичность электропотребления

Обследование экономичности электропотребления осуществляется по показателям, наиболее полно отражающим его эффективность (с учетом профиля и специфики организации, вида энергопотребляющего оборудования, ориентации на получение максимальной отдачи от оптимизации показателей энергоэффективности).

Приведем предварительный список общеизвестных 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;
- 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 на основную деятельность организации и на энергообеспечение субарендаторов и арендаторов;
- утвержденные лимиты на энергоресурсы.

Рассмотренный список показателей энергоэффективности можно классифицировать по следующим признакам:

- отраслевая принадлежность организации;
- форма собственности;
- вид основной деятельности.

Далее будут рассмотрены подходы для определения наиболее важных показателей энергоэффективности применительно к конкретным обследованным организациям.

1.1.2. Качество электроэнергии

Качество электрической энергии (КЭ) характеризуется совокупностью свойств и показателей, нормируемых государственным стандартом ГОСТ 13109–97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [6]. 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.

Задачами контроля КЭ являются:

- проверка соответствия показателей качества электроэнергии (ПКЭ) требованиям ГОСТ 13109–97;
- выяснение причин несоответствия ПКЭ ГОСТ;
- определение ущерба от несоблюдения требований к КЭ;

- разработка плана мероприятий по улучшению ПКЭ и оценка экономического эффекта от внедрения мероприятий;
- выявление виновных в нарушении требований к отдельным ПКЭ и предъявление к ним экономических штрафных санкций.

В табл. 1.1 приведены ПКЭ и их нормативы по ГОСТ 13109–97.

Таблица 1.1

Показатели качества электроэнергии по ГОСТ 13109–97

№ 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 из ГОСТ 13109–97 [6]
3	Доза фликера: кратковременная P_{st} , о.е. длительная P_{lt} , о.е.	– –	1,38; 1,0 1,0; 0,74
4	Коэффициент искажения синусоидальности напряжения K_u , %	по табл. 1 из ГОСТ 13109–97 [6]	по табл. 1 из ГОСТ 13109–97 [6]
5	Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения $K_u(n)$, %	по табл.2 из ГОСТ 13109–97 [6]	по табл. 2 из ГОСТ 13109–97 [6]
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 $K_{пер.в}$, о.е.	–	–

Ущерб от несоблюдения нормативных требований к ПКЭ имеет две составляющие: электромагнитную и технологическую. Электромагнитная составляющая ущерба связана со снижением ресурса энергетического оборудования в связи с ускоренным его износом, с увеличением погрешностей измерения электрических величин и приборов учета электроэнергии, со сбоям систем автоматики и релейной защиты, с отключением или выходом из строя конденсаторных установок вследствие явлений резонанса на высших гармониках, с повышенным уровнем потерь энергии и мощности, и т. п. Технологическая составляющая ущерба связана со снижением производительности электрооборудования и технологического процесса, с повышенным потреблением энергии в связи с увеличением длительности технологического процесса или массового брака выпускаемой продукции, со снижением КПД оборудования и т. д. На энергоэффективность в первую очередь влияет технологическая составляющая ущерба. Исходя из этого, за уровень энергоэффективности, связанный с качеством электроэнергии, может быть принят оптимальный режим электроснабжения, обеспечивающий поддержание определенной группы ПКЭ на допустимом уровне. Определение необходимого вида и числа ПКЭ зависит от чувствительности конкретных потребителей к выбранным для обследования ПКЭ.

1.1.3. Надежность электроснабжения

Под надежностью понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях его функционирования [7]. Применительно к системам энергетики в числе заданных функций рассматривается бесперебойное снабжение потребителей. Для удовлетворения требований надежности энергосистем и систем электроснабжения необходимо обеспечить [8]:

- термическую стойкость элементов сети в нормальном и возможных послеаварийных режимах;
- допустимые для оборудования энергосистемы уровни напряжения;
- требуемые (нормативные) запасы статической устойчивости по передаваемой мощности для контролируемых линий в нормальном и послеаварийных режимах;
- требуемые (нормативные) запасы статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки сети.

Для выполнения указанных требований необходимо обеспечить нормативные и усредненные значения показателей надежности как для отдельных элементов энергосистем (линий, трансформаторов, выключателей и т. д.) [9], так и для режимных параметров (напряжения узлов сети,

коэффициенты запаса статической устойчивости электропередач и узлов нагрузки, величина оперативного резерва активной мощности и пр.) [8].

При проведении энергетического обследования подбор необходимых показателей надежности будет зависеть от вида объекта, специфики производства, категории потребителя по надежности электроснабжения, конкретных задач обследования, вероятности и размера ущерба от перерывов электроснабжения, степени износа оборудования, частоты оперативных переключений и проведении ремонта.

1.2. Задачи выбора и классификации показателей энергоэффективности при оценке качества электроснабжения

Для объективной оценки эффективности использования электрической энергии в системе электроснабжения потребителей необходим подбор показателей энергоэффективности таким образом, чтобы обеспечить разностороннюю оценку ее совокупных свойств. При этом следует осуществлять поиск зависимости между различными показателями энергоэффективности с учетом особенностей технологических процессов производства и режимов работы электрооборудования.

Поскольку качество систем электроснабжения зависит от множества влияющих факторов, то оценка качества электроснабжения (диагностирование состояния) относится к группе задач классификации состояний. Чтобы определить степень принадлежности состояния какому-либо классу, необходимо определить допустимые границы этих состояний. Для диагностики уровня качества электроснабжения возможна разбивка на следующие состояния: «высокий», «приемлемый», «недостаточный», «низкий» [103]. Учитывая весьма большое количество показателей энергоэффективности по всем компонентам, включение их всех в процесс анализа энергоэффективности может оказаться затруднительным и чрезмерно трудоемким. Следовательно, необходимо разработать комплекс процедур по выявлению минимального набора наиболее представительных показателей энергоэффективности, соответствующих конкретной ситуации и адаптированных к набору исходных данных. Для идентификации состояния каждого показателя энергоэффективности необходимо предварительно определить пороговые значения как граничные между выделенными градациями состояний по данным показателям. Вся совокупность показателей энергоэффективности разбивают на группы или компоненты, характеризующиеся общими признаками. Для электрической энергии такими компонентами, как уже отмечалось, являются экономичность, надежность и качество.

Обобщенным критерием для комплексной оценки качества электроснабжения можно считать следующее условие:

$$P = f \{ P(x_1), P(x_2), \dots, P(x_n) \} \rightarrow \min, \quad (1.1)$$

где P – потенциал энергосбережения (непроизводительный расход электроэнергии), кВт·ч; $P(x_1) P(x_2) \dots P(x_n)$ – потенциалы энергосбережения по каждому из показателей энергоэффективности x_i (частные потенциалы энергосбережения).

В частном случае, когда показатели энергоэффективности являются независимыми или линейно зависимыми, выражение (1.1) можно представить в виде суммы потенциальных функций по каждому показателю энергоэффективности. Если принять данный случай в качестве допущения, то многоцелевую задачу оценки качества электроснабжения по условию (1.1) можно решать как одноцелевую:

$$P = \sum_{i=1}^n P(x_i) \rightarrow \min. \quad (1.2)$$

Под непроизводительным расходом энергоресурсов или потенциалом энергосбережения, согласно Федеральному закону РФ «Об энергосбережении» [1], понимается «расход энергетических ресурсов, обусловленный несоблюдением требований, установленных государственными стандартами, а также нарушением требований, установленных иными нормативными актами, технологическими регламентами и паспортными данными для действующего оборудования».

Возможный перечень показателей эффективности использования электрической энергии по различным компонентам рассмотрен ранее.

Частная производная вида $\frac{\partial P_i}{\partial x_i}$ характеризует «скорость» достижения желаемого результата (повышения энергоэффективности) от минимальной приемлемой величины $x_{i_{\min}}$ до максимальной величины показателя энергоэффективности $x_{i_{\max}}$. При этом значение

$$\frac{P(x_i)}{P(x_{i_{\max}})}$$

соответствует доле уже достигнутого результата повышения энергоэффективности, а значение

$$\left(1 - \frac{P(x_i)}{P(x_{i_{\max}})}\right)$$

соответствует доле результата по повышению энергоэффективности, которого еще предстоит достигнуть.

Исходя из изложенных соображений, можно составить следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{\partial P(x_i)}{\partial x_i} = \theta \frac{P(x_i)}{P(x_{i_{\max}})} \cdot \left(1 - \frac{P(x_i)}{P(x_{i_{\max}})}\right), \quad (1.3)$$

где θ – коэффициент крутизны, характеризующий интенсивность процесса достижения желаемого результата от улучшения показателя x_i .

Решение уравнения (1.3) можно представить в виде [93]:

$$P(x_i) = \theta \frac{P(x_{i_{\max}})}{1 + q \cdot e^{-\theta \cdot x_i}}. \quad (1.4)$$

где q – предэкспоненциальный множитель, показывающий величину смещения потенциальной функции по оси ординат.

Коэффициент крутизны θ , можно интерпретировать как приращение потенциала (или «ущерба») при отклонении показателя эффективности x_i от нормативного или оптимального значения. При известных частных потенциальных функциях $P(x_i)$, коэффициенты крутизны θ_i позволяют производить поиск наиболее важных или «определяющих» показателей эффективности, осуществляемый по принципу первоочередного снижения потенциала энергосбережения по тому показателю x_i , по которому имеется максимальное значение приращения потенциала:

$$\theta_i = \frac{\partial P_i(x_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial P_i(x_i)}{\partial x_i} + \frac{\partial P_i(x_i)}{\partial x_j} \cdot \frac{\partial x_j}{\partial x_i}. \quad (1.5)$$

Производные вида $\partial x_i / \partial x_j$, входящие в выражение (1.5) называются коэффициентами чувствительности [111]. Они показывают относительное изменение показателя эффективности x_i при относительном изменении показателя x_j .

Для перевода потенциальной функции к относительным единицам в выражение (1.4) введем нормирующий множитель, равный:

$$x_{i_{H}} = \frac{x_i - x_{i_{\min}}}{x_{i_{\max}} - x_{i_{\min}}}. \quad (1.6)$$

Тогда нормированная потенциальная функция будет определяться по выражению:

$$P(x_i) = \frac{x_{i_{H}} (1 + q \cdot e^{-\theta \cdot x_{i_{\max}}})}{1 + q \cdot e^{-\theta \cdot x_i}}. \quad (1.7)$$

Вид потенциальных функций по различным показателям энергоэффективности X_i и значения коэффициентов крутизны θ_i должны быть известны или получены в процессе эксплуатации, проведения энергетических обследований. Так, например, наибольшую известность получили, так называемые, «функции ущерба по напряжению» вида $V(\delta U_y)$,

[35, 110] или в принятых нами обозначениях $\Pi(\delta U_y)$, где U – функция ущерба по напряжению; δU_y – установившееся отклонение напряжения.

Потенциалы энергосбережения по каждому из показателей энергоэффективности и суммарный потенциал могут быть определены при проведении энергетического обследования путем составления энергетического баланса по фактическому и нормативному электропотреблению, а также при разработке программы энергосбережения для оптимизации выбранных при обследовании показателей энергоэффективности.

При выборе показателей эффективности использования электрической энергии также необходимо устанавливать связь между показателями энергоэффективности и факторами, на них влияющими. Факторы должны быть проранжированы по степени их использования для максимального достижения цели повышения качества электроснабжения. При этом выделяется «определяющий» показатель энергоэффективности (например, удельный расход или потеря энергоресурса) и осуществляется последовательный подбор влияющих факторов. Поочередно вводя их в действие и варьируя их значениями, оценивают изменение определяющего показателя энергоэффективности. В дальнейшем оставляют для рассмотрения только те факторы, которые приводят к улучшению определяющего показателя. Остальные факторы не принимают во внимание. При замене или выборе другого определяющего показателя процедура повторяется. Влияющие факторы, которые являются более значимыми и наиболее часто используемыми, могут быть переведены в категорию определяющих показателей.

Поочередное рассмотрение изменений показателей энергоэффективности (определяющих показателей) при варьировании влияющих факторов, может приводить к возникновению конфликтных ситуаций, когда при улучшении одного показателя энергоэффективности происходит ухудшение другого показателя и, как следствие, качества системы электроснабжения в целом. Повторяя многократно изложенную процедуру, добиваются наиболее оптимального варианта. При этом наилучший результат может быть и не достигнут. В этом случае принимают вариант наиболее доступный для практической реализации и с меньшими материальными затратами.

Блок-схема алгоритма решения рассмотренной задачи по диагностированию качества электроснабжения и выбору оптимального пути его достижения приведен на рис. 1.1 [105].

Разработка научно-методических основ и ранжирование направлений энергосбережения по степени их эффективности позволяет наиболее полно использовать потенциал энергосбережения и наиболее рационально повышать качество системы электроснабжения. Это достигается путем последовательного расположения мероприятий по их вкладу в улучшение того показателя энергоэффективности, который для данной системы электроснабжения является определяющим.

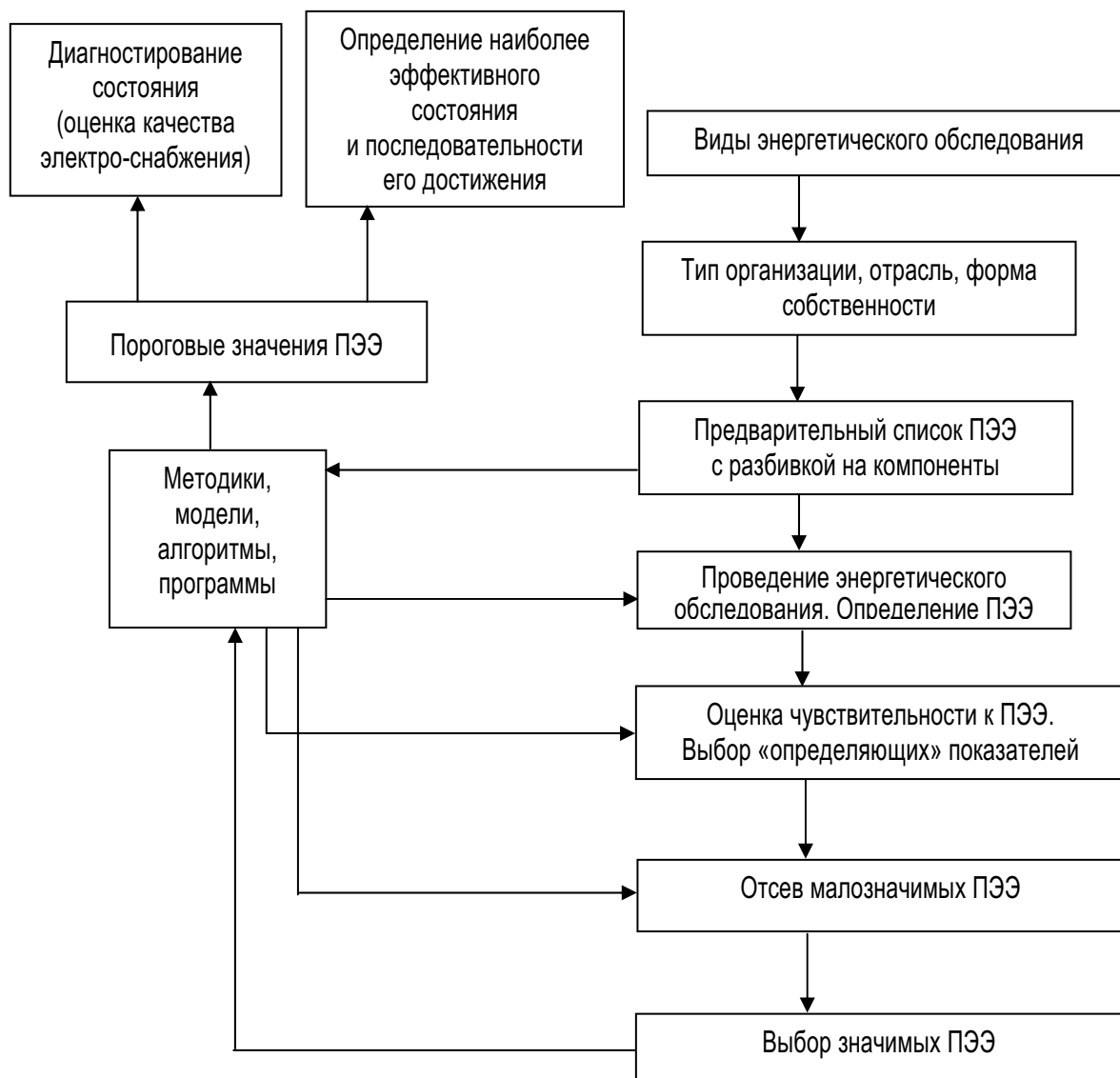


Рис. 1.1. Блок-схема алгоритма решения задачи выбора и классификации показателей эффективности использования электрической энергии (ПЭЭ) при оценке качества электроснабжения

При проведении комплексных энергетических обследований следует связывать выбор наиболее важных или «определяющих» показателей энергоэффективности с показателями, оказывающими наиболее существенное влияние на формирование того или иного «определяющего» показателя («вспомогательные» показатели). Определение таких «вспомогательных» показателей должно основываться на представлениях о характере технологических процессов, специфике производства, составе оборудования и прочей информации об обследуемой организации. Исходя из этого, оценку степени взаимосвязи можно осуществлять путем экспертной оценки специалистов различных служб предприятия и энергоаудиторских фирм. В табл. 1.2 приведена бальная экспертная оценка (о.е.) величин сте-

пени взаимосвязи «определяющих» и «вспомогательных» показателей эффективности использования электрической энергии, полученная путем статистической обработки результатов опроса 10 специалистов.

Таблица 1.2

Оценка взаимосвязей показателей энергоэффективности

Компонента	Наименование «определяющего» показателя эффективности	Влияющие факторы («вспомогательные» показатели)	Ранговые показатели, о.е
Экономичность	Удельный расход электроэнергии (Y_0)	Коэффициент использования (загрузки)	0,4
		Потери	0,05
		КПД	0,1
		Уст. откл. напряжения (δU_V)	0,3
		Козф. несимметрии по O -ой и обр.послед.	0,05
		Козф. мощности ($\cos\varphi, \operatorname{tg}\varphi$)	0,1
	Потери	Коэффициент использования (загрузки)	0,4
		Уст. откл. напряжения (δU_V)	0,3
		Козф. несимметрии по O -ой и обр.послед.	0,02
		Коэффициент искажения синусоидальности напряжения	0,05
		Коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения	0,02
		Козф. мощности ($\cos\varphi, \operatorname{tg}\varphi$)	0,2
		Характеристики графика нагр. ($T_{\max}, \tau_{\max}, P_{\max}$)	0,01
	Козф. мощности ($\cos\varphi, \operatorname{tg}\varphi$)	Коэффициент использования (загрузки)	0,2
		Уровень использования КУ	0,4
		Уровень использования СД	0,3
		Потери	0,1
	Энергоемкость продукции	Удельный расход электроэнергии (Y_0)	0,6
		Потери	0,3
		Расход ЭЭ на собственные и технол. нужды	0,1
	Расход ЭЭ на собственные, технологические и хозяйственные нужды	Коэффициент использования (загрузки)	0,1
		Потери	0,1
		КПД	0,1
		Уст. откл. напряжения (δU_V)	0,4
		Козф. мощности ($\cos\varphi, \operatorname{tg}\varphi$)	0,3
	Характеристики графика нагр. ($T_{\max}, \tau_{\max}, P_{\max}$)	Коэффициент использования (загрузки)	0,6
		Козф. мощности ($\cos\varphi, \operatorname{tg}\varphi$)	0,4

Продолжение табл. 1.2

Компонента	Наименование «определяющего» показателя эффективности	Влияющие факторы («вспомогательные» показатели)	Ранговые показатели, о.е	
Надежность	Среднее количество отказов	Вероятность безотказной работы	0,7	
		Параметр потока отказов	0,3	
	Коэффициент вынужденного простоя	Среднее время восстановления	0,5	
		Коэффициент готовности	0,5	
	Удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии	Средний недоотпуск электроэнергии	0,6	
		Среднее время восстановления	0,2	
		Коэффициент вынужденного простоя	0,2	
	Коэффициенты запаса статической устойчивости для узлов нагрузки и ЛЭП	Установившееся отклонение напряжении	0,4	
		Длительность провала напряжения.	0,1	
		Коэффициент использования	0,3	
		Коэффициент реактивной мощности	0,2	
	Качество электроэнергии	Установившееся отклонение напряжения	Коэффициент использования	0,4
			Потери	0,1
			Коэффициент реактивной мощности	0,2
Уровень использования компенсирующих устройств			0,3	
Размах изменения напряжения		Длительность провала напряжения.	0,2	
		Параметры установившегося или переходного режимов при диагностике электрооборудования	0,8	
Доза фликера		Размах изменения напряжения	1,0	
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения		Коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения	0,6	
		Коэффициент реактивной мощности	0,2	
		Уровень использования компенсирующих устройств	0,1	
		Коэффициент использования	0,1	

Компонента	Наименование «определяющего» показателя эффективности	Влияющие факторы («вспомогательные» показатели)	Ранговые показатели, о.е
Качество электроэнергии	Коэффициент гармонической n -составляющей напряжения	Коэффициент искажения синусоидальности напряжения	0,4
		Коэффициент реактивной мощности	0,2
		Уровень использования компенсирующих устройств	0,2
	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности	Коэффициент использования по каждой фазе	0,6
		Коэффициент реактивной мощности по каждой фазе	0,3
		Установившееся отклонение напряжения по каждой фазе	0,1
	Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности	Коэффициент использования по каждой фазе	0,6
		Коэффициент реактивной мощности по каждой фазе	0,3
		Установившееся отклонение напряжения по каждой фазе	0,1

Выбор «определяющих» и «вспомогательных» показателей энергоэффективности можно также производить путем обработки и анализа статистической информации о режимах энергетических объектов или систем энергоснабжения. В качестве примера выбора «определяющего» и «вспомогательных» (влияющих) показателей при применении статистических методов анализа можно рассмотреть режимы работы насосных агрегатов. Энергоэффективность насосных агрегатов, главным образом, оценивается с помощью удельных расходов электроэнергии на единицу объема перекачиваемой жидкости. Величина удельного расхода электроэнергии Y_0 зависит от множества факторов, таких как нагрузка оборудования, качество электроэнергии, износ оборудования, уровень потребления и степень компенсации реактивной мощности, напор, КПД насоса, производительность насоса и др. Индивидуальное обследование зависимости величины Y_0 от каждого из перечисленных факторов не представляется возможным, поскольку они все действуют одновременно. Поэтому можно воспользоваться результатами статистических исследований режимов насосных агрегатов с последующим построением регрессионных зависимостей. При этом может быть установлена корреляционная связь между удельным расходом электроэнергии и различными влияющими факторами и произведена оценка степени их влияния. Основной задачей регрессионного анализа является определение формы и тесноты связи между функцией и аргументами, выявление наиболее значимых и отсеивание малозначимых факторов.

Уравнение множественной линейной регрессии для удельного расхода электроэнергии насосного агрегата может быть представлено в виде

$$Y_0 = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + \dots + b_nx_n, \quad (1.8)$$

где x_i – факторы, влияющие на удельный расход электроэнергии насосного агрегата; b_i – регрессионные коэффициенты.

В качестве факторов использовались:

- x_1 – установившееся отклонение напряжения δU_y , о.е. (учитывались только отрицательные значения данного показателя);
- x_2 – коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} , о.е.;
- x_3 – коэффициент реактивной мощности $\cos\varphi$;
- x_4 – коэффициент использования (загрузки) электродвигателя насоса $K_{И}$, о.е.;
- x_5 – значение часовой производительности насоса Q , м³/ч.

Для построения модели (1.8) были получены статистические данные по режимам работы однотипных погружных насосных агрегатов на 178 скважинах питьевой артезианской воды Томского водоканала. Измерения электрических величин производились анализатором количества и качества электроэнергии типа AR5, а измерение расхода воды – ультразвуковым расходомером типа PORTAFLOW. Уравнение множественной линейной регрессии для определения удельного расхода электроэнергии для погружного насосного агрегата марки ЭЦВ-10-63-110 имеет вид:

$$Y_0 = 0,531 + 0,26 \cdot \delta U_y + 0,761 \cdot K_{2U} - 0,035 \cdot \cos\varphi - 0,604 \cdot K_{И} - 0,01 \cdot Q. \quad (1.9)$$

Статистический анализ полученного уравнения показал, что наиболее значимыми факторами являются коэффициент использования (загрузки) и часовая производительность насоса [106].

Контрольные вопросы

1. Какие компоненты эффективности использования электрической энергии Вы знаете?
2. Какие показатели эффективности, характеризующие качество системы электроснабжения Вы знаете?
3. В какой последовательности поводится оценка качества системы электроснабжения?
4. Как осуществляется выбор и классификация показателей энергоэффективности при оценке качества электроснабжения?
5. Как формулируется обобщенный критерий для комплексной оценки качества электроснабжения?
6. Что называется «определяющим» показателем энергоэффективности. Как осуществляется поиск «определяющих» показателей?

ЭКОНОМИЧНОСТЬ ЭНЕРГОИСПОЛЬЗОВАНИЯ: ОЦЕНКА, ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ РЯДА ХОЗЯЙСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ)

Методики энергетического обследования, выбор показателей энергоэффективности, представленные в данной работе, являются результатом как аналитической работы, так и практической деятельности по энергетическому обследованию предприятий и организаций отличающихся формой собственности, ведомственной принадлежностью, видом основной деятельности, расположенных, преимущественно, на территории Томской области, а также в Красноярском крае и Кузбассе.

2.1. Методики составления энергетических балансов для анализа энергоэффективности

Основой формирования экономических, хозяйственных, производственных, информационных и иных механизмов управления в энергетике является энергетический баланс объекта. При этом не существенны характер и объемы потребления энергоресурсов. Полнота и содержательность его описания обеспечивают оптимальность выбора структуры производства энергетических ресурсов, их распределения, передачи и потребления, типов энергогенерирующих и энергопотребляющих установок, видов энергоносителей для различных технологических процессов и условий [14]. Энергетические балансы реализуют единый подход – сопоставление затраченных и полезно используемых энергоресурсов.

Основные принципы и задачи составления топливно-энергетических балансов заключаются в следующем:

- формирование баланса осуществляется преимущественно на основе действующих форм государственной статистической отчетности;
- сопоставление прихода, расхода и потерь энергоресурсов осуществляется на каждом этапе производства, передачи и конечного использования энергоресурсов;
- измерение потоков энергии и энергоресурсов, их планирование и анализ необходимо для подготовки управляющих решений и обоснования тарифов на энергию и энергетические услуги;

- оценка потерь энергии на каждом этапе ее использования позволяет определять пути снижения потерь;
- совершенствование структуры баланса, заключающееся в повышении эффективности использования энергоресурсов, замены малоэффективных ресурсов и технологий на высокоэффективные и/или снижении стоимости использования энергоресурсов;
- оценивается потенциал энергосбережения.

Рассмотрим методы построения различных видов энергетических балансов для оценки и анализа энергоэффективности.

2.1.1. Оценка потенциала энергосбережения путем составления и анализа энергетических балансов

Потенциалом энергосбережения называют разность между фактическим потреблением энергоресурсов и прогрессивной нормой энергопотребления. Как правило, потенциал энергосбережения выявляется в результате энергетического обследования объекта и составления энергетического баланса.

Балансовый метод анализа топливно-энергетического хозяйства как по отдельным видам энергетических ресурсов – электроэнергии, газу, нефти и т. д., так и сводным известен достаточно давно и применяется весьма широко [10,11]. Построение топливно-энергетических балансов для определения целесообразных пропорций добычи, использования и экспорта топливно-энергетических ресурсов страны в целом и отдельных отраслей составляло и составляет важную задачу планирования развития.

При всех сложностях составления государственных, отраслевых балансов и балансов предприятий, технология их разработки отработана достаточно хорошо многолетним применением. Значительной проблемой остается формирование территориально-ориентированных топливно-энергетических балансов: региональных, балансов муниципальных образований, бассейновых балансов, линейных балансов и т. д. [12].

Оценка потенциала энергосбережения может производиться на основании построения балансов как по отдельным видам ТЭР в натуральном виде, так и на основании формирования сводного энергетического баланса в тоннах условного топлива (т усл. топл). При составлении таких балансов основную трудность представляет определение прогрессивных норм расхода ТЭР по отдельным технологическим циклам или статьям расхода и по предприятию или его объектам в целом.

Рассмотрим оценку потенциала энергосбережения на примере объединения ООО «Томсктрансгаз».

Сопоставление фактического и нормативного потребления энергоресурсов предприятием ООО «Томсктрансгаз» за 2003 г. дает следующую оценку потенциала энергосбережения по подразделениям компании (табл. 2.1 и табл. 2.2):

Таблица 2.1

Оценка потенциала энергосбережения по газу (тыс. м³)

Наименование структурного подразделения	Потребление газа на транспорт		Всего		Потенциал энергосбережения
	Факт	Норматив	Факт	Норматив	
Алтайское ЛПУ	379	307	1010	818	192
Юргинское ЛПУ	379	315	2798	2322	476
Кемеровское ЛПУ	686	549	4754	3803	951
Новокузнецкое ЛПУ	567	448	2883	2278	605
Новосибирское ЛПУ	567	455	6927	5819	1108
Барабинское ЛПУ	8138	6348	12012	9610	2402
Омское ЛПУ	1959	1548	9996	7897	2099
Александровская ПП	2962	2370	12020	9616	2404
Вертикосская ПП	888	737	4945	4104	841
Парабельская ПП	770	631	4077	3343	734
Чажемтовская ПП	736	618	6778	5694	1084
Володинская ПП	622	498	4164	3331	833
Томская ПП	7775	6142	33650	26584	7066
Нишневартовская ПП	543	424	2331	1818	513
Итого	27846	21390	108344	87037	21307

Нормативное потребление электроэнергии на транспортировку газа складывается из следующих составляющих затрат:

- объемы электропотребления на компримирование (сжатие) газа;
- объемы электропотребления на автоматическое воздушное охлаждение (АВО) газа;
- потребность в электроэнергии на собственные нужды ГПА (газоперекачивающие агрегаты);
- объемы потерь электрической энергии в передающих и преобразующих элементах системы электроснабжения.

Нормативное потребление газа при его транспортировке складывается из следующих составляющих:

- потребность компрессорных станций (КЦ) в газе на технологические нужды;
- технологические потери газа в КЦ;
- технологические потери газа в линейной части магистрального газопровода.

Таблица 2.2

Оценка потенциала энергосбережения по электроэнергии (тыс. кВтч)

Наименование структурного подразделения	Потребление электроэнергии на транспортировку газа		Всего		Потенциал энергосбережения
	Факт	Норматив	Факт	Норматив	
Алтайское ЛПУ	903	786	903	786	117
Юргинское ЛПУ	44591	37011	44653	37062	7591
Кемеровское ЛПУ	808	663	4084	3512	572
Новокузнецкое ЛПУ	779	647	1767	1502	265
Новосибирское ЛПУ	2119	1716	6769	5618	1151
Барабинское ЛПУ	1301	1041	1321	1070	251
Омское ЛПУ	1404	1151	1404	1151	253
Александровская ПП	1392	1183	1517	1289	228
Вертикосская ПП	50254	42213	51003	42843	8160
Парабельская ПП	52223	43345	52663	43711	8952
Чажемтовская ПП	64106	52567	64106	52567	11539
Володинская ПП	59286	49207	59490	49377	10113
Томская ПП	5527	4477	16804	13779	3025
Нижневартовская ПП	827	711	827	711	116
Итого	285520	236718	307309	254978	52333

Нормирование потребления энергоресурсов на транспорт газа выполнено согласно отраслевой методике [13] и представлено в табл. 2.1 и 2.2.

Таблица 2.3

Расчетные значения потерь электроэнергии на газокompрессорных станциях

Название КС	Абсолютная величина потерь, кВтч	Относительная величина потерь, %
Кожурлинская	26040	2,07
Александрово	94108	3,86
Вертикос	227994	0,86
Парабель	244389	0,67
Чажемто	234079	0,90
Володино	266806	0,91
Проскоково	357000	0,81

Таблица 2.4

Удельные нормы расхода энергоресурсов на компримирование

Название КС	Р _{ср.}		Средняя температура газа на входе Т ₁ , °С	Коэффициент сжимаемости газа Z	Удельное потребление энергоресурсов на компримирование (м ³ /млн м ³ , кВт·ч/млн м ³)
	Р _{ср. вх. атм/мпа}	Р _{ср. вых. атм/мпа}			
Кожурлинская	29,0/2,96	38,1/3,89	2,1	0,91	3431,0
Вертикос	27,15/2,66	33,87/3,32	2,1	0,93	8231,0
Парабель	28,04/2,75	35,04/3,43	2,1	0,92	8240,0
Чажемто	27,8417	34,9083	2,1	0,925	8370,0
Володино	26,9083	33,4333	2,1	0,94	8133,1
Просоково	23,3833	29,2500	2,1	0,96	8560,0

Нормативные потери электрической энергии в передающих и преобразующих элементах системы электроснабжения определяются в ходе энергетического обследования и зависят от режимов электропотребления, мощности и загрузки трансформаторов, протяженности, сечения и загрузки кабельных и воздушных линий. В табл. 2.3 приведены абсолютные и относительные значения потерь электрической энергии в системах внутривзаводского электроснабжения газокompрессорной станции (КС).

В табл. 2.4 приведены нормативные значения удельных расходов топливного газа и электрической энергии на компримирование по основным газокompрессорным станциям ООО «Томсктрансгаз».

Анализ данных табл. 2.1, 2.2 и 2.4 показывает высокий потенциал энергосбережения как по электроэнергии (порядка 52 млн кВтч в год), так и по газу (порядка 21 млн м³ в год). Наибольший потенциал энергосбережения по электроэнергии имеют газокompрессорные станции «Володинская» и «Чажемтовская», а по газу – ГКС «Александровская» и «Чажемтовская». По удельному потреблению энергоресурсов на компримирование на электроприводных ГКС лучшие показатели имеет «Володинская» ГКС, а худшие показатели имеет ГКС «Проскоково».

2.1.2. Энергофинансовый баланс организаций

Энергетический баланс является основой для многих инфраструктурных решений, связанных с проектированием развития, оптимизацией топливообеспечения, обоснованием тарифов и решений по оперативному управлению деятельностью энергокомпаний и предприятий. Многие интегральные показатели оценки производственно-хозяйственной деятельности рассчитываются на основе энергетического баланса.

В декабре 2002 г. в РАО «ЕЭС России» введен в действие «Регламент по формированию движения потоков денежных средств и отчетов об их использовании акционерными обществами энергетики и электрификации и акционерными обществами электростанций» [19]. Тем самым сформирована система финансово-экономического управления, основу которой составляет единая система бюджетирования дочерних и зависимых обществ.

Условия производственно-хозяйственной деятельности и финансово-экономического положения предприятий электроэнергетического комплекса вынуждают обращать особое внимание на контрольные показатели:

- выручка от реализации электрической и тепловой энергии;
- расходы на топливо;
- расходы на покупную энергию;
- расходы на оплату труда;
- расходы на уплату налогов;
- расходы на выплату дивидендов;
- расходы на оплату услуг по организации функционирования и развития «ЕЭС России».

Документированная увязка производственно-хозяйственных и экономико-финансовых аспектов управления энергетической компанией может быть осуществлена в **энергофинансовом балансе**, позволяющем сопоставлять потоки энергоресурсов и соответствующие им потоки денежных средств [17]. Структура такого баланса показана на рис. 2.1.

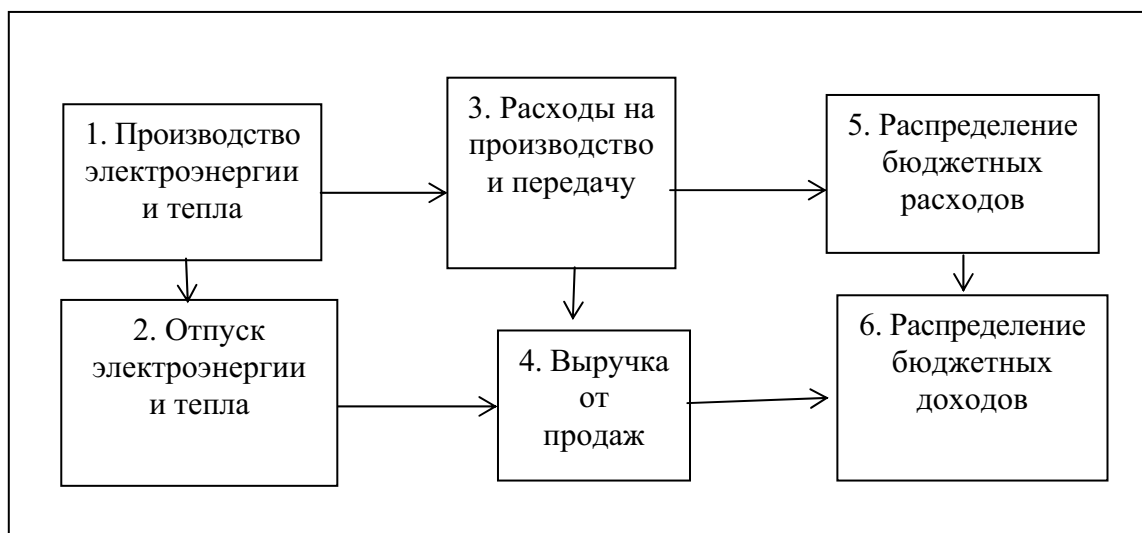


Рис. 2.1. Структура энергофинансового баланса

Структура энергофинансового баланса энергокомпании содержит шесть блоков, в состав которых входят:

1. Сведения о производстве и получении электрической и тепловой энергии:

- объемы производства электроэнергии на собственных источниках;
- получено электроэнергии с оптового рынка электроэнергии;
- получено электроэнергии (тепла) от блок-станций;
- получено тепловой энергии от сторонних производителей.

2. Сведения о расходе производимых энергоресурсов:

- расход электроэнергии и тепла на собственные нужды;
- отпуск электроэнергии в сеть;
- отпуск тепла в сеть;
- потери электроэнергии и тепла в сетях;
- отпуск электроэнергии и тепла потребителям.

3. Сведения о платежах, связанных с производством электроэнергии и тепла:

- платежи за топливо;
- платежи за покупаемую энергию, сырье и материалы;
- затраты на ремонт;
- затраты на оплату труда;
- управленческие расходы;

- затраты на услуги непроизводственного характера.
4. Сведения о средствах, полученных от реализации электроэнергии и тепла.
 5. Сведения о получателях платежей, связанных с производством электроэнергии и тепла.
 6. Сведения об объемах и источниках поступающих платежей за энергоресурсы и услуги.

Унифицированная структура используемой бюджетной документации позволяет значительно повысить финансовую прозрачность каждой энергокомпании. Форматы бюджетной документации предусматривают отражение всех доходов и поступлений, а также расходов, сгруппированных по основным направлениям. Точность и достоверность материалов энергофинансового баланса энергокомпании однозначно определяется достоверностью исходных данных.

Составление энергетического баланса промышленного предприятия по ГОСТ 27322–87 [11] представляет достаточно сложную задачу, но его анализ обеспечивает выработку исчерпывающих мер по энергосбережению и эффективному использованию энергетических ресурсов. Топливо-энергетический баланс, по сути, представляет собой сопоставление прихода и расхода энергоресурсов (табл. 2.5).

Таблица 2.5

Структура топливо-энергетического баланса предприятия

Приход	Расход
Электроэнергия, кВт·ч	
1. Произведено на собственных источниках	1. Потреблено на производственные нужды
	2. Потреблено на хозяйственные и собственные нужды
2. Получено от энергоснабжающих организаций по сетям: <ul style="list-style-type: none"> • высокого напряжения; • среднего напряжения; • низкого напряжения 	3. Потери в сетях
	4. Отпущено субабонентами
Всего: кВт·ч/т усл. топл	Всего: кВт·ч/т усл. топл
Тепловая энергия, Гкал	
1. Произведено на собственных источниках	1. Потреблено на производственные нужды
2. Получено от сторонних организаций	2. Потреблено на хозяйственные и собственные нужды
3. Вторичные энергоресурсы	3. Потери в сетях
	4. Отпущено субабонентам
Всего: Гкал/т усл. топл	Всего: Гкал/т усл. топл

Окончание табл. 2.5

Приход	Расход
Уголь, т	
1. Получено	1. Потреблено на производственные и хозяйственные нужды
2. Остаток на складах	2. Отпущено сторонним потребителям
Всего: т/т усл. топл	Всего: т/т усл. топл
Газ, м ³	
Нефтепродукты, т	
Прочие энергоресурсы, т	
Итого: т усл. топл	Итого: т усл. топл

Сначала составляется материальный энергетический баланс по каждому используемому энергоресурсу, а затем – в единицах условного топлива (синтетический баланс). Данный вид баланса позволяет наметить пути повышения энергоэффективности – снижение потребления, замену одних энергоресурсов другими или снижение стоимости потребляемых ресурсов.

Таблица 2.6

Энергофинансовый баланс предприятия

Приход энергоресурсов (платежи за получаемые энергоресурсы), руб.	Расход энергоресурсов (стоимость энергоресурсов, перенесенная в продукцию), руб.
1. Плата за топливо: <ul style="list-style-type: none"> • уголь; • газ; • нефтепродукты; • прочие 	1. Стоимость топлива и энергии на производственные нужды, переносимая в себестоимость продукции
2. Плата за энергию, получаемую со стороны: <ul style="list-style-type: none"> • электроэнергия; • тепловая энергия 	2. Стоимость топлива и энергии на хозяйственные и коммунальные нужды, не относимая к себестоимости
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.

Анализ расходной части баланса по корпусам, участкам, подразделениям, установкам позволяет обнаружить структурные элементы со значительными потерями энергоносителей и наметить меры по их сни-

жению. Учитывая возможность замены одних энергоресурсов другими, изменения текущей цены, изменения доли каждого ресурса, оптимизация баланса может быть осуществлена не только за счет снижения потерь, но и при структурной перестройке баланса [20].

Значительный интерес, также как и для энергокомпании представляет предложенный нами **энергофинансовый баланс предприятия**, выражающий потоки денежных средств, связанных с получением и использованием энергоресурсов (табл. 2.6) [16].

Составление и использование энергофинансового баланса обеспечивает полноценный выбор направлений энергетической и финансовой эффективности предприятия. С помощью энергофинансового баланса возможно также определение показателей энергоэффективности, таких как энергетическая составляющая в себестоимости продукции и энергоемкость выпускаемой продукции (см. раздел 2.4). В конечном итоге, энергофинансовый баланс способствует проведению оценки качества энергоснабжения по экономической компоненте.

2.1.3. Модель энергетического и финансового потокораспределения региона

Для совместного представления всей совокупности энергетических, финансовых, материальных и других взаимосвязей между поставщиками и потребителями энергетических ресурсов возможно построение модели, где эти взаимосвязи представлены в виде потоков, моделируемых сетевыми графами [102].

Потоки электрической энергии и тепла, газа и нефтепродуктов, топлива направляются от источника к потребителю. Их можно уподобить речным потокам, стремящимся к океану в соответствии с рельефом территории. Своеобразный рельеф формирует и потоки энергоресурсов, финансов, материалов и т. п. Они имеют многолетнюю динамическую структуру устойчивого делового оборота. Энергетические потоки складываются в энергетический баланс, который остается основой для многих инфраструктурных решений, связанных с проектированием развития, планированием и оперативным управлением территориальной экономикой. Многие интегральные показатели производственно-хозяйственной деятельности определяются топливно-энергетическим обеспечением.

Энергетический баланс в силу строгости его физической природы принципиально может быть построен для любого сколь угодно короткого промежутка времени и любого малого объекта.

Финансовые же потоки, инцидентные потокам энергетическим и выражающие денежную компенсацию покупаемых и продаваемых энергоресурсов, формируются по иному. Для коротких промежутков времени и ма-

лых объектов финансовый баланс построить весьма сложно. Некоторые энергетические потоки не имеют ответного финансового потока, а некоторые финансовые – вызваны не энергетическими потоками, а условиями их осуществления. Финансовые потоки неравномерны во времени, а по малым объектам финансовые потоки, вообще, не имеют учета. Общепринятое сегодня деление затрат на условно-переменные (в энергетике – топливо, энергия, вода и т. п.) и условно-постоянные (амортизация, зарплата, налоги и т. п.), по существу, не изменяют временную неравномерность. Поэтому обычно предполагаемое взаимное соответствие рельефа растекания энергетических и финансовых потоков в действительности не имеет места.

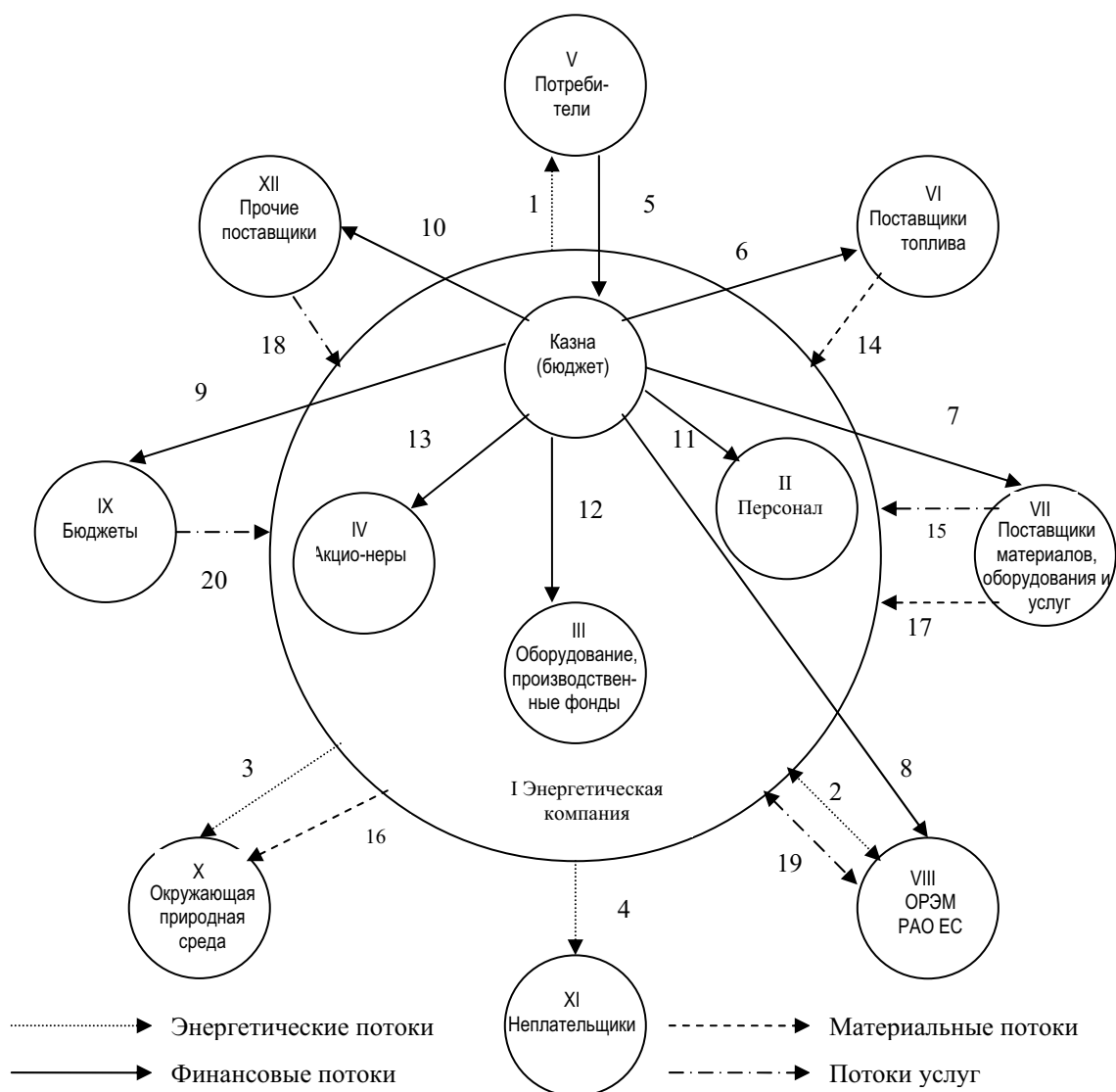


Рис. 2.2. Схема основных энергетических, финансовых, материальных потоков и потоков услуг

На рис. 2.2 показана условная схема растекания энергетических и финансовых потоков энергетической компании. Здесь обозначено:

- I. Энергетическая компания.
- II. Персонал, наемные работники компании.
- III. Оборудование, основные и оборотные производственные фонды компании.
- IV. Акционеры.
- V. Потребители электрической, тепловой энергии.
- VI. Поставщики топлива.
- VII. Поставщики материалов, запчастей.
- VIII. Оптовый рынок электроэнергии (ОРЭМ) РАО «ЕЭС России».
- IX. Бюджеты Российской Федерации, региона, муниципального образования.
- X. Окружающая природная среда.
- XI. Неплательщики.
- XII. Прочие поставщики (платежи за предельно-допустимые выбросы, подготовку кадров, амортизацию нематериальных активов, НИОКР и др.).

1. Энергетические потоки включают:

- 1.1. Поставку электрической и тепловой энергии потребителям.
- 1.2. Поставку электрической энергии на ОРЭМ и получение энергии с ОРЭМ.
- 1.3. Нормативные потери электроэнергии и/или тепла в сети.
- 1.4. Неплатежи, хищения энергии, недоучет энергии, сверхнормативные потери электроэнергии и тепла в сетях.

2. Финансовые потоки включают:

- 2.1. Платежи за поставки электроэнергии и тепла.
- 2.2. Платежи за поставку топлива.
- 2.3. Платежи за поставку материалов, запчастей, оборудования и услуг.
- 2.4. Платежи за услуги по организации функционирования и развитию РАО «ЕЭС России» и пр. на оптовом рынке электроэнергии.
- 2.5. Платежи в бюджет Российской Федерации, региона, муниципальных образований.
- 2.6. Платежи за прочие услуги.
- 2.7. Заработную плату персонала компании.
- 2.8. Амортизационные отчисления, затраты на эксплуатацию, включая нормативные потери энергии в сетях.
- 2.9. Дивиденды.

3. Материальные потоки включают:

- 3.1. Поставку топлива.
- 3.2. Поставку материалов, запчастей, оборудования.
- 3.4. Выбросы.

4. *Потоки услуг включают:*

4.1. Основные услуги (ремонт и др.).

4.4. Прочие услуги.

4.3. Услуги по организации функционирования и развитию РАО «ЕЭС России» и услуги на ОРЭМ.

4.4. Государственные услуги.

Схема энергофинансовых потоков представляет граф, ветвями которого являются взаимосвязями (потоки ресурсов) компании с объектами (вершинами графа). Аналитическим образцом такой схемы служит матрица инцидентий (табл. 2.7). Элементы этой матрицы строятся следующим образом. В ее столбцах помещают сигналы о наличии и знаке потоков энергетических, финансовых, материальных или служебных ресурсов. В строках матрицы перечисляются объекты, имеющие связи с компанией. На пересечении соответствующих строк и столбцов указывают 1 или 0 в зависимости от наличия или отсутствия потока. Направление потока формирует его знак: «плюс», если поток направлен в сторону компании, и «минус», если он направлен в обратную сторону.

Таблица 2.7

Матрица инцидентий энергетических, финансовых, материальных потоков компании

Контрагенты		Потоки ресурсов																	
		Энергетические		Финансовые							Материалы			Услуги					
		Электроэнергия	Тепло	Платеж	Платежи ФОРЭМ	Налоги	Зарплата	Амортизация	Обслуживание	Дивиденды	-----	Запчасти	Оборудование	Топливо	-----	Госуслуги	Услуги ФОРЭМ	Ремонт	-----
Объекты	Потребитель 1	-1		+1															
	Потребитель 2	-1	-1	+1															

	ФОРЭМ	±1			-1												+1		
	Поставщики топлива												+1						
	Бюджет РФ					-1										+1			
	Бюджет региона					-1										+1			

	Персонал						-1												
	Акционеры									-1									

Представленная матрица, содержащая информацию об инцидентах соответствующих потоков, может служить источником более важных сведений. Так, выделив столбец «электроэнергия» и заменив значащие элементы реальными объемами отпуска, получают баланс отпуска электроэнергии компании. Его легко разделить по уровням номинального напряжения – высокого, среднего и низкого, в зависимости от уровня напряжения пункта присоединения потребителя к сетям компании. Учет потерь в сетях и расходов на собственные нужды позволяет вычислить выработку электроэнергии и построить полный баланс электроэнергии.

Выделение топливных элементов матрицы дает возможность построения топливного баланса, а финансовых элементов – финансового баланса.

На основе строчковых элементов матрицы получают сведения об отношениях с отдельными объектами – потребителями, бюджетами, ОРЭМ и др.

Бюджет компании (казна) распределяет полученную от продажи электрической и тепловой энергии выручку по планируемым и отчетным статьям расходов:

- затраты на сырье, основные и вспомогательные материалы;
- оплата работ и услуг производственного характера;
- оплата топлива на технологические цели при производстве электрической и тепловой энергии для тепловых электростанций;
- затраты на создание нормативных запасов топлива;
- затраты на топливо и иные технологические цели;
- покупная энергия всех видов;
- расходы на оплату труда персонала;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления по нематериальным активам;
- плата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России;
- отчисления в ремонтный фонд;
- непроизводственные расходы;
- другие расходы, включая расходы на НИОКР.

Отношения с бюджетами всех уровней региональной энергетической компании строятся на приоритете платежей по заработной плате и налогам по отношению ко всем остальным платежам. Компания уплачивает налоги:

- на прибыль;
- на добавленную стоимость (НДС);
- с физических лиц (подходный налог) ;
- на землю;
- на добычу полезных ископаемых и др.

Бюджетные платежи компании являются компенсацией за государственные услуги, под которыми понимается осуществление услуг, имеющих исключительную общественную значимость и оказываемых на установленных законодательством условиях.

Таким образом, модель энергетических и финансовых потоков, основанная на формировании матрицы инцидентов, позволяет вычислять целый ряд текущих и интегральных показателей, среди которых:

- текущая и средняя себестоимость производства и транспорта электроэнергии, тепла;
- текущие удельные расходы топлива;
- текущее значение топливной составляющей в себестоимости энергии;
- текущий объем платежей поставщикам, текущие платежи по налогам в бюджеты всех уровней;
- текущий уровень средней зарплаты персонала;
- текущее значение расходов на собственные нужды, потери и т. п.

В качестве примера на рис. 2.3 приведена вычисленная по этой условной схеме структура себестоимости отпускаемой энергии энергообеспечивающей организации.

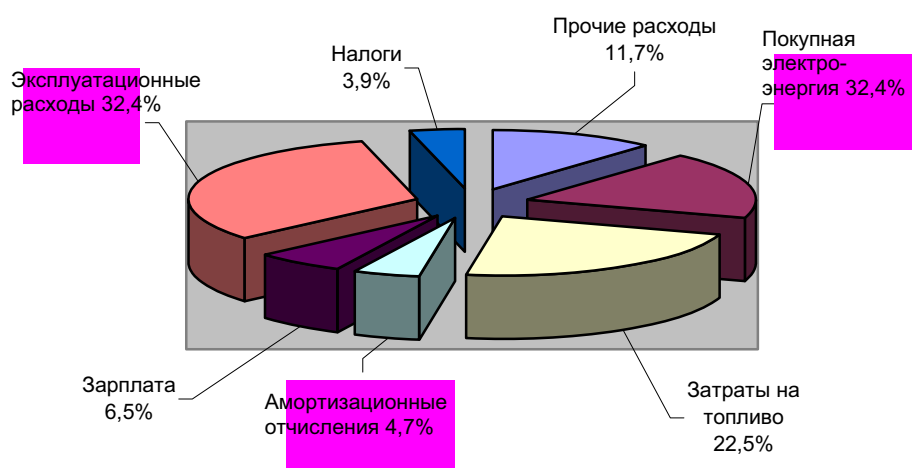


Рис. 2.3. Структура себестоимости энергии

Используем построенную модель энергофинансовых потоков для оценки целесообразности вывода условного предприятия (ОАО «П») на оптовый рынок электроэнергии и мощности в качестве его субъекта. Выход на оптовый рынок электроэнергии сулит предприятию существенное снижение пла-

тежей, но при этом возникают дополнительные расходы в виде платежей за услуги по передаче электрической энергии по сетям энергокомпании. Действующие тарифы на момент расчета представлены в табл. 2.8.

Таблица 2.8

Тарифы на электроэнергию

Тарифы	Средний тариф, руб/1000 кВт·ч	Двуставочный тариф	
		По мощности, руб/кВт	По энергии, руб/1000 кВт·ч
Тариф ОРЭМ	134,93		
Тариф энергокомпании		47,5	496,2
Тариф за услуги РАО «ЕЭС» по организации функционирования и развития ЕЭС	29,95		

Действующий суммарный годовой объем платежей по предприятию составляют 186469,5 тыс. руб. без учета НДС. Анализ должен показать возможные изменения финансовых потоков до и после вывода ОАО «П» на оптовый рынок. Схемы энергофинансовых потоковраспределений для этих двух случаев представлены на рис 2.4 и 2.5, соответственно.

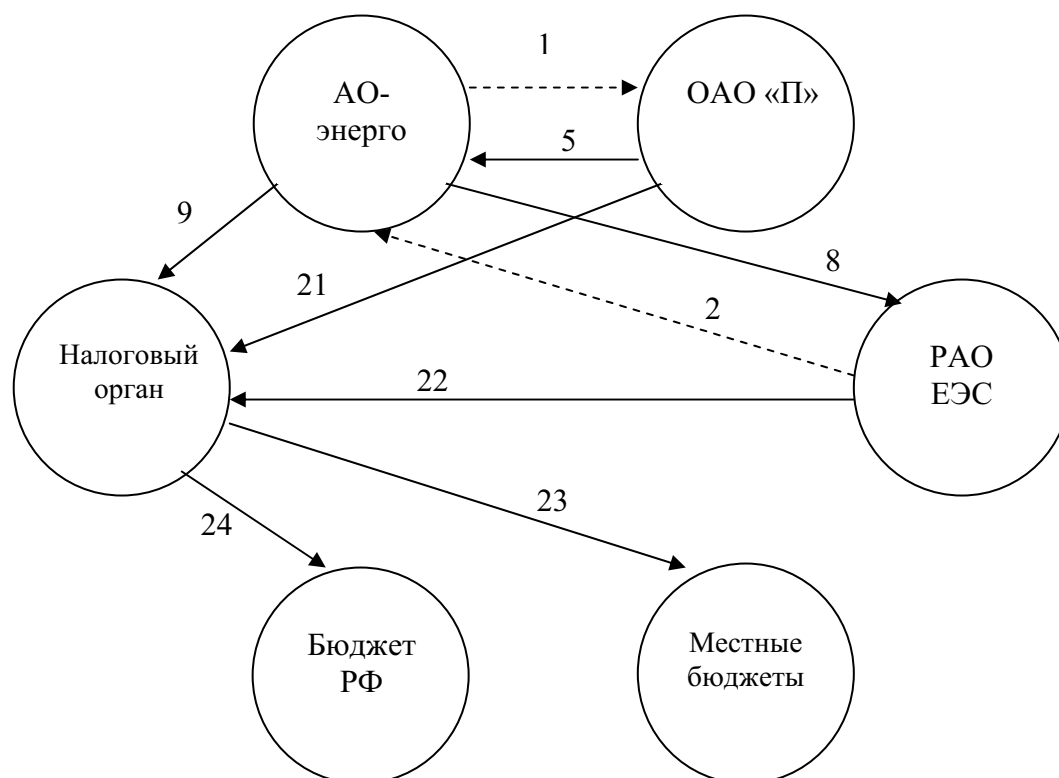


Рис. 2.4. Действующая схема энергетических и финансовых потоков

Обозначения к рис. 2.4:

1, 2, 5, 8, 9 – то же, что на рис. 2.2;

21 – платежи по налогам (НДС, налог на прибыль, дорожный фонд, налоги и сборы с фонда оплаты труда, прочие налоги);

22 – платежи по налогам РАО «ЕЭС России»;

23, 24 – разделение налогов в соответствии с действующим законодательством между бюджетами всех уровней.

Налоговый орган – отделение Федеральной налоговой службы.

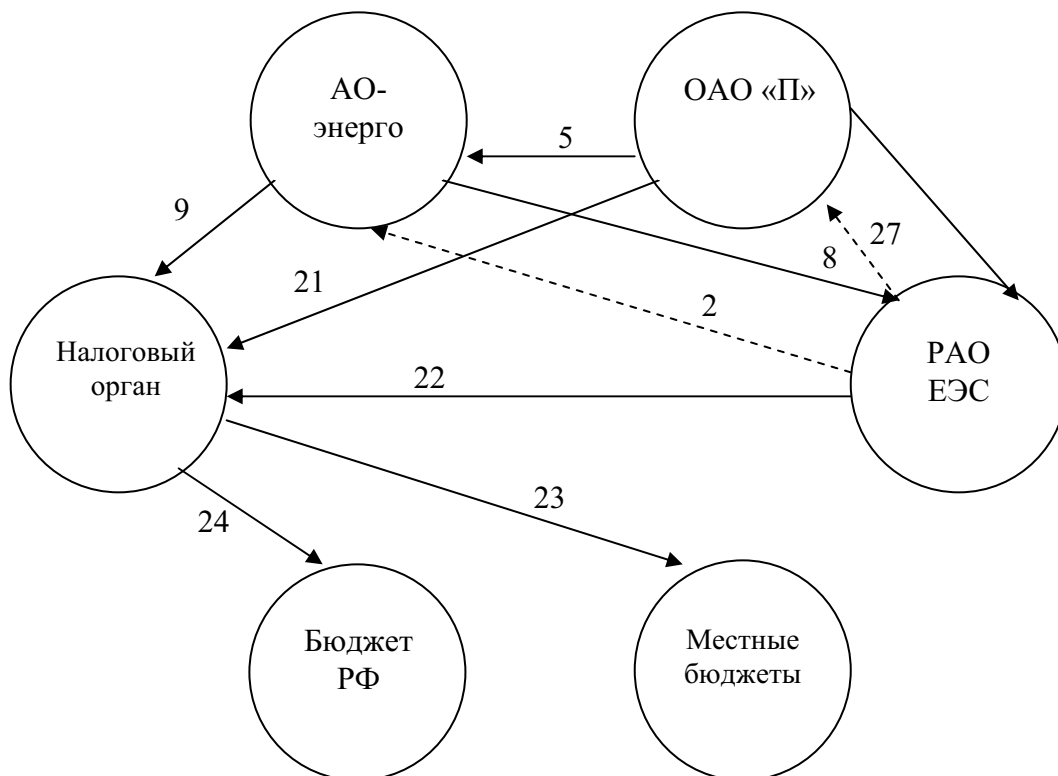


Рис. 2.5. Схема энергофинансового потока распределения после вывода ОАО «П» на оптовый рынок

Обозначения к рис. 2.5:

25 – платежи за услуги по передаче электроэнергии по сетям энергокомпании;

26 – платежи за электроэнергию и услуги РАО «ЕЭС России»;

27 – поставка электроэнергии с ОРЭМ.

При проведении анализа допускаются:

- режимы работы энергоснабжающих организаций принимаются неизменными;
- объем потребления электроэнергии предприятия не изменяется, но выработка электроэнергии на электростанциях энергокомпании, определяемая, в основном, отпуском тепловой энергии, остается на прежнем уровне;

- заработная плата, налоги и сборы с фонда оплаты труда, прочие налоги (земельный, налог на имущество, местные налоги) принимаются неизменными;
- прибыль энергокомпании не зависит от объема реализации электроэнергии предприятию;
- прибыль РАО «ЕЭС России» остается неизменной, она увеличивается за счет увеличения объема реализации электроэнергии предприятию, но снижается из-за снижения поступлений от энергокомпании. Остальные финансовые и энергетические потоки в той или иной мере претерпевают изменения по направлениям и величине.

При проведении расчетов использованы нормативные документы [23].

Расчеты выполнены при следующих условиях.

Вариант № 1. Расчет себестоимости электрической энергии и услуг по ее передаче при существующей схеме взаимозачетов (базовый).

Вариант № 2. Расчет себестоимости электроэнергии и услуг по ее передаче при выводе ОАО «П» на ОРЭМ и оплате им услуг по передаче электрической энергии энергокомпании по усредненному тарифу для электрических сетей всех уровней напряжения.

Вариант № 3. Аналогично варианту № 2, но при оплате услуг энергокомпании по тарифу, рассчитанному для электрических сетей высокого напряжения.

При проведении расчетов расход топлива энергокомпании принят одинаковым во всех вариантах. Затраты на его покупку составляют 137,8 млн рублей. Затраты на содержание электростанций и сетей энергокомпании не изменяется от варианта к варианту и, соответственно, равны: 140 и 301 млн рублей.

Расчет себестоимости электроэнергии и услуг по ее передаче по сетям энергокомпании, изменений стоимости электроэнергии, приобретаемой предприятием ОАО «П» при выходе на оптовый рынок, представлен в табл. 2.9.

Таблица 2.9

Расчет себестоимости электроэнергии

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3
1	Затраты энергокомпании:				
1.1	покупная электроэнергия	млн руб.	595,5	525,9	525,9
1.2	полезный отпуск	млн кВт·ч	4385,1	3950,4	3950,4
1.3	затраты энергокомпании	млн руб.	1505,5	1381,7	1403,9
1.4	себестоимость электроэнергии	руб/кВт·ч	0,343	0,350	0,355

Окончание табл.2.9

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3
1.5	средняя себестоимость передачи электроэнергии (ЭЭ)	руб/кВт·ч	0,12	0,12	–
1.6	себестоимость передачи электроэнергии (ЭЭ) на высоком напряжении	руб/кВт·ч	0,069	–	0,069
2	Затраты предприятия:				
2.1	плата в энергокомпании за мощность	млн руб.	31,3	–	–
2.2	плата в энергокомпании за электроэнергию	млн руб.	155,1	–	–
2.3	плата ОРЭМ за электроэнергию	млн руб.	–	60,8	60,8
2.4	плата РАО «ЕЭС» за услуги	млн руб.	–	13,01	13,01
2.5	плата энергокомпании за услуги	млн руб.	–	52,16	29,99
2.6	Всего	млн руб.	186,5	126,0	103,8
3	Себестоимость электроэнергии	руб/кВт·ч	0,3569	–	–
4	Себестоимость мощности	руб/кВт·ч	43,37	–	–
5	Средний тариф	руб/кВт·ч	0,429	0,2898	0,2388
6	Снижение (экономия) расходов предприятия	млн руб.	–	60,5	82,7
7	Доход РАО «ЕЭС»:				
7.1	платежи от энергокомпании	млн руб.	597,5	525,9	525,9
7.2	платежи ОАО «П»	млн руб.		73,79	73,79
7.3	Всего	млн руб.	597,5	599,7	599,7
7.4	прирост дохода	млн руб.		2,21	2,21
8	Платежи по налогам:				
8.1	изменение платежей НДС	млн руб.	–	12,1	16,5
8.2	изменение платежей по налогам на прибыль предприятия	млн руб.	–	21,2	28,9

Увеличение платежей НДС, уплачиваемых предприятием, сопровождается уменьшением платежей НДС за покупную электроэнергию и сохранением на прежнем уровне платежей НДС за реализованную продукцию и платежей НДС другим поставщикам. Объемы платежей НДС АО-энерго принимаются неизменными, так как во всех вариантах одновременное

уменьшение платежей НДС за энергию, отпущенную предприятию, сопровождается уменьшением платежей НДС за услуги РАО «ЕЭС России».

Налоги на прибыль энергокомпании и РАО «ЕЭС России» неизменны, так как государственное регулирование тарифов на продукцию естественных монополий предусматривает нормирование прибыли, включаемой в тариф.

Изменение налога на прибыль предприятия определяется суммой снижения стоимости покупной энергии.

Таким образом, уменьшение платежей предприятия за электрическую энергию при сохранении прочих статей его расходов и доходов снижает себестоимость продукции и увеличивает прибыль. Доходы бюджетов всех уровней увеличиваются за счет увеличения платежей по налогам на прибыль и НДС. Экономическое положение энергокомпаний и РАО «ЕЭС России» остается практически неизменным и не зависит от построения системы расчетов между предприятием, энергокомпанией и РАО «ЕЭС России». Последствия вывода на оптовый рынок электроэнергии предприятия «П» для других участников этого рынка, не включенных в рассматриваемую схему, в данном примере не определены.

Следовательно, использование технологии энергофинансового распределения и энергофинансового баланса позволяет повысить энергоэффективность и обеспечить прозрачность энергетических и финансовых потоков.

2.2. Методика выбора формы оплаты за электрическую энергию в условиях действия тарифного меню

В настоящее время в условиях действия тарифного меню на электрическую энергию и отмены «Правил пользования электрической и тепловой энергией» появляется возможность потребителю самостоятельно решать вопрос об оплате электрической энергии по одноставочному либо по двухставочному тарифу (Информационное письмо ФЭК РФ № КГ-239/11 от 28.01.2003, п. 7 приложения). При принятии решения следует руководствоваться экономической выгодой от такого перехода [23]. Целесообразность перехода с двухставочного на одноставочный тариф имеет место при условии снижения платы за электрическую энергию [29]. При этом для каждого i -месяца должно выполняться следующее условие:

$$T^{(M)} \cdot P_{\max_i} + T^{(2)} \cdot W_{A_i} \geq T^{(1)} \cdot W_{A_i}, \quad (2.1)$$

где $T^{(M)}$ – тариф на электрическую мощность; $T^{(1)}$, $T^{(2)}$ – одноставочный и двухставочный тарифы, соответственно.

Данное неравенство может быть преобразовано в вид:

$$T^{(1)} \leq \frac{T^{(M)} + T^{(2)} \cdot W_{A_i}}{W_{A_i}} = \frac{T^{(M)} \cdot P_{\max_i}}{W_{A_i}} + T^{(2)}. \quad (2.2)$$

С учетом того, что

$$\frac{P_{\max_i}}{W_{A_i}} = \frac{1}{T_{\max_i}}, \quad (2.3)$$

где T_{\max_i} – число часов использования максимума нагрузки в i -месяце, для i -месяца окончательно получим следующее условие:

$$\frac{T^{(M)}}{T_{\max_i}} + T^{(2)} \geq T^{(1)}. \quad (2.4)$$

По суточным графикам активной нагрузки предприятия определяются значения коэффициентов заполнения графика нагрузки $K_{\text{зап}_i}$ и величины T_{\max_i} , которые связаны между собой соотношением:

$$T_{\max_i} = K_{\text{зап}_i} \cdot T_i. \quad (2.5)$$

где T_i – количество часов в i -месяце.

Для года условие (2.5) может быть преобразовано в вид:

$$\frac{12 \cdot T^{(M)}}{T_{\max \Gamma}} + T^{(2)} \geq T^{(1)}. \quad (2.6)$$

Левая часть неравенства (2.6) представляет величину среднегодового тарифа на электрическую энергию для потребителя, рассчитывающегося по двухставочному тарифу. Данное выражение может быть представлено в виде

$$\frac{12 \cdot T^{(M)}}{K_{\text{зап}} \cdot 8760} + T^{(2)} \geq T^{(1)}. \quad (2.7)$$

Приравняв левую часть неравенства (2.7) к правой, найдем минимальное значение $K_{\text{зап}}$, характеризующее равномерность годовых графиков нагрузки потребителя, при которых целесообразен переход от двухставочной системы оплаты за электроэнергию к одноставочному тарифу:

$$K_{\text{зап}}^j = \frac{12 \cdot T_{(m-n)}^{(M)}}{8760 \cdot (T_{(m-n)}^{(1)j} - T_{(m-n)}^{(2)j})}, \quad (2.8)$$

где индексы $(m-n)$ обозначают диапазоны напряжений для дифференцированных тарифов на электроэнергию в тарифном меню; j – индекс, обозначающий диапазоны значений T_{\max_i} .

Одноставочные и двухставочные тарифы на электроэнергию для различных диапазонов значений T_{\max}^j и для различных уровней напряжения (ВН, СН–1 и СН–2) тарифного меню Томской области на 2004 г. приведены в табл. 2.10.

Таблица 2.10

Тарифы на электроэнергию различных уровней напряжения

T_{\max}^j , ч	Диапазоны напряжения		
	ВН	СН–1	СН–2
Одноставочный тариф, руб/кВтч			
2000...3000	1,23	1,23	1,23
3000...4000	1,1204	1,23	1,23
4000...5000	0,9942	1,1392	1,23
5000...6000	0,9336	1,0432	1,1235
6000...7000	0,8917	0,9821	1,0738
Двухставочный тариф			
$T^{(M)}$, руб/кВт	125	126	148
$T^{(2)}$, руб/кВтч	0,6609	0,7072	0,8006

Результаты расчета $K_{зАП}$ для различных диапазонов T_{\max}^j и напряжений приведены в табл. 2.11 и показаны на рис. 2.6.

Таблица 2.11

Минимальные значения $K_{зАП}$ для различных диапазонов T_{\max}^j и уровней напряжения, при которых целесообразно переходить с двухставочного тарифа на одноставочный

T_{\max}^j , ч	Диапазоны напряжений		
	ВН	СН–1	СН–2
2000...3000	0,3	0,33	0,47
3000...4000	0,38	0,33	0,47
4000...5000	0,51	0,4	0,47
5000...6000	0,63	0,51	0,63
6000...7000	0,74	0,63	0,74

Проведенные расчеты и их анализ позволяют сделать выводы, что при существующих в настоящее время тарифах по Томской области значения $K_{зАП}$, при которых целесообразно переходить с двухставочного тарифа на одноставочный в значительной степени зависит от уровня напряжения, на котором потребитель получает питание. Чем выше уровень питающего напряжения, тем потребителю выгодней переходить на двухставочный тариф при достаточно низких значениях $K_{зАП}$, т. е. даже при односменном режиме работы. Следует отметить, что при переходе с

одноставочного на двухставочный тариф предприятие должно устанавливать приборы учета электрической энергии с фиксацией максимальной нагрузки на суточном интервале электропотребления.

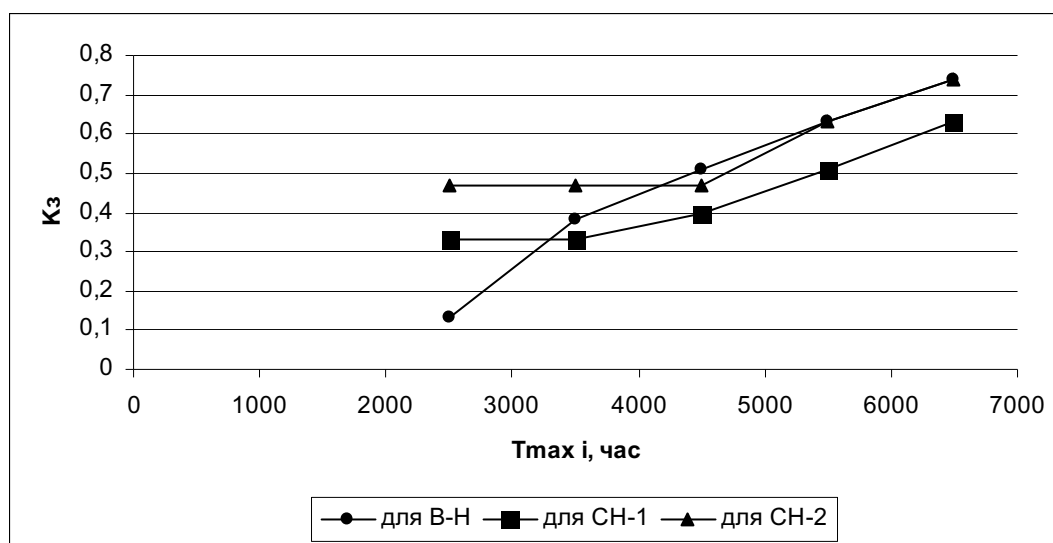


Рис. 2.6. Зависимости $K_{з\text{АП}}$ от T_{max}^j для различных диапазонов напряжения по тарифному меню на электрическую энергию

Учитывая, что вспомогательные службы предприятий, в основном, работают в односменном режиме, перевод их на двухставочный тариф является нецелесообразным. В связи с этим целесообразно разделять в договоре электроснабжения основное производство и вспомогательные службы с оплатой их электропотребления по различным тарифам.

2.3. Методика определения удельных расходов электроэнергии для насосных агрегатов нефтедобывающих предприятий

Одним из наиболее энергоёмких технологических циклов добычи нефти является поддержание пластового давления. Система поддержания пластового давления (СППД) обеспечивает повышение продуктивности нефтеотдачи за счет закачки в пласт воды. Закачка воды в пласт осуществляется на блочных кустовых насосных станциях (БКНС). На БКНС нефтяной компании ОАО «Томскнефть» устанавливаются высоконапорные насосы типа ЦНС 180-1422 и ЦНС 180-1900 с электроприводами мощностью, соответственно, 1250 и 1600 кВт на напряжение 6 кВ. Номинальная производительность данных насосных агрегатов составляет 180 м³/ч.

Удельные расходы электрической энергии в СППД являются одними из основных показателей эффективности ее работы. Объективные данные об удельных расходах позволяют обоснованно и своевременно проводить мероприятия по их снижению [15].

В зависимости от уровня отчетности, ее назначения можно выделить несколько видов удельных расходов электроэнергии в зависимости от состава относимых на них энергетических затрат. Состав этих затрат многообразен:

- электроэнергия, потребляемая непосредственно насосными агрегатами БКНС;
- электроэнергия, потребляемая на добычу воды;
- электроэнергия на собственные нужды БКНС;
- потери электроэнергии в электрических сетях;
- общепроизводственные и хозяйственные расходы электроэнергии БКНС, цехов, промплощадок и нефтегазодобывающего управления (НГДУ) в целом.

В зависимости от того, какие составляющие включены в удельные расходы, последние можно классифицировать как:

- индивидуальный удельный расход ($U_{И}$) – расход электрической энергии на добычу или закачку одного кубического метра воды, определенный для каждого насосного агрегата;
- групповой удельный расход ($U_{Г}$) – расход электрической энергии определенный для групп однотипного оборудования в подразделении (насосные агрегаты БКНС, водяные скважины, подпора и т. д.);
- технологические удельные расходы ($U_{Т}$) – удельные расходы, определяемые как отношение потребления электроэнергии на процессы добычи и закачки воды к объемам воды;
- общепроизводственные удельные расходы ($U_{О}$) – расходы, определяемые как отношение потребления технологического и общепроизводственного расхода к объемам закачки воды.

Индивидуальные удельные расходы электроэнергии могут быть определены по показаниям приборов:

- счетчикам электрической энергии;
- счетчикам расхода воды:

$$U_{И} = \frac{W_T}{V_{ТЗ}}, \quad (2.9)$$

где W_T – электроэнергия за время T ; $V_{ТЗ}$ – объем закаченной воды за время T .

В том случае, если индивидуальный учет по каждому насосному агрегату отсутствует, $U_{И}$ можно определить с помощью зависимости удельного расхода от производительности насоса. Данная зависимость строится на результатах энергетического обследования насосного агрегата или на основании характеристик насосов и приводных электродвигателей. Для построения данной характеристики используется зависимость:

$$y_{II} = \frac{N(Q)}{\eta_{дв}(N) \cdot Q}, \quad (2.10)$$

где $N(Q)$ – зависимость мощности на валу насоса (кВт) от часовой производительности насоса ($\text{м}^3/\text{ч}$); $\eta_{дв}(N)$ – зависимость КПД электродвигателя от мощности на валу насоса.

На основании приведенных зависимостей строится зависимость y_{II} от производительности насоса Q для закачки воды. На рис. 2.7 приведена зависимость $y_{II}(Q)$ для насосного агрегата БКНС для закачки воды.

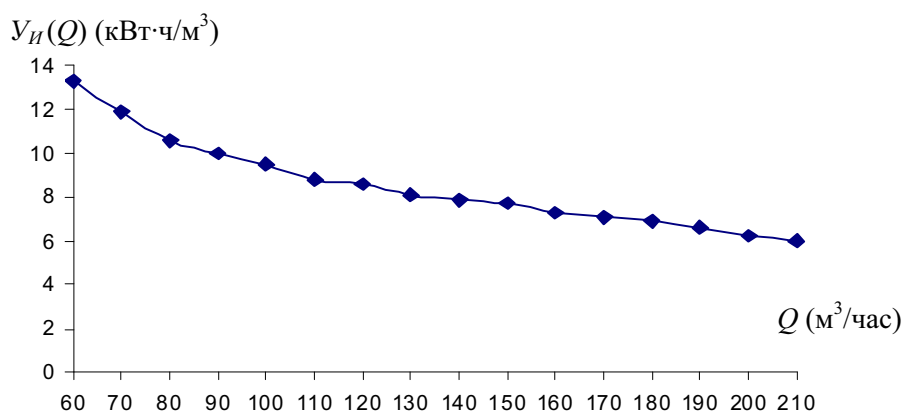


Рис. 2.7. Зависимость удельного расхода электроэнергии от производительности насоса

Рассмотренная зависимость может использоваться как при неизменном режиме работы насосных агрегатов за отчетный период, так и при изменениях режимов. В последнем случае удельный расход должен определяться как средневзвешенный по времени:

$$y_{II_{срвз}} = \frac{\sum_{i=1}^n y_{II_i} \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n T_i}, \quad (2.11)$$

где T_i – продолжительность работы с удельным i -расходом.

Групповой удельный расход электроэнергии $y_{г}$ для группы однотипных агрегатов может быть определен для БКНС, нефтепромысла или НГДУ в целом:

$$y_{г} = \frac{\sum_{i=1}^n W_{T_i}}{\sum_{i=1}^n V_{T3_i}}, \quad (2.12)$$

где n – количество однотипных агрегатов.

При использовании полученных зависимостей удельного расхода от производительности Y_{Γ} определяется по формуле:

$$Y_{\Gamma} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_{И_i} \cdot Q_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot T_i}. \quad (2.13)$$

Если за отчетный период производительность насосных агрегатов изменялась, то Y_{Γ} определяется по формуле:

$$Y_{\Gamma} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{m_i} Y_{И_{ij}} \cdot Q_{ij} \cdot T_{ij}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{m_i} Q_{ij} \cdot T_{ij}}, \quad (2.14)$$

где m_i – количество режимов работы с разной производительностью i -агрегата; Q_{ij} – производительность i -агрегата в j -режиме; T_{ij} – длительность работы i -агрегата в j -режиме; $Y_{И_{ij}}$ – индивидуальный удельный расход электроэнергии i -агрегата в j -режиме, определяемого по полученным зависимостям.

Технологический удельный расход электроэнергии Y_T определяется по формуле:

$$Y_T = \frac{W_{из} + W_{сн} + W_{ид}}{V_3 \cdot \eta_c}, \quad (2.15)$$

где $W_{из}$ – электроэнергия, потребленная высоковольтными насосными агрегатами БКНС; $W_{сн}$ – электроэнергия, потребленная на собственные нужды БКНС; $W_{ид}$ – электроэнергия, потребленная насосными агрегатами на добычу и перекачку воды; V_3 – объем закаченной жидкости в пласты; η_c – КПД электрической сети.

Общепроизводственный удельный расход электрической энергии Y_o определяется по формуле:

$$Y_o = Y_T \left(1 + \frac{W_o}{W_{\Sigma} - W_o} \right), \quad (2.16)$$

где W_o – потребление электроэнергии, не связанное с технологическими процессами (общепромышленные, общехозяйственные расходы); W_{Σ} – суммарный объем потребленной электрической энергии по подразделениям (НГДУ).

Существующая система учета электрической энергии в ОАО «Томскнефть» предполагает определение только групповых удельных расходов электроэнергии на закачку воды. В табл. 2.12 и 2.13 приведены групповые удельные расходы электроэнергии по Вахскому месторождению.

Таблица 2.12

*Показатели работы СППД Вахской группы месторождений
за декабрь 2001 г.*

№ п/п	Показатели	БКНС-2	БКНС-4	БКНС-5	БКНС-6	Итого
1	Закачка воды (тыс. м ³)	142,0	113,0	121,6	55,9	432,5
2	Расход электроэнергии (тыс. кВтч)	1708,2	849,5	854,1	851,8	4263,6
3	Удельный расход (кВт·ч/м ³)	12,09	7,52	7,02	15,24	9,86

Таблица 2.13

*Показатели работы СППД Вахской группы
месторождений за сентябрь 2002 г.*

№ п/п	Показатели	БКНС-2	БКНС-4	БКНС-5	БКНС-6	Итого
1	Закачка воды (тыс. м ³)	120,0	111,0	109,0	50,7	390,7
2	Расход электроэнергии (тыс. кВтч)	814,5	809,3	805,9	826,6	3256,3
3	Удельный расход (кВт·ч/м ³)	6,79	7,29	7,39	16,3	8,33

В табл. 2.14 и 2.15 приведены групповые удельные расходы на электроэнергию по Игольско-Таловому месторождению.

Анализ изменения удельных расходов электроэнергии по Игольско-Таловому месторождению показывает, что в целом насосные агрегаты работают с нагрузкой, близкой к максимальной, и удельными расходами, близкими к номинальным.

Анализ удельных расходов электроэнергии по Вахскому месторождению показывает повышенный уровень удельных расходов по сравнению с номинальными. Особенно высокий уровень удельного расхода электроэнергии наблюдается на БКНС-6. Причиной повышенного удельного расхода является пониженная производительность насоса. Это подтвердилось в ходе проведенного инструментального контроля.

Таблица 2.14

Показатели работы СППД Игольско-Талового месторождения НГДУ «Васюганнефть» за 2001 г.

Показатели	Месяцы												За год
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	
Закачка воды (тыс. м ³)													
По НГДУ в целом	643	597,9	676	671,2	669,4	625,9	666	762,9	692,4	797,5	839	827,8	8469
По Игольско-Таловому месторождению	228,9	214	231,1	260	262,5	269	260	349,5	304	349,5	389	360,8	3478,3
Расход р.энергии (тыс. кВт)													
По НГДУ в целом	7276,4	6967,7	7463	6803,7	5759	4922	5446	6728,5	6639,6	7078,6	7892	8495,2	81471,9
По Игольско-Таловому месторождению	1781,3	1954,1	2028	1664,4	1387	1695	1646	2528,7	2282,1	2477,8	2994,1	3232,2	25670,4
Удельный расход (кВтч/м ³):													
По НГДУ в целом	11,32	11,65	11,04	10,14	8,6	7,86	8,18	8,82	9,59	8,88	9,41	10,29	9,62
По Игольско-Таловому месторождению	7,78	9,13	8,78	6,4	5,28	6,3	6,33	7,24	7,51	7,09	7,7	8,96	7,38

Таблица 2.15

Показатели работы СППД Игольско-Талового месторождения НГДУ «Васюганнефть» за 2002 г.

Показатели	Месяцы												За год
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	
Закачка воды (тыс. м ³)													
По НГДУ в целом	787,0	743,0	864,0	859,0	860,0	857,0	916,0	938,0	939,0				7763,0
По Игольско-Таловому месторождению	436,0	396,0	459,0	431,0	460,0	454,0	515,0	552,0	538,0				4241
Расход р.энергии (тыс. кВт)													
По НГДУ в целом	9254,3	6901,5	9654,2	7976,9	8794,6	8426,3	9855,6	10265,6	10255,6				81384,1
По Игольско-Таловому месторождению	3949,2	3370,8	4010,1	3531,3	4081,3	3993,0	4665,5	4973,0	4880,1				37454,3
Удельный расход (кВт·ч/м ³):													
По НГДУ в целом	11,76	9,29	11,17	9,29	10,23	9,83	10,76	10,94	10,92				10,48
По Игольско-Таловому месторождению	9,06	8,51	8,74	8,19	8,87	8,8	9,06	9,01	9,07				8,83

Динамика изменения удельных расходов, объемов закачки воды и потребления электроэнергии по Игольско-Таловому месторождению приведена на рис. 2.8–2.13.

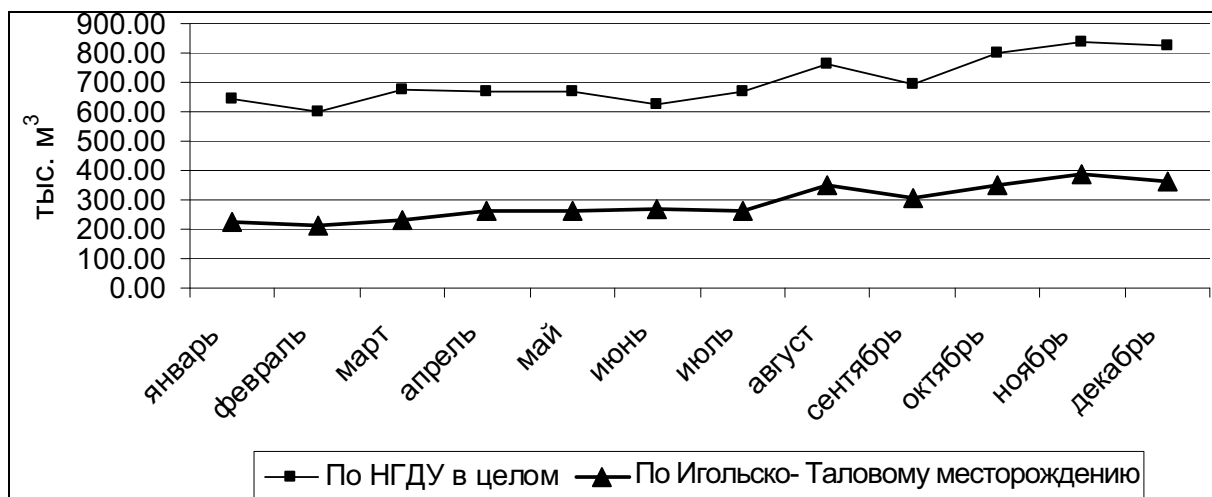


Рис.2.8. График закачки воды в 2001 г.

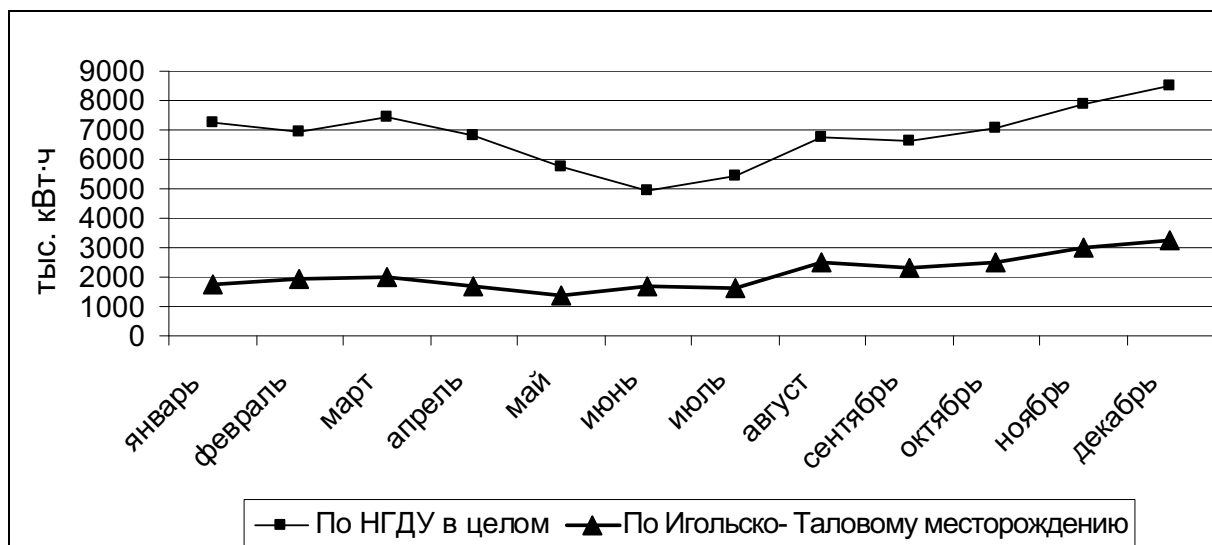


Рис. 2.9. Расход электроэнергии на закачку воды в 2001 г.

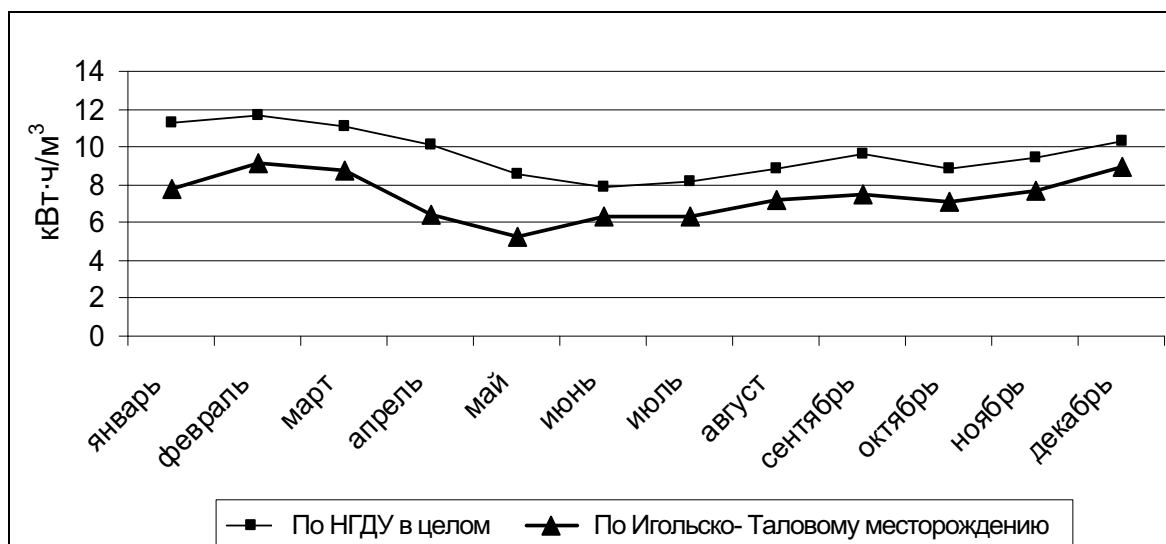


Рис. 2.10. Удельный расход электроэнергии на закачку воды в 2001 г.

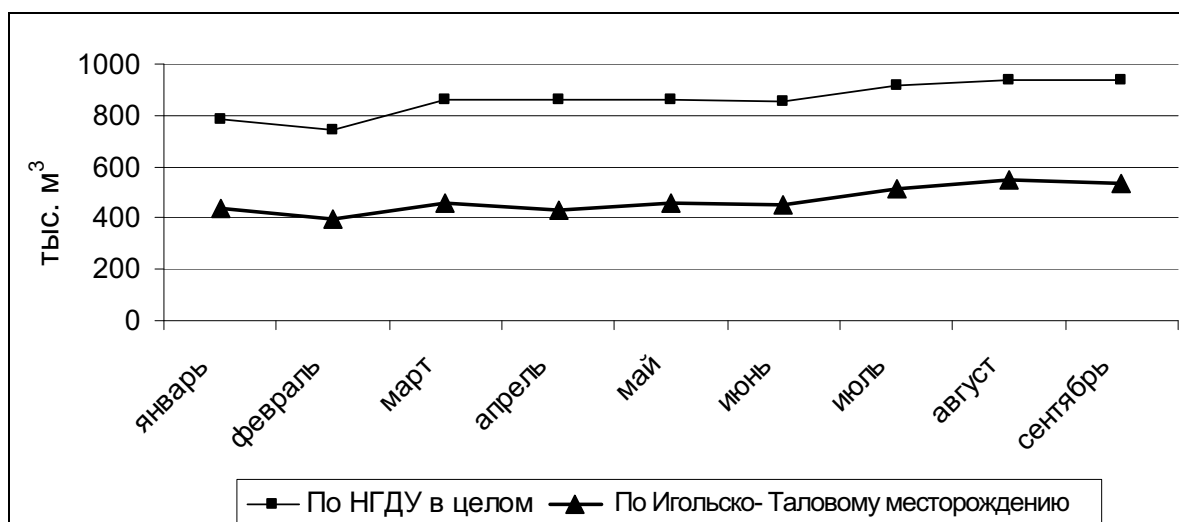


Рис. 2.11. График закачки воды в 2002 г.

Изложенная методика анализа удельных расходов электроэнергии может быть положена в основу построения системы нормирования потребления электрической энергии для целей планирования электропотребления. Аналогично предложенной классификации удельных расходов электроэнергии могут быть установлены соответствующие нормы удельного расхода электрической энергии:

- индивидуальная норма $U_{ни}$;
- групповая норма $U_{нг}$;
- технологическая норма $U_{нт}$;
- общепроизводственная норма $U_{но}$.

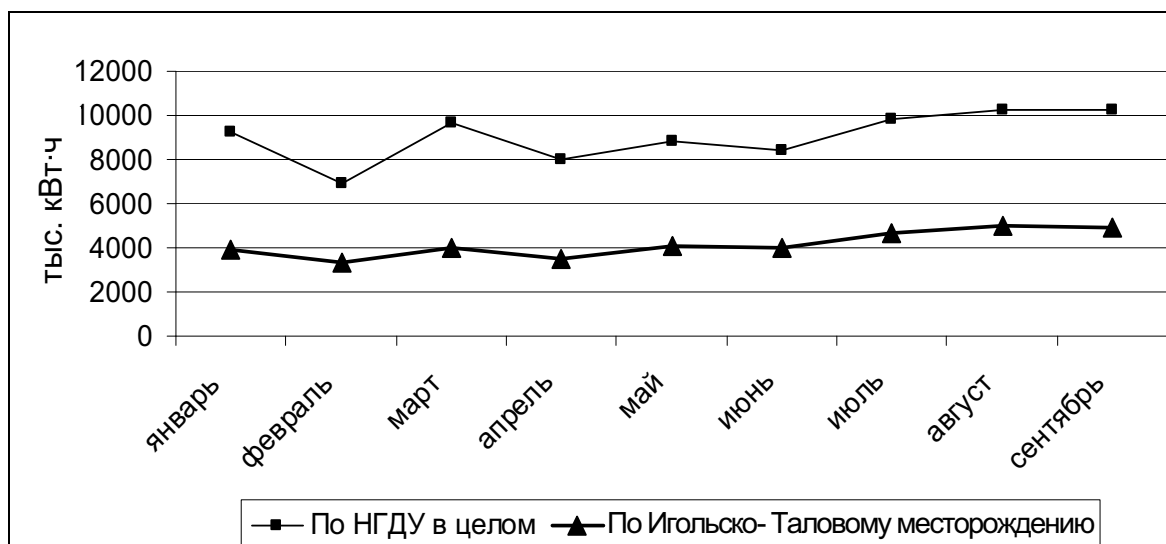


Рис. 2.12. Расход электроэнергии на закачку воды в 2002 г.

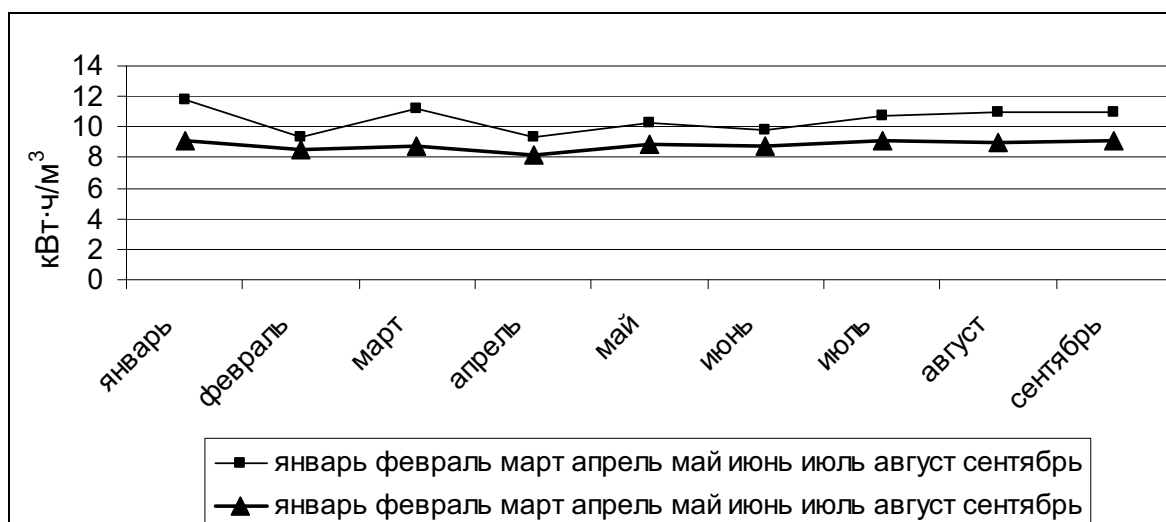


Рис. 2.13. Удельный расход электроэнергии на закачку воды в 2002 г.

Основой для установления индивидуальной нормы удельного расхода электроэнергии на закачку воды является зависимость удельного расхода электроэнергии от производительности насоса (рис. 2.7). При работе насоса с номинальными параметрами норма удельного расхода может быть принята равной $7,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$. Данная норма должна стимулировать эффективное использование насосных агрегатов с полностью открытыми напорными задвижками и своевременное отключение насосных агрегатов при выполнении установленных объемов по закачке воды.

Групповая норма удельного расхода электроэнергии основывается на индивидуальной норме, но учитывает возможность работы некоторых агрегатов группы с несколько худшими показателями. Верхняя граница

удельного расхода таких агрегатов оценивается величиной 8,5 кВт·ч/м³. С учетом того, что реально с отклонением от номинальных значений могут работать до 30 % агрегатов группы, групповая норма удельного расхода электроэнергии устанавливается в размере 8,0 кВт·ч/м³.

Технологическая норма удельного расхода электроэнергии основывается на групповой норме, но учитывает дополнительный расход электроэнергии на добычу воды, на собственные нужды БКНС и потери электроэнергии в сетях:

$$Y_{HT} = Y_{HT} \cdot [1 + K_{CH} + K_{ДВ}(1 - K_{ОБ})] / \eta_c, \quad (2.17)$$

где K_{CH} , $K_{ДВ}$ – коэффициенты, учитывающие дополнительный расход электроэнергии на собственные нужды БКНС и добычу воды соответственно; $K_{ОБ}$ – коэффициент обводненности; η_c – КПД питающей электрической сети.

По результатам проведенного обследования величины коэффициентов, входящих в формулу (2.17), могут быть приняты:

- $K_{CH} = 0,07$ для БКНС с насосами подпора;
- $K_{CH} = 0,03$ для БКНС без насосов подпора;
- $K_{ДВ} = 0,15$;
- $K_{ОБ} = 0,3$;
- $\eta_{c(ВАХ)} = 0,979$;
- $\eta_{c(ИГОЛ)} = 0,977$.

С учетом установленных коэффициентов технологическая норма удельного расхода электрической энергии составит:

- для Вахского месторождения – 9,62 кВт·ч/м³;
- для Игольско-Талового месторождения – 9,1 кВт·ч/м³.

Общепроизводственная норма удельного расхода электроэнергии основывается на технологической норме, но учитывает затраты не связанные технологически с добычей нефти:

$$Y_{НО} = K_{ОБ} \cdot Y_{HT}, \quad (2.18)$$

где $K_{ОБ}$ – учитывает названные дополнительные затраты электроэнергии;

$$K_{ОБ} = \left(1 + \frac{W_o}{W_{\Sigma} - W_o} \right) - \text{входит в выражение (2.16)}.$$

По результатам проведенных обследований $K_{ОБ}$ принимается равным 1,05. С учетом данного коэффициента общепроизводственная норма удельного расхода электроэнергии составляет:

- для Вахского месторождения – 10,1 кВт·ч/м³,

- для Игольско-Талового месторождения – 9,56 кВт·ч/м³.
Предлагаемые нормы удельного расхода электрической энергии должны:
- систематически пересматриваться с учетом планируемого развития производства, достигнутых наиболее экономичных показателей энергоэффективности;
- способствовать максимальной мобилизации внутренних резервов экономии электроэнергии, выполнению плановых производственных заданий и достижению высоких экономических показателей производства.

Данную методику определения удельных расходов электрической энергии насосных агрегатов БКНС можно распространить на насосные агрегаты другого назначения, участвующие в технологических процессах предприятий различных отраслей производства, а также использовать при создании методик нормирования электропотребления для разного вида электрооборудования.

Нормирование удельных расходов электроэнергии для насосных агрегатов осуществляется на основе инструментальных обследований режимов их работы. При этом определение удельных расходов электроэнергии может быть реализовано по одному из двух способов: прямое измерение расходов жидкости и электроэнергии; косвенное измерение по данным фактического электропотребления и использования характеристик насоса.

Первый способ является весьма затруднительным для практического использования, поскольку связан с измерением расхода жидкости либо с помощью стационарных расходомеров, либо с помощью портативных расходомеров (например, ультразвуковых). Портативные ультразвуковые расходомеры дорогостоящи и сложны для практического применения, поскольку многочисленные изгибы на трубопроводах приводят к существенной погрешности из-за возникающей турбулентности потока жидкости.

Косвенные измерения по второму способу также имеют значительную погрешность, но обладают тем преимуществом, что по фактическому потреблению активной мощности электродвигателем насоса при использовании характеристик насоса можно определить различные характеристики (КПД, мощность на валу насоса, напор), в том числе и расход электроэнергии на единицу объема перекаченной жидкости. Характеристика насоса типа Д 2000–21 приведена на рис. 2.14. Номинальная часовая производительность данного насоса Q составляет 2000 м³.

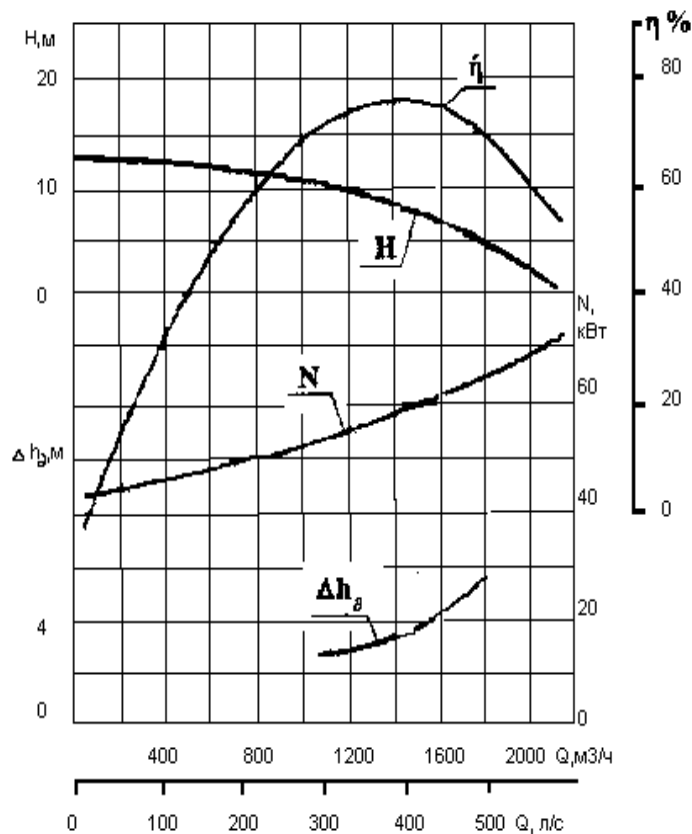


Рис. 2.14. Характеристика насоса Д 2000–21 в зависимости от его производительности Q

Алгоритм косвенного определения удельного расхода электроэнергии для насосного агрегата заключается в следующем:

1. По измеренным значениям активной мощности P_ϕ , потребляемой электродвигателем насоса из сети, определяют мощность на валу насоса N по формуле:

$$N = P_\phi \cdot \eta_d, \text{ кВт}, \quad (2.19)$$

где η_d – КПД электродвигателя.

2. По характеристике насоса определяют значения напора H , КПД η и расхода Q , соответствующие найденному значению мощности на валу насоса N .

3. Определяют удельный расход электроэнергии для насосного агрегата по формуле:

$$Y_0 = \frac{N}{Q}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3. \quad (2.20)$$

Поскольку P_ϕ зависит от мощности приводного механизма, т. е. насоса, то его значение будет определяться выражением:

$$P_{\phi} = K_{И} \cdot P_{H}, \quad (2.21)$$

где P_H – номинальная мощность электродвигателя; $K_{И}$ – коэффициент использования (загрузки) электродвигателя:

$$K_{И} = \frac{P_{\phi}}{P_H}. \quad (2.22)$$

С учетом изложенного, характеристики насоса H , η , Q и Y_0 могут быть построены в координатах P_{ϕ} или $K_{И}$. На рис. 2.15 приведены данные характеристики в зависимости от $K_{И}$.

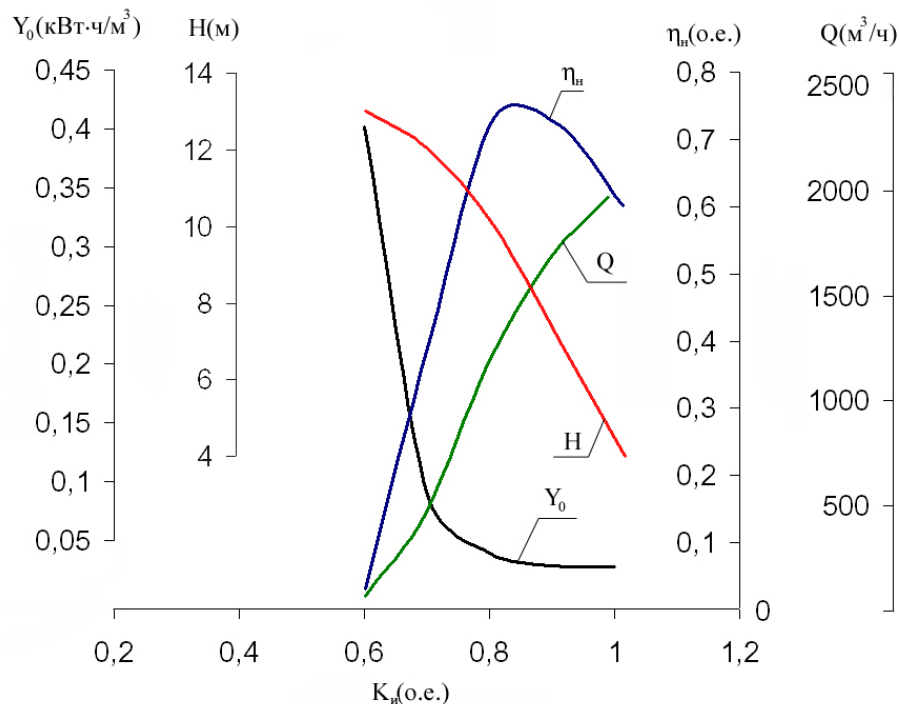


Рис. 2.15. Характеристика насоса Д 2000–21 в зависимости от $K_{И}$

При разработке норм удельного расхода электроэнергии для насосных агрегатов по результатам проведенных инструментальных обследований их режимов и при использовании характеристик, изображенных на рис. 2.15, следует исходить из следующего:

- определяют области или границы допустимых значений производительности насосных агрегатов, руководствуясь технологическими регламентами или диспетчерскими графиками перекачки жидкости;
- определяют значения норм удельных расходов электроэнергии, соответствующие заданным областям производительности насосных агрегатов.

2.4. Методика определения энергетической составляющей и энергоемкости продукции промышленного предприятия

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

При определении энергоэффективности выпускаемой продукции при отсутствии пооперационного учета ТЭР возможна лишь приближенная косвенная оценка энергетической составляющей в себестоимости продукции, полученная через усреднение энергетических затрат в виде энергоемкости отдельных видов выпускаемой продукции.

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

1. Определение энергоемкости всей выпущенной продукции

Определяется энергоемкость всех видов продукции предприятия за год. Под энергоемкостью выпускаемой продукции (\mathcal{E}) понимается отношение суммарного расхода всех энергоресурсов предприятия к выпуску продукции в денежном выражении за расчетный период (обычно год):

$$\mathcal{E} = \frac{W_{np}}{P} \text{ т усл. топл./руб.}, \quad (2.23)$$

где W_{np} – годовое потребление всех видов ТЭР на производственные и хозяйственные нужды, приведенные к единому топливному эквиваленту (т усл. топл); P – годовая стоимость выпущенной продукции (тыс. руб).

Под суммарным расходом энергоресурсов понимается расход топлива (T) (природный газ, нефтепродукты, уголь), расход тепловой энергии ($T_{\mathcal{E}}$), расход электроэнергии (W_A), т. е.

$$W_{np} = T_{np} + T_{\mathcal{E},np} + W_{A,np}. \quad (2.24)$$

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

$$\begin{aligned} T_{\mathcal{E},np} &= T_{\mathcal{E}} \cdot 0,142 \text{ т усл. топл;} \\ W_{A,np} &= W_A \cdot 0,123 \cdot 10^{-3} \text{ т усл. топл,} \end{aligned} \quad (2.25)$$

где $T_{\mathcal{E}}$ задана в Гкал; W_A – в кВтч.

Количественные оценки энергоемкости продукции определим для одного из Томских предприятий – ОАО «Томский электромеханический завод» (ОАО «ТЭМЗ») Сведения о потреблении энергоресурсов и финансовые затраты на энергоиспользование за 2002 г. приведены в табл. 2.16.

Таблица 2.16

Годовое потребление энергоресурсов

№ п/п	Вид энергоресурса	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	Итого за 2002 г.
1	Тепловая энергия,					
1.1	Гкал	6039	1300	–	5514	12853
1.2	тыс. руб.	851,756	243,178	499,421	271,017	1865,372
2	Электроэнергия,					
2.1	тыс. кВтч	3275,76	2851,56	1660,68	3558,6	11346,6
2.2	тыс. руб.	2644,066	2664,266	1661,35	3266,11	10229,8
3	Питьевая вода,					
3.1	тыс. м ³					14,753
3.2	тыс. руб.					502,021
4	Техническая вода («Водоканал»),					
4.1	тыс. м ³					26,942
4.2	тыс. руб.					904,788
5	Техническая вода (скважины),					
5.1	тыс. м ³					71,89
6	Водоотведение (стоки),					
6.1	тыс. м ³					39,225
6.2	тыс. руб.					713,033
7	Природный газ,					
7.1	млнм ³	0,829	0,213	0,028	0,755	1,825
7.2	тыс. руб.	514,136	145,533	21,692	588,374	1269,7
8	Суммарный расход всех видов ТЭР, т усл. топл. Суммарные затраты на энергоресурсы, тыс. руб.					7,51 15484,77

Годовой расход всех энергоресурсов ОАО «ТЭМЗ» за 2002 г. по данным табл. 2.16 составляет 7,51 тыс. т усл. топл, а суммарные затраты на все виды энергоресурсов составляют 15484.768 тыс. руб.

Годовой объем выпущенной в 2002 г. продукции на ОАО «ТЭМЗ», а также суммарные годовые производственные затраты на ее производство приведены в табл. 2.17.

Таблица 2.17

Объем выпуска продукции за 2002 г.

№ п/п	Наименование продукции	Годовой объем выпущенной продукции	
		Кол-во, шт.	Сумма, тыс. руб.
1	Молотки отбойные:		
	МО-1А	979	1488,1
	МО-2А	44064	63070
	МО-3А	13033	18994
	МО-4А	4633	7263,7
	Итого	62709	90815,8
2	Молоток гидравлический МРГ-1	11	137,5
3	Бетонолом Б-3	7	33,5
4	Машинка сверлильная ИП-1009	1891	972,5
5	Молотки клепальные:		
	ИП-4010М	113	136,5
	ИП-4009	314	816,4
	Итого	427	952,9
6	Молотки рубильные МР-36	100	149,3
7	Пики:		
	П-11	370624	12387
	П-41	60884	2784,1
	П-31	3419	163,2
	П-32	1060	87,98
	Итого	435987	15422,28
8	Гидротолкатели:		
	ТЭ-30	2915	6474,7
	ТЭ-50 М	2625	6755
	ТЭ-80 М	1607	4135,4
	ТЭ-50 МРВ	87	331,8
	ТЭ-80 МРВ	19	138,7
	Итого	7253	17835,6
9	Вентиляторы:		
	ВМЭ-6/1	256	9126,3
	ВМЭ-6	324	10931
	ВМЭ-8	109	7693,7
	ВМП-4М	39	442,5
	ВОЭ-5	110	1261,9
	ВМЭ2.10	8	1617
	ВМЭ-5	76	1685
	Итого	922	32757,4
10	Электросверла:		
	ЭР18Д-2М	663	3279,6
	ЭРП18Д-2М	359	1831,9
	Итого	1022	5111,5
11	Пила шахтная ЭП-4М	125	386,12
12	Люки:		
	ЛГС-2	713	861,23
	ЛК-1	276	234,7
	ЛТ-1	169	220,3
	Итого	1158	1316,23

Окончание табл. 2.17

№ п/п	Наименование продукции	Годовой объем выпущенной продукции	
		Кол-во, шт.	Сумма, тыс.руб.
13	Тормоза колодочные:		
	ТКГ-300	59	454,7
	ТКГ-400	2	21
	Итого	61	475,7
14	Товары народного потребления		5246,5
15	Всего		171612,83

С учетом данных табл. 2.16 энергоемкость продукции ОАО «ТЭМЗ» за 2002 г. составит:

$$\Theta = \frac{7,51}{171612,83} = 43,76 \text{ т усл. топл.}$$

Эта величина позволяет производить оценку энергоэффективности по сравнению с предшествующими годами (т. е. производить оценку динамики данного показателя) и по сравнению с аналогичными предприятиями отрасли машиностроения.

2. Определение единицы стоимости условного топлива на предприятии:

$$C = \frac{Z}{W_{np}} \text{ руб/т усл. топл,} \quad (2.26)$$

где Z – финансовые затраты на потребление всех видов ТЭР на производственные и хозяйственные нужды, руб.

Средняя стоимость одного грамма условного топлива по предприятию составила:

$$C = \frac{15484,768}{7,51 \cdot 10^6} = 0,002062_2^{\text{руб.}} = 0,2062_2^{\text{коп.}}$$

Поскольку на каждый рубль выпущенной продукции приходится 43,76 т усл. топл, то относительная величина энергетической составляющей по всей продукции предприятия составит величину, равную

$$43,76 \cdot 0,002062 = 0,09.$$

Следовательно, девять процентов всех производственных затрат ОАО «ТЭМЗ» может быть отнесено на энергетическую составляющую в себестоимости продукции по предприятию в среднем. Уточнение величин энергетических составляющих в себестоимости по отдельным видам продукции осуществляется при принятии обоснованных норм удельного расхода по всем операциям и технологическим циклам выпуска продукции.

3. Определение удельного расхода ТЭР на выпуск продукции определенной I – ой номенклатуры:

$$Y_i = \frac{C_i}{C \cdot V_i} \text{ т усл. топл/шт.}, \quad (2.27)$$

где C_i – себестоимость I -вида продукции, руб.; V_i – годовой объем выпуска I -продукции, шт.

4. Определение энергетической составляющей себестоимости продукции предприятия:

$$\text{ЭС} = \text{Э} \cdot C \cdot 100\%. \quad (2.28)$$

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

С использованием предложенной методики для данного предприятия рассмотрим ориентировочное определение удельных расходов ТЭР по восьми видам продукции. Результаты расчета по предложенному алгоритму представлены в табл. 2.18 и 2.19.

Таблица 2.18

Потребление ТЭР по предприятию

№ п/п	Вид ТЭР	Годовое потребление ТЭР, т усл. топл	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 2.19

Расход ТЭР на выпуск продукции по предприятию

№ п/п	Наименование продукции	Себестоимость продукции, руб.	Годовой объем продукции, шт.	Удельный расход ТЭР, т усл. топл/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

Методика косвенной оценки энергоэффективности выпускаемой продукции может применяться на многих промышленных предприятиях со сложной внутриводской структурой, большой номенклатурой продукции и недостаточной оснащенностью средствами учета потребляемых ТЭР. Несмотря на приближенную оценку энергоэффективности выпускаемой продукции, данная методика может успешно применяться планово-экономическими и техническими службами предприятия вплоть до внедрения пооперационного учета потребления ТЭР и нормативов их удельного потребления.

2.5. Определение эффективности использования компенсирующих устройств

Необходимость проведения обследований системы компенсации реактивной мощности на предприятии периодически возникает по целому ряду причин:

- предпроектная экспертиза при реконструкции системы электропитания;
- внедрение программы энергосбережения на предприятии;
- рост нагрузок, связанный с увеличением выпуска продукции;
- низкое качество электроэнергии и т. д.

При проведении обследования системы компенсации реактивной мощности на предприятии и эффективности использования компенсирующих устройств (КУ) ставятся, как правило, следующие задачи:

- проверка технического состояния имеющихся КУ и устройств их автоматического управления, составление дефектных ведомостей;
- определение фактической располагаемой мощности КУ и ее распределение по узлам сети и классам напряжения;
- определение экономически обоснованной степени компенсации реактивной мощности и оптимального распределения мощности КУ по узлам сети и классам напряжения;
- оценка компенсирующей способности других источников реактивной мощности (воздушных и кабельных ЛЭП, синхронных двигателей, шунтирующих реакторов и пр.);
- анализ фактической загрузки элементов электрической сети (ЛЭП, трансформаторов, асинхронных и синхронных двигателей);
- составление баланса реактивной мощности;
- проведение инструментального контроля и определение фактического потребления реактивной мощности и значений коэффициентов реактивной мощности в узлах сети ($\text{tg } \varphi$ или $\text{cos } \varphi$);
- анализ электромагнитной совместимости КУ в системе электропитания при наличии электромагнитных помех;

- оценка влияния КУ на режимы системы электроснабжения и качество электроэнергии.

Рассмотрим подходы для решения некоторых поставленных задач.

2.5.1. Оптимальное распределение реактивной мощности конденсаторных батарей

Задача выбора оптимальной мощности и мест установки КУ в электрических сетях имеет целью найти такое решение для снижения потерь энергии, которое обеспечит максимальный экономический эффект при соблюдении всех технических условий (ограничений) нормальной работы электрической сети и приемников электроэнергии.

Потери активной мощности на элементарном участке электросети определяется выражением:

$$\Delta P = \left(\frac{P + \delta P}{U} \right)^2 \cdot R + \left(\frac{Q + \delta Q}{U} \right)^2 \cdot R = \Delta P_p + \Delta P_q, \quad (2.29)$$

где P , Q – мощности на данном участке, определяемые только мощностью нагрузки; δP , δQ – потери активной и реактивной мощности на предшествующих участках схемы; R – активное сопротивление участка.

В задаче оптимизации режима реактивной мощности общепринятыми являются следующие допущения [24]:

- ΔP практически не зависит от δP , δQ , которые являются величинами второго порядка малости по отношению к P и Q ;
- ΔP определяется по средненоминальному напряжению, одинаковому для всех узлов.

Согласно сделанным допущениям, оптимизационному режиму реактивной мощности соответствует матричное уравнение [24]:

$$GE = Q, \quad (2.30)$$

где G – матрица узловых активных проводимостей; E – вектор «потенциалов затрат»; Q – вектор экономически целесообразных реактивных мощностей.

Эта модель, отражая закономерности оптимизационного режима реактивной мощности, не учитывает влияния потерь ΔQ на расчетные значения мощности КУ.

Для решения задачи оптимизации режима реактивных мощностей в системе электроснабжения предприятий разработана специальная программа «ОРТИУМ». В ее основе лежит соотношение (2.30). С целью устранения погрешности, вызванной не учетом ΔQ , система уравнений (2.30) дополнена уравнениями установившегося режима, в которых режимные параметры ветвей описаны следующими соотношениями:

$$\underline{S}_{ji} = \underline{S}_i + \left(\frac{S_{ij}}{U_i} \right)^2 \cdot \underline{Z}_{ij}; \quad \underline{U}_i = \underline{U}_j - \left(\frac{S_{ji}}{U_j} \right)^2 \cdot \underline{Z}_{ij}. \quad (2.31)$$

В алгоритме программы максимальным образом учтены особенности радиальной структуры распределительных сетей. С целью обеспечения быстрого действия программы выделяется «дерево» схемы и осуществляется упорядоченная нумерация узлов, так что при движении от балансирующего узла по дереву схемы номера узлов последовательно нарастают. Это позволило создать безитерационный алгоритм решения линейной оптимизационной системы (2.30) на базе последовательного эквивалентирования схемы.

В основе расчета установившегося режима лежит двухэтапный метод, в котором при движении от балансирующего узла уточняются напряжения, а при движении в обратную сторону – потоки мощности, согласно выражению (2.31).

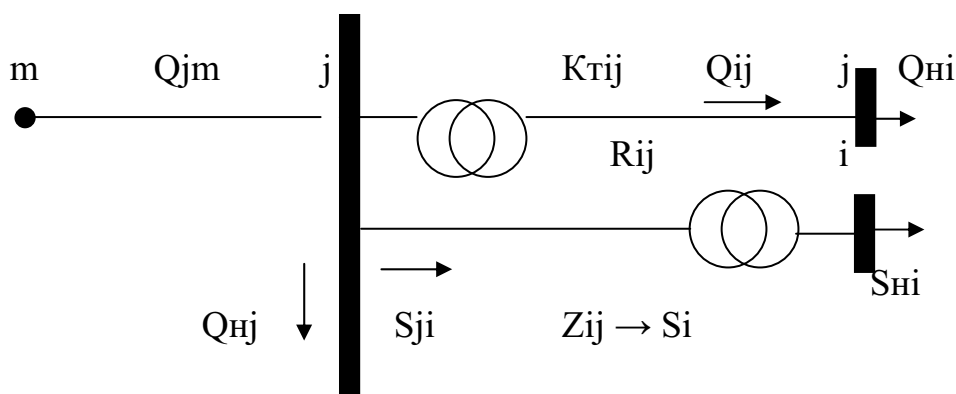


Рис. 2.16. Фрагмент радиальной схемы

Алгоритмически план оптимизационного режима распадается на ряд этапов. Назначаются «узлы–претенденты» на установку КУ. Сначала определяются экономические значения мощности балансирующего узла и мощности КУ без учета реальных потерь. Далее в итерационном цикле: «расчет установившегося режима – коррекция экономических потоков “узлов–претендентов” на установку КУ» определяется мощность КУ с учетом реальных потерь. По окончании расчета проверяются ограничения на минимально приемлемую мощность КУ. При нарушении ограничения «узел–претендент» он переводится в разряд обычного нагрузочного узла и вся процедура выбора КУ для оставшихся «узлов–претендентов» повторяется.

2.5.2. Оценка компенсирующей способности других источников реактивной мощности

Оценку компенсирующей способности дополнительных источников реактивной мощности (помимо батарей статических конденсаторов (БСК)) рассмотрим на примере системы электроснабжения Вахского месторождения нефти ОАО «Томскнефть» [27]. Основным источником питания является п/с «Вахская», на которой установлено два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16000 кВА. Энергоснабжающей организацией является ОАО «Томскэнерго». Питание месторождений осуществляется по радиальной схеме с последовательно соединенными элементами электропередачи: воздушные линии 35 кВ, понижающие трансформаторы 35/6 кВ и распределительной сети 6 кВ. Значительный парк силовых трансформаторов и асинхронных двигателей, используемых в механизированной добыче нефти и вспомогательных технологических процессах, предопределяет значительное потребление реактивной мощности. Естественный коэффициент мощности ($\cos \varphi$) в точках ведомственного раздела сетей составляет 0,76...0,8, что свидетельствует о чрезмерном потреблении реактивной мощности и, как следствие, высоком уровне потерь.

Имеющиеся синхронные двигатели СТД–1600 мощностью 1600 кВт на блочных кустовых насосных станциях (БКНС), являются потенциальными источниками реактивной мощности, но их режимы работы определены технологией поддержания пластового давления. Это обстоятельство ограничивает применение парка синхронных двигателей в качестве регулируемых источников реактивной мощности. Однако, даже периодическое включение таких двигателей необходимо учитывать при выборе оптимальной мощности КУ и мест их размещения. Компенсирующая способность этих двигателей существенно зависит от коэффициента загрузки по активной мощности, коэффициента включения и допустимого значения опережающего $\cos \varphi$. Коэффициенты включения этих двигателей весьма низки (0,16...0,63) и в среднем составляют 0,31. Средний коэффициент загрузки – 0,63. Расчетные нагрузки узлов-секций шин 6 кВ формировались суммированием нагрузок соответствующих токоприемников с располагаемой генерируемой реактивной мощностью синхронных двигателей в режиме перевозбуждения и с учетом их фактической загрузки. На основе этого сформированы исходные файлы для программы «ОРТИУМ» по расчетным нагрузкам для условий работы СТД в режиме перевозбуждения. Результаты расчета потерь активной мощности распределительных сетей 35 и 6 кВ Вахского месторождения при работе синхронных двигателей в режиме недовозбуждения ($\cos \varphi = 0,93$ – индук-

тивный) и в режиме перевозбуждения ($\cos \varphi = 0,97$ – емкостный), представлены в табл. 2.20 и 2.21, соответственно.

Таблица 2.20

Условия работы: БСК – отключены; двигатели СТД работают в режиме недовозбуждения

Шины 35 кВ		Шины 6 кВ	
Максимальная активная мощность P_m , кВт	11091,9	Максимальная активная мощность P_m , кВт	3397,3
Максимальная реактивная мощность Q_m , кВАр	9539,4	Максимальная реактивная мощность Q_m , кВАр	2210,96
$\text{tg } \varphi$	0,86	$\text{tg } \varphi$	0,651
Потери активной мощности ΔP , кВт	1017,24	Потери активной мощности ΔP , кВт	312,48

Таблица 2.21

Условия работы: установленные БСК – отключены; двигатели СТД в режиме перевозбуждения

Шины 35 кВ		Шины 6 кВ	
Максимальная активная мощность P_m , кВт	10983,3	Максимальная активная мощность P_m , кВт	3370,1
Максимальная реактивная мощность Q_m , кВАр	8210	Максимальная реактивная мощность Q_m , кВАр	1794,1
$\text{tg } \varphi$	0,742	$\text{tg } \varphi$	0,529
Потери активной мощности ΔP , кВт	908,6	Потери активной мощности ΔP , кВт	285,32

Анализ потерь мощности по данным табл. 2.20 и 2.21 показывает, что использование компенсирующей способности синхронных двигателей БКНС, позволяет снизить потери в сети напряжением 35 кВ на 10,7 %, а в сети напряжением 6 кВ – на 8,6 %.

2.5.3. Определение фактической загрузки элементов электрической сети

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

$$K_{и} = \frac{S_{НАГР}}{S_{НОМ}}. \quad (2.32)$$

Загрузка оборудования оказывает существенное влияние на относительную величину потребления реактивной мощности электрическими машинами (трансформаторами и электродвигателями), ввиду чего при снижении нагрузки ниже номинальной происходит снижение $\cos \varphi$ и КПД. Оценку влияния загрузки электрических машин на величины

$\cos \varphi$ и КПД можно производить путем построения их рабочих характеристик [28]. На рис. 2.17 приведена рабочая характеристика асинхронного двигателя.

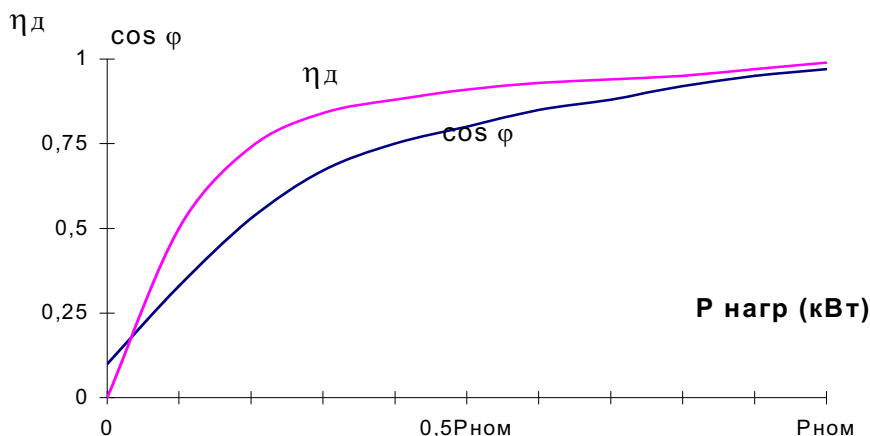


Рис. 2.17. Рабочая характеристика асинхронного двигателя

Согласно рис. 2.17, при снижении нагрузки электродвигателя от номинальной до пятидесятипроцентной, $\cos \varphi$ 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.

Для силовых трансформаторов максимальное значение КПД достигается при нагрузке, при которой переменные потери ΔP_M равны постоянным потерям ΔP_{CT} , т. е. при $K_{И}^2 \cdot \Delta P_{КЗ} = \Delta P_{ХХ}$. Таким образом, оптимальное значение КПД трансформатора обеспечивается при выполнении условия

$$K_{И.оп} = \sqrt{\frac{\Delta P_{ХХ}}{\Delta P_{КЗ}}}. \quad (2.33)$$

Для трансформаторов разной мощности значения максимальных КПД соответствуют оптимальной загрузке трансформаторов в диапазоне значений $K_{И}$ от 0,5 до 0,7. Значения нагрузочных потерь реактивной мощности в трансформаторе определяются формулой $\Delta Q_M = \Delta Q_{КЗ} \cdot K_{И}^2$. Принимая оптимальные значения загрузки трансформаторов и производя измерения фактических нагрузочных потерь, можно производить предварительные оценки уровня необходимой компенсации реактивной мощности.

Для ЛЭП оптимальная загрузка зависит от соотношения между нагрузочными потерями реактивной мощности ΔQ_L и зарядной мощностью ΔQ_C . Этому условию соответствует самобалансирование реактивных нагрузок Q_H в каждом узле сети, нагрузочных потерь реактивной мощности в примыкающих участках и зарядных мощностей, стекающих к этому узлу:

$$Q_H + 0,5 \sum \Delta Q_L = 0,5 \sum Q_C. \quad (2.34)$$

Левая часть уравнения (2.34) зависит от нагрузки, правая часть – от нагрузки не зависит. Коэффициент K_Q , равный отношению левой и правой части этого уравнения, характеризует уровень загрузки ЛЭП реактивной мощностью:

$$K_Q = \frac{Q_H + 0,5 \sum \Delta Q_L}{0,5 \sum Q_C}. \quad (2.35)$$

При $K_Q > 1$ возможно дополнительное включение конденсаторных установок поперечной компенсации; при $K_Q < 1$ возможно дополнительное включение шунтирующих реакторов.

В табл. 2.22 приведены результаты расчетов по определению дополнительной мощности поперечных КУ для двухцепной ЛЭП–220 кВ «Томск–Нижевартовск» протяженностью 817 км.

Таблица 2.22

Оценочные значения компенсирующей способности ЛЭП

Наименование подстанции	Нагрузка подстанции Q_H , мВАр	Потери в примыкающих ЛЭП: $0,5 \sum \Delta Q_L$, мВАр	Зарядная мощность: $0,5 \sum \Delta Q_C$, мВАр	Небаланс	Значение коэффициента K_Q	Рекомендуемое к установке КУ
«Советско-Соснинская»	30,1	1,7	-17,9	13,9	1,78	БСК
«Чапаевка»	11,7	2,5	-29,1	-14,9	0,49	ШР
«Раскино»	0	1,3	-17,8	-16,5	0,07	ШР
«Вертикос»	0,7	1,1	-12,9	-11,1	0,14	ШР
«Каргасок»	3,5	1,1	-14,7	-10,1	0,31	ШР
«Завьялово»	1,4	1,1	-15,6	-13,1	0,16	ШР
«Парабель»	2,4	2,1	-23,3	-18,8	0,19	ШР
«Володино»	11	2,1	-25,6	-12,5	0,51	ШР
«Орловка»	3,8	1,7	-14,9	-9,4	0,37	ШР

Весьма низкие значения коэффициента K_Q говорят об избытке зарядной мощности электропередачи и, как следствие, об завышенных напряжениях. Проведенные расчеты и приборные измерения показали, что в отдельных случаях напряжения подстанций достигали 250 кВ и выше. Это требует от ОАО «Томскэнерго» значительных усилий и средств для обеспечения экономичной и безаварийной работы. В качестве организационных мер можно рассмотреть возможность для привлечения потребителей к дополнительному потреблению реактивной мощности путем отключения части БСК и перевода мощных синхронных двигателей в режим недовозбуждения. При этом необходимо предусмотреть приемлемые формы компенсации потребителю стоимости части потерь электрической энергии в сетях потребителя, возникающие вследствие дополнительных перетоков мобилизуемой реактивной мощности.

2.5.4. Анализ электромагнитной совместимости КУ в системе электроснабжения при наличии электромагнитных помех

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. При осуществлении компенсации реактивной мощности с помощью БСК при наличии электромагнитных помех в виде высокого уровня высших гармоник напряжения и тока, возникает опасность перегрузки конденсаторных батарей токами высших гармоник вследствие явлений резонанса. Кроме этого, необходимо считаться с влиянием высших гармоник на изменение компенсирующей способности конденсаторных батарей и на работу устройств автоматического управления мощностью КУ.

При проведении энергетического обследования на ОАО «Томском нефтехимическом комбинате» (ОАО «ТНХК») был отмечен достаточно высокий уровень несинусоидальности напряжения. Компенсация реактивной мощности на предприятии осуществляется конденсаторными батареями напряжением 0,4; 0,66 и 10 кВ, установленными на соответствующих трансформаторных подстанциях. Компенсирующие устройства снабжены отечественными автоматическими регуляторами (типа АРКОН, Б222), а также импортными, настроенными на поддержание постоянного $\cos \varphi$. Ступени регулирования КУ из числа импортных конденсаторных батарей составляют 50 кВАр, а из числа отечественных – от 50 до 150 кВАр в зависимости от типов конденсаторов и мощности КУ.

При эксплуатации конденсаторные батареи, однако, периодически отключались из-за нарушений теплового режима и перегрузок по току (в отдельных случаях ток конденсатора превышал номинальный более чем в 2 раза). Как показали исследования режимов КУ, загрузка конденсаторных батарей зависит от мощности подключенного КУ и понижающего трансформатора 10/0,4 кВ. В ряде случаев наблюдается дополнительное искажение формы кривой напряжения на шинах 0,4 кВ при изменении мощности КУ. На рис. 2.18 показана зависимость кратности тока загрузки батареи от подключаемой мощности КУ (мощность понижающего трансформатора составляет 1500 кВА, $U_k = 5,6 \%$) [30].

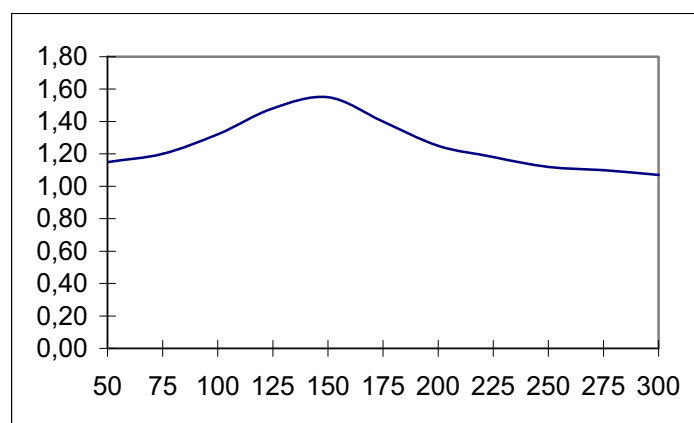


Рис. 2.18. Зависимость кратности тока КБ от подключаемой мощности

Причиной перегрузки конденсаторов является возникновение резонансных режимов при определенных соотношениях между емкостными сопротивлениями конденсаторов и индуктивными сопротивлениями понижающих трансформаторов 10/0,66 и 10/0,4 кВ. Явной причины искажений напряжения питающей сети обнаружено не было, поскольку в системе электроснабжения «ТНХК» отсутствуют мощные нелинейные нагрузки. Однако в спектре напряжения постоянно присутствуют 11-я, 13-я, 23-я и 25-я гармонические составляющие. Условием резонанса напряжений в данной схеме является равенство нулю входного сопротивления подстанции со стороны 10 кВ.

В табл. 2.23 приведены значения мощностей КУ, соответствующих наибольшей загрузке конденсаторов, а также резонансная частота и параметры понижающих трансформаторов для различных подстанций.

Согласно табл. 2.23, перегрузка батарей происходит вследствие резонансных явлений на частотах 11-й и 13-й гармоник. Следует отметить, что в данной ситуации применение автоматических регуляторов компенсации КУ дает отрицательный эффект, поскольку в процессе регулирова-

ния возможны значительные перегрузки и нарушения теплового режима, приводящие к отключению КУ [30, 31, 32, 33].

Таблица 2.23

Резонансная частота и кратность перегрузки по току КБ

№ подстанции	Параметры трансформатора		Мощность КУ, кВАр	Резонансная частота, Гц	Кратность перегрузки по току
	S _{ном} , кВА	U _к , %			
1	2	3	4	5	6
ТП-7	400	5,71	50	560	1,71
1	2	3	4	5	6
ТП-10	1600	6,2	150	620	1,18
4122	1500	5,6	150	635	1,57
4126	1500	5,6	200	545	1,44

На основе приведенных исследований вопросы компенсации реактивной мощности на предприятии в настоящее время решены следующим образом: мощность конденсаторных батарей перераспределена по секциям 0.4 и 0.66 кВ с учетом смещения зон резонанса в область 8-й и 9-й гармоник, наличие которых в спектре питающего напряжения не обнаружено. Регулирование КУ осуществляется с учетом отстройки от резонанса на частотах 11-й и 13-й гармоник. Это обеспечивает нормальную работу КУ в течение длительного времени и позволяет поддерживать значение коэффициента мощности на уровне нормативного.

При обследовании режимов конденсаторных батарей в условиях несинусоидального напряжения возникает необходимость производить оценку снижения компенсирующего эффекта КУ, вызванного усилением уровня несинусоидальности питающего напряжения и тока нагрузки при его подключении. Как показано в статье «О снижении компенсирующего эффекта батарей косинусных конденсаторов при наличии высших гармоник» [34], снижение компенсирующего эффекта конденсаторной батареи при повышении коэффициента мощности нагрузки со значения $\cos \varphi_{Н1}$ до значения $\cos \varphi_{Н2}$ проявляется в необходимости установки дополнительной мощности КУ ($\Delta Q_{КУ}$), зависящей от коэффициента γ , характеризующего уровень несинусоидальности напряжения и тока нагрузки:

$$\gamma = \frac{U_1 \cdot I_{1H}}{U^* \cdot I_H^*}, \quad (2.36)$$

где U_1, I_{1H} – напряжение и ток нагрузки 1-й гармоники; U^*, I_H^* – действующие значения напряжения и тока нагрузки с учетом высших гармоник:

$$U^* = \sqrt{\sum_{i=1}^n U_i^2}, \quad I_H^* = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{Hi}^2}.$$

Если обозначить Q_{KV} реактивную мощность КУ, необходимую для увеличения коэффициента мощности со значения $(\cos \varphi_{H1})$ до значения $(\cos \varphi_{H2})$, то, с учетом несинусоидальности напряжения и тока нагрузки, отношение

$$K_Q = \frac{\Delta Q_{KV}}{Q_{KV}} = \frac{\operatorname{tg} [\arccos(\gamma - \cos \varphi_1)] - \operatorname{tg} \varphi_1}{\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2} \quad (2.37)$$

характеризует снижение компенсирующей способности конденсаторных батарей в условиях несинусоидальности и позволяет построить зависимость дополнительной мощности КУ ΔQ_{KV} , ввиду снижения компенсирующего эффекта, от коэффициента γ для различного диапазона возможных значений $(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2)$. На рис. 2.19 приведены зависимости величины ΔQ_{KV} (о.е.) от коэффициента γ для разных значений исходного $\operatorname{tg} \varphi_1$ и нормативного значения $\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,4$.

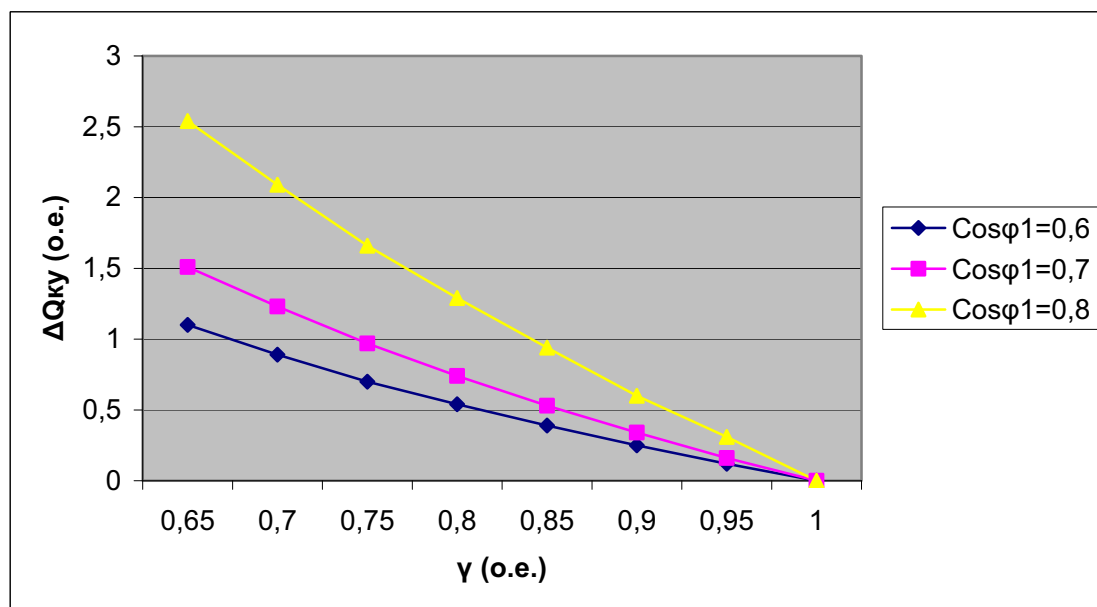


Рис. 2.19. Зависимость изменения компенсирующего эффекта БК от уровня несинусоидальности

Согласно рис. 2.19, при высоком уровне несинусоидальности компенсацию реактивной мощности целесообразно осуществлять при помощи БК только в случае низких первоначальных значений $\cos \varphi_{H1}$ (при $\cos \varphi_{H1} < 0,7$). При $\cos \varphi_{H1} > 0,7$ следует либо идти на существенное

увеличение установленной мощности БК, либо принимать меры по уменьшению уровня высших гармоник. Решение этого вопроса лучше производить на основании технико-экономического расчета. Следует также учитывать возможность возникновения резонансных явлений.

2.5.5. Инструментальный контроль режимов потребления реактивной мощности

Инструментальный контроль режимов работы систем электропитания предприятий, при определении эффективности системы компенсации реактивной мощности, осуществляется с целью проверки фактического потребления реактивной мощности и реактивной энергии их договорным значениям, оценки допустимости режимов КУ и электромагнитной совместимости, выявления резонансных режимов на высших гармониках, определения фактической располагаемой мощности КУ и ее распределения по узлам сети и уровням напряжения, составления баланса реактивной мощности по предприятию.

Измерения проводились на ряде предприятий анализатором количества и качества электрической энергии AR5. Данный прибор имеет сертификат и включен в Госреестр РФ для официального использования при проведении энергетических обследований организаций.

Анализатор AR5 подключается к любому потребителю посредством токоизмерительных клещей и зажимов для подключения напряжений трехфазной сети. Мгновенные значения напряжений и токов измеряются и обрабатываются микропроцессором. Измеренные параметры отображаются на дисплее прибора и периодически записываются в память с частотой, определяемой пользователем. Содержание памяти переносится на компьютер и анализируется с помощью специального программного обеспечения. Результаты графического и табличного представления информации приведены на рис. 2.20–2.21 и в табл. 2.24. В данной таблице приняты следующие обозначения:

- Voltage – фазные напряжения 1, 2, 3 и средние III;
- Current – фазные токи 1, 2, 3 и средние III;
- Power (W) – активная мощность фаз 1, 2, 3 и суммарная III;
- Reactive P.L – индуктивная реактивная мощность фаз 1, 2, 3 и суммарная III;
- Reactive P.C – емкостная реактивная мощность фаз 1, 2, 3 и суммарная III;
- Power factor – коэффициент мощности ($\cos \varphi$) фаз 1, 2, 3 и средний.

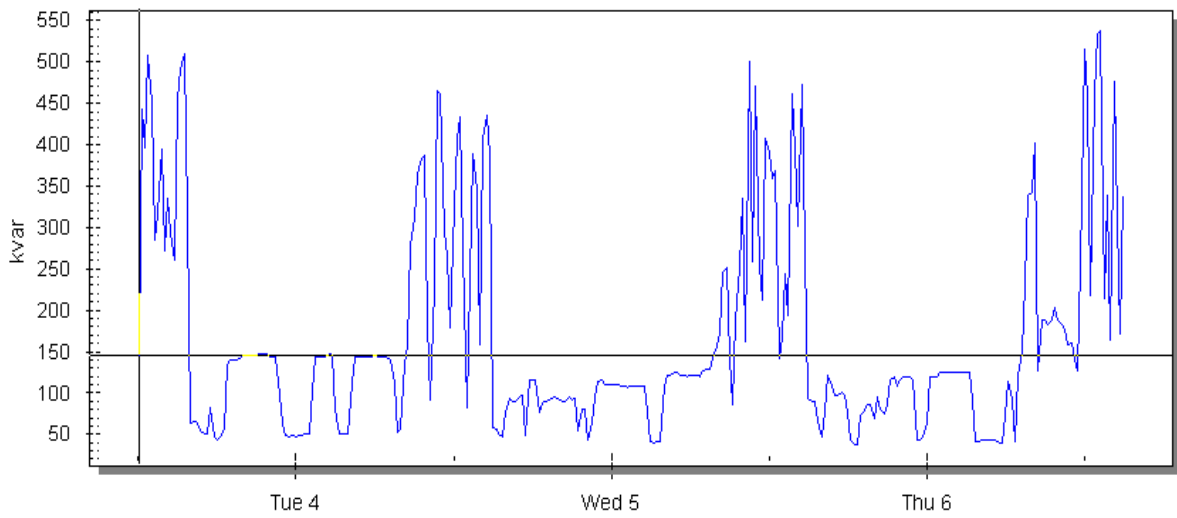


Рис. 2.20. График реактивной мощности ввода № 1 ОАО «ТЭМЗ»

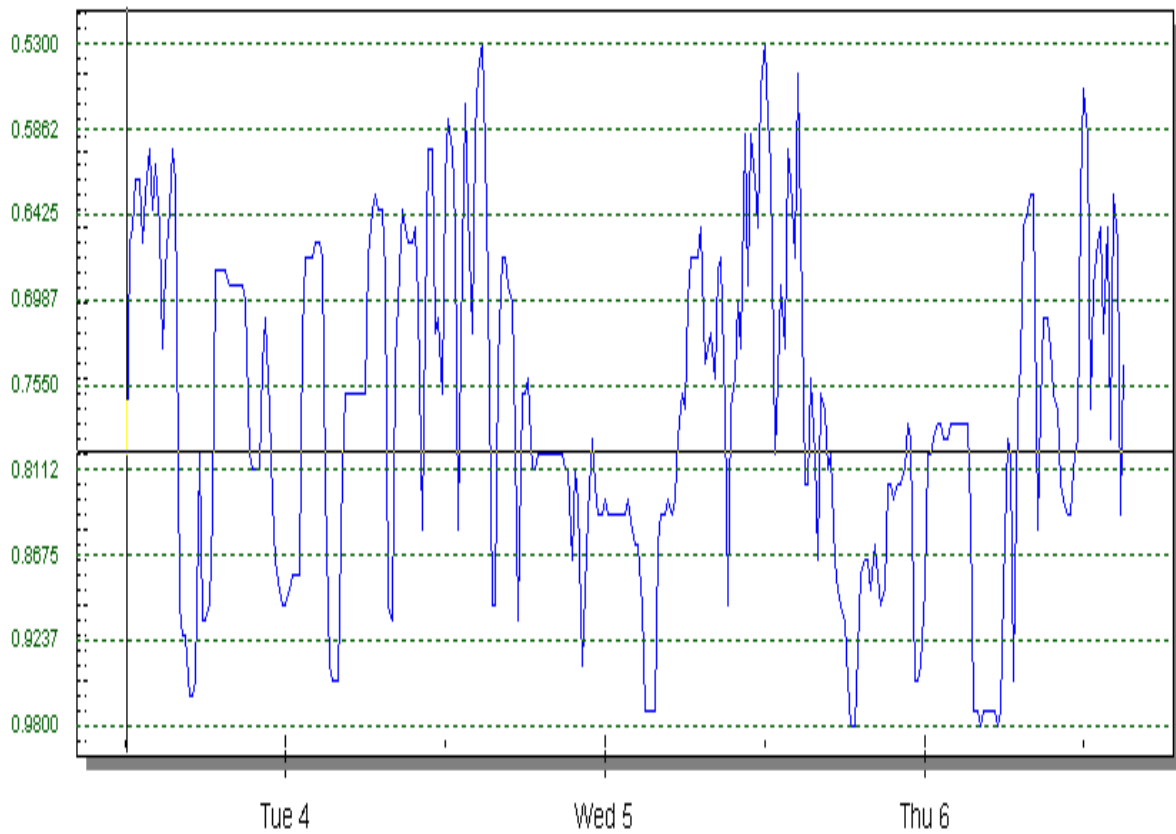


Рис. 2.21. График $\cos \varphi$ ввода № 1 ОАО «ТЭМЗ»

Таблица 2.24

Протокол измерения параметров режима ввода № 1 ОАО «ТЭМЗ»

Date 04/02/2003 11:00:00		Period: 00:15:00		
	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase III
Voltage [V]	3700	3626	3652	3659
Maximum Voltage [V]	3713	3640	3666	
Minimum Voltage [V]	3700	3626	3652	
Current[mA]	15590	90385	82956	62977
Maximum Current[mA]	21795	96290	90222	
Minimum Current[mA]	12411	87055	80534	
Power [W]	52220	294224	68300	414744
Reactive P. L (var)	25065	142968	293897	461930
Reactive P. C (var)	0	0	0	0
Power factor	0.91	0.90	0.23	0.60
	Active(Wh)	Reactive L(varh)	Reactive C(varh)	
Energies	4665140.517	4076984.500	0.000	
Frequency (Hz)				50

Из рис. 2.20 и 2.21 следует, что потребление реактивной мощности и изменение значений $\cos \varphi$ на предприятии носят весьма неравномерный характер. Ночное потребление реактивной мощности по отношению к утреннему и дневному снижается примерно в 10 раз, а значения $\cos \varphi$ изменяются в диапазоне от 0,53 (днем) до 0,93 (вечером). Значительное потребление реактивной мощности в рабочую смену и, соответственно, низкие значения $\cos \varphi$ говорят о неэффективной работе системы компенсации реактивной мощности на предприятии и высоком уровне потерь электроэнергии. Низкая эффективность системы компенсации реактивной мощности на данном предприятии, как показали проведенные энергетические обследования, вызвана, в основном, следующими причинами:

- недостаточной располагаемой мощностью БК (дефицит мощности по предприятию в целом составляет порядка 3000 кВАр);
- нерациональным размещением имеющихся КУ;
- отсутствием или неправильной настройкой устройств автоматического управления КУ;
- низкой загрузкой электрооборудования и завышенным уровнем потерь на холостой ход.

Контрольные вопросы

1. Назовите виды энергетических балансов. Как с их помощью осуществляется оценка потенциала энергосбережения?
2. Что называется энергофинансовым балансом и каково его назначение?
3. Как с помощью энергофинансового баланса можно определить показатели энергоэффективности?
4. По какому признаку можно классифицировать удельные расходы электрической энергии для насосных агрегатов? Как они определяются?

5. В чем заключается способ косвенного определения удельных расходов электроэнергии для насосных агрегатов при энергетических обследованиях?
6. В чем заключается задача выбора оптимальной мощности и мест установки КУ в электрических сетях?
7. В чем заключается экономическая выгода перехода потребителя электроэнергии с одной формы тарифа на другую (например, с одноставочного тарифа на двуставочный)?

3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ЕГО АНАЛИЗА

3.1. Исследование качества электрической энергии – необходимый этап повышения энергоэффективности

Качество электрической энергии (КЭ), помимо важнейшего требования по обеспечению электромагнитной совместимости, в значительной степени определяет экономичность энергоиспользования. Причем не всегда условия обеспечения электромагнитной совместимости совпадают с условиями наиболее экономичного и рационального использования электрической энергии и наоборот. Во многих случаях не удастся в полной мере решить обе эти проблемы. Современные методы обследования качества электроэнергии ориентированы, в основном, на решение рассмотренной задачи в следующей последовательности:

- аппаратными средствами или расчетами определяют показатели качества электрической энергии (ПКЭ) в обследованных сетях;
- на основании полученных значений ПКЭ, определяют электромагнитную и (или) технологическую составляющие ущерба в случае выхода ПКЭ за установленные ГОСТ 13109–97 пределы;
- разрабатывают систему организационных и технических мер по улучшению КЭ.

Предложенные мероприятия не всегда способны обеспечить повышение технико-экономических показателей системы электроснабжения и электромагнитной совместимости. Так, например, электромагнитная совместимость конденсаторных батарей и вентиляльных преобразователей в отдельных случаях не может быть обеспечена даже при весьма небольших уровнях несинусоидальности напряжения [35]. Тем не менее, оптимальные значения ПКЭ должны отвечать нормативным требованиям, установленным ГОСТ 13109–97. В конкретных случаях допускается принимать оптимальные значения ПКЭ по результатам проведенных энергетических обследований и включать их в договоры электроснабжения.

ПКЭ носят вероятностный характер ввиду того, что они формируются под воздействием большого числа случайных факторов и, следовательно, могут быть описаны с помощью законов распределения вероят-

ностей случайных величин или их числовых характеристик. Наиболее значимым фактором, влияющим на формирование тех или иных ПКЭ, является электрическая (активная и реактивная) нагрузка. В то же время ПКЭ оказывают ответное влияние на экономичность электропотребления и электромагнитную совместимость различных электроприемников. Следовательно, *контроль КЭ необходимо осуществлять в неразрывной связи с режимами нагрузки электрической сети, и при проведении обследования КЭ требуется построение статистических или корреляционных взаимосвязей исследуемого ПКЭ и нагрузок узлов сети.*

При проведении обследования КЭ в электрической сети большой размерности, с существенной неоднородностью и различным характером изменения нагрузки необходимо решать задачу по выбору оптимального числа наиболее представительных пунктов контроля ПКЭ.

Таким образом, для повышения эффективности обследования КЭ, позволяющего в последующем улучшить экономические показатели системы электроснабжения и обеспечить выполнение требований электромагнитной совместимости, рекомендуется решать следующие задачи:

- установление корреляционных (регрессионных) связей между параметрами режима узлов электрической сети;
- выбор оптимального числа представительных пунктов контроля ПКЭ на основе оценки значимости взаимосвязей между параметрами режима электрической сети;
- определение вероятностных законов распределения ПКЭ и их числовых характеристик аппаратными средствами и расчетными методами;
- оценка погрешности измерений ПКЭ;
- оценка уровней электромагнитной совместимости и экономичности и разработка мероприятий по повышению энергоэффективности.

3.2. Установление корреляционных связей между параметрами режимов различных узлов электрической сети

При разработке статистических методов контроля КЭ, получивших большое распространение, в первую очередь, благодаря целому ряду работ [45–47], важным является вопрос об установлении корреляционной связи между параметрами режима электрической сети. Выявление таких связей позволяет производить количественную оценку степени взаимного влияния различных ПКЭ и параметров режима сети, устанавливать наиболее значимые факторы, влияющие на формирование различных ПКЭ, создавать информационную систему контроля КЭ, обеспечивать выполнение обоснованных мер по его улучшению.

3.2.1. Установление регрессионных связей между напряжением и нагрузкой узлов сети

Для получения статистической или регрессионной связи между случайными величинами, в данном случае между напряжением и нагрузкой узлов сети, чаще всего используют методы «пассивного эксперимента», заключающиеся в регистрации параметров режима узлов нагрузки сети с последующей математической обработкой статистической информации [36–38]. Основной задачей «пассивного эксперимента» является определение формы и тесноты связи между функциями – активной и реактивной мощностями и аргументом – напряжением. Нахождение формы связи между мощностями нагрузки и напряжением сводится к построению предельной линии регрессии путем увеличения числа наблюдений над функцией и аргументом до тех пор, пока не выявится закономерность, лежащая в основе этой связи [39]. При «пассивном эксперименте» регистрируются случайные флуктуации напряжения и нагрузки, а затем проводится статистическая обработка полученных результатов. Преимуществом такого подхода является невмешательство в нормальный режим работы электропотребителей и возможность получения необходимых характеристик для узлов, в которых «активный эксперимент» практически невозможен.

По результатам «пассивного эксперимента» предполагается построение функции регрессии вида

$$m_{P/U} = f(U) \quad (3.1)$$

или

$$m_{Q/U} = f(U) \quad (3.2)$$

одного случайного процесса $P(t)$ или $Q(t)$ по значениям другого случайного процесса $U(t)$ с использованием следующих условных вероятностных характеристик:

1. Условного математического ожидания случайного процесса $P(t)$ (или $Q(t)$) при данной величине U_i :

$$m_{P/U_i} = M[P(t) / U_i] = \int_{-\infty}^{\infty} P(t)W[P(t) / U_i]dt, \quad (3.3)$$

где $W [P(t)/U_i]$ – условная плотность распределения $P(t)$ при условии того, что случайная функция $U(t)$ приняла определенное значение U_i ; i – номер разряда значений U_i (весь диапазон изменения U разбивается на n разрядов).

2. Условной дисперсии

$$D_{P/U_i} = D[P(t) / U_i] = \int_{-\infty}^{\infty} [P(t) - m_{P/U_i}]^2 W[P(t) / U_i] dt. \quad (3.4)$$

Функция регрессии $m_{P/U}$ строится по значениям m_{P/U_i} . Аналогично строится функция $m_{Q/U}$ [39].

Для аппроксимации зависимостей (3.1) и (3.2) можно воспользоваться полиномами второй степени

$$\begin{aligned} P &= a_p U^2 + b_p U + c_p; \\ Q &= a_q U^2 + b_q U + c_q, \end{aligned} \quad (3.5)$$

коэффициенты которых определяются методом наименьших квадратов [40].

На рис. 3.1 приведены функции регрессии $m_{P/U}$ и $m_{Q/U}$, полученные методом «пассивного эксперимента» для одной из подстанций напряжением 6/0,4 кВ, питающей мелкомоторную и осветительную нагрузки [39].

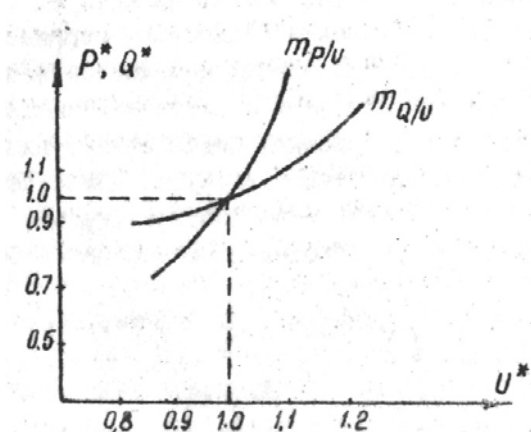


Рис. 3.1. Графики функции регрессии активной и реактивной мощности по методу «пассивного эксперимента»

Коэффициенты регрессии a , b , c , входящие в уравнения (3.5), зависят от состава потребителей в узле нагрузки сети и могут быть определены методом статистического моделирования на ЭВМ. Разработанная модель, реализованная в виде компьютерной программы, по действительным или типовым параметрам схем замещения отдельных элементов узла с комплексной нагрузкой (УКН) позволяет получать статические характеристики нагрузки по напряжению и их регулирующие эффекты для любой вариации состава УКН, с учетом изменения параметров внешней сети относительно источника питания. Программа также предусматривает построение регрессионных моделей регулирующих эффектов нагрузки в зависимости от ее состава [48].

Для всех параметров статических характеристик нагрузки по напряжению были получены уравнения множественной линейной регрессии в виде

$$a_P = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + \dots + b_nx_n, \quad (3.6)$$

где x_i – процентный состав комплексной нагрузки; b_i – регрессионные коэффициенты.

Комплексная нагрузка при статистическом моделировании была представлена пятью видами: крупной асинхронной, мелкой асинхронной, синхронной, осветительной и преобразовательной, каждая из которых варьировалась в широких пределах по случайному закону.

Для параметров уравнений регрессии (3.6) была произведена оценка точности и достоверности полученных результатов с применением математических процедур теории вероятностей и статистического анализа. Найдены вероятные границы изменения параметров уравнений регрессии для характеристик УКН напряжением 10 кВ. Точечные и интервальные оценки параметров уравнений регрессии вида (3.6), а также оценки для дисперсий этих же параметров приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Статистические оценки для коэффициентов крутизны характеристик активной и реактивной нагрузок по напряжению

Параметр	Оценка среднего	Оценка дисперсии	Доверительный интервал для среднего	Доверительный интервал для дисперсии
a_P	0,5	0,24	0,482; 0,505	0,171; 0,387
b_P	-0,85	0,483	-1,09; -0,7	0,347; 0,776
c_P	1,35	0,032	1,29; 1,4	0,023; 0,05
a_Q	0,87	0,365	0,696; 1,04	0,259; 0,585
b_Q	-1,45	0,97	-1,76; -1,17	0,693; 1,57
c_Q	1,58	0,033	1,48; 1,64	0,024; 0,053

С учетом полученных регрессионных зависимостей вида (3.1), (3.2) и (3.6), уравнения (3.5), используемые в решении задач по определению ПКЭ в электрических сетях, могут быть представлены следующим образом:

$$\begin{aligned} \bar{P}(U) &= m(P/U_H) \left[a_P \left(\frac{U}{U_H} \right)^2 + b_P \left(\frac{U}{U_H} \right) + c_P \right]; \\ \bar{Q}(U) &= m(Q/U_H) \left[a_Q \left(\frac{U}{U_H} \right)^2 + b_Q \left(\frac{U}{U_H} \right) + c_Q \right], \end{aligned} \quad (3.7)$$

где $m(P/U_H)$, $m(Q/U_H)$ – условные средние значения активной и реактивной мощности, соответствующие номинальному напряжению узла.

3.2.2. Определение коэффициентов крутизны характеристик нагрузки по напряжению

Регрессионные зависимости напряжения и нагрузки, показывающие статистическую взаимосвязь режимов напряжения и электропотребления, наиболее полно отображают процессы формирования режимов напряжения и нагрузки в узлах сети. Однако во многих случаях (при решении вопросов автоматического регулирования напряжения, для оценки устойчивости в узлах нагрузки и пр.) бывает достаточно знать только наклон указанных характеристик в точке нормального режима или их коэффициенты крутизны. Использование интегрального принципа измерения, а также автоматизация процесса получения данных коэффициентов способствуют повышению точности измерения и уменьшению трудоемкости при обработке первичной информации.

Коэффициенты крутизны характеристик активной и реактивной нагрузок по напряжению могут быть определены по выражениям:

$$\begin{aligned} \alpha_{P/U} &= \frac{\partial P}{\partial U}|_{U=U_i} = \frac{\sigma_{P/U_i}}{\sigma_{U_i}}; \\ \alpha_{Q/U} &= \frac{\partial Q}{\partial U}|_{U=U_i} = \frac{\sigma_{Q/U_i}}{\sigma_{U_i}}, \end{aligned} \quad (3.8)$$

где σ_{P/U_i} , σ_{Q/U_i} – условные среднеквадратические отклонения случайных процессов $P(t)$ и $Q(t)$; σ_{U_i} – безусловное среднеквадратическое отклонение случайного процесса $U(t)$.

Для определения коэффициентов крутизны характеристик активной и реактивной нагрузки по напряжению по выражениям (3.8) при проведении обследований в действующих сетях, разработано специальное устройство, блок-схема которого приведена на рис. 3.2 [41].

Устройство содержит входное устройство 1, центрирующий фильтр 2, двухполупериодный выпрямитель 3, аналого-цифровой преобразователь 4, временной селектор 5, генератор тактовых импульсов 6, триггер 7, делитель частоты 3, преобразователи активной 10 и реактивной 11 мощности в аналоговое напряжение, центрирующий фильтр 12, выпрямитель 13, основной временной селектор 15, счетчик импульсов 16, блок индикации 17.

При нажатии на кнопку K_n на выходе триггера устанавливается логическая единица. С этого момента на входах временных селекторов 5 и 15 появляется разрешающий сигнал. На управляющие входы обоих ана-

лого-цифровых преобразователей 4 и 14 непрерывно поступают импульсы опроса с генератора импульсов опроса 9. С выходов аналого-цифровых преобразователей 4 и 14 на первые входы временных селекторов 5 и 15 поступают прямоугольные импульсы, длительность которых пропорциональна входным напряжениям блоков 4 и 14. На вторые входы обоих временных селекторов 5 и 15 непрерывно поступают тактовые импульсы с генератора тактовых импульсов 6. В основном измерительном канале постоянное напряжение через переключатель П с выходов преобразователей активной 10 или реактивной 11 мощностей в аналоговое напряжение подается на первый вход центрирующего фильтра 12.

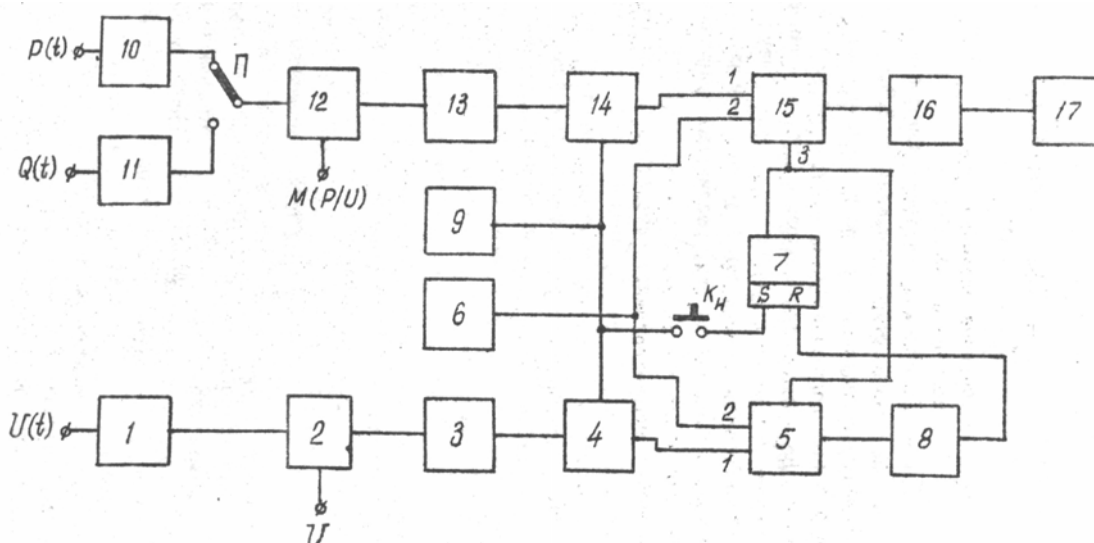


Рис. 3.2. Блок-схема устройства для определения коэффициентов крутизны характеристик нагрузки по напряжению

На второй вход подается постоянное напряжение, пропорциональное величине условного математического ожидания $M(P/U)$ или $M(Q/U)$. Последние рассчитываются заранее для заданного напряжения узла нагрузки электрической сети. Это напряжение в устройстве является регулируемым, но в каждом цикле измерения остается неизменным. Двухполярное выходное напряжение центрирующего фильтра 12 преобразуется в однополярное в двухполупериодном выпрямителе 13. Выходное напряжение выпрямителя 13 пропорционально среднеквадратичному отклонению $\sigma_{P/U}$ или $\sigma_{Q/U}$ в соответствии с положением переключателя П. Указанное напряжение поступает на измерительный вход основного аналого-цифрового преобразователя 14. На вход дополнительного канала подается напряжение электрической сети, где проводятся исследования. Причем на этот вход и на входы преобразователей 10 и 11 подается напряжение с одного и того же узла электрической се-

ти. Во входном устройстве 1 исследуемое напряжение приводится к необходимой величине и в центрирующем фильтре 2 сравнивается с опорным напряжением, которое пропорционально напряжению нормального режима сети. Двухполярное напряжение с выхода центрирующего фильтра 2 преобразуется в однополярное в двухполупериодном выпрямителе 3. Это напряжение пропорционально среднеквадратичному отклонению σ_U относительно напряжения U нормального режима сети. Выходное напряжение с выхода блока 3 поступает на измерительный вход дополнительного аналого-цифрового преобразователя 4, где преобразуется во временной интервал. Пока триггер 7 находится в единичном состоянии импульсы с генератора тактовых импульсов 6 будут проходить в счетчик импульсов 16 и в делитель частот 8. Последний имеет определенный коэффициент пересчета равный «С», который можно изменять. После поступления в делитель частоты 8 «С» импульсов, на его выходе формируется импульс, который переводит триггер 7 в нулевое состояние. При этом на третьих входах временных селекторов 5 и 15 появляется логический нуль, который оставляет далее неизменным состояние их выходов. Количество импульсов, зарегистрированных в делителе частоты, равно

$$C = \beta_1 \cdot h_1 \cdot k_1 \cdot \sigma_1 \cdot n, \quad (3.9)$$

где β_1, h_1, k_1 – коэффициенты передачи центрирующего фильтра 2, выпрямителя 3 и дополнительного аналого-цифрового преобразователя 4, соответственно; n – число импульсов с генератора тактовых импульсов 6, поступивших на второй вход дополнительного временного селектора 5.

После установки триггера 7 в нулевое состояние, т. е. после окончания цикла измерений, в счетчике импульсов 16 будет зарегистрировано N импульсов, равное

$$N = \beta_2 \cdot h_2 \cdot k_2 \cdot n \cdot \sigma_{P/U}, \quad (3.10)$$

где β_2, h_2, k_2 – коэффициенты передачи центрирующего фильтра 12, выпрямителя 13 и основного аналого-цифрового преобразователя 14, соответственно.

Выражая из формулы (3.8) число импульсов n и подставляя в формулу (3.10), получим:

$$N = \frac{\beta_2 \cdot h_2 \cdot k_2}{\beta_1 \cdot h_1 \cdot k_1} \cdot C \cdot \frac{\sigma_{P/U}}{\sigma_U}. \quad (3.11)$$

Для прямого отсчета следует установить коэффициент пересчета делителя частоты 3 равным

$$C = \frac{\beta_1 \cdot h_1 \cdot k_1}{\beta_2 \cdot h_2 \cdot k_1} \cdot 10^q, \quad (3.12)$$

где q – целое число, выбранное так, чтобы обеспечить необходимое число опросов.

В устройстве использованы следующие одинаковые парные блоки: центрирующие фильтры 2 и 12; выпрямители 3 и 13; аналого-цифровые преобразователи 4 и 14. Ввиду этого, коэффициент пересчета делителя частоты 8 будет равен $C = 10^q$ и выполняется в виде q последовательно соединенных декадных счетчиков. При этом показания блока индикации 17, соединенного со счетчиком импульсов 16, будут представлять непосредственный отсчет значений коэффициентов крутизны характеристик активной и реактивной нагрузок по напряжению, полученных при заданном напряжении нормального режима:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial U} \right|_{U = U_i} \approx \frac{\sigma_{P/U_i}}{\sigma_{U_i}} = N \cdot 10^{-q}. \quad (3.13)$$

Причем, число q определяет положение запятой в отсчете.

Таким образом, автоматизация процесса измерения коэффициентов крутизны характеристик нагрузки по напряжению позволяет повысить точность их измерения без вмешательства в нормальный режим работы потребителя и существенно снизить трудоемкость получения и обработки исходной информации.

3.2.3. Количественная оценка взаимосвязей параметров режима узлов электрической сети

Количественная оценка взаимосвязей случайных процессов $P(t)$, $Q(t)$ и $U(t)$ в электрических сетях позволяет, как было отмечено ранее, не только повысить эффективность обследования КЭ, но и решить задачи по выбору оптимальных пунктов контроля, управлению качеством электроэнергии, созданию информационных систем контроля КЭ.

Количественные оценки степени значимости взаимосвязей параметров режима узлов электрической сети P_i , Q_i и U_i должны учитывать как тесноту значимости взаимосвязей, так и характер, и диапазон их изменения. Как известно, данным свойством обладает второй смешанный центральный момент двух случайных величин X и Y или момент корреляции [42, 43]:

$$K(X, Y) = M \{ [X - m(x)][Y - m(y)] \}. \quad (3.14)$$

Для рассмотренных параметров режима моменты корреляции обозначаются в виде $K(U_i, P_j)$, $K(U_i, Q_j)$, $K(U_i, U_j)$. Как показано в работах

[42, 43, 44], при известных дисперсиях активных и реактивных нагрузок и напряжений узлов сети моменты корреляции можно определить следующим образом:

$$\begin{aligned} K(U_i, P_j) &= \frac{\partial U_i}{\partial P_j} \cdot D(P_j); \\ K(U_i, Q_j) &= \frac{\partial U_i}{\partial Q_j} \cdot D(Q_j); \\ K(U_i, U_j) &= \frac{\partial U_i}{\partial U_j} \cdot D(U_j), \end{aligned} \quad (3.15)$$

где $D(P_j)$, $D(Q_j)$, $D(U_j)$ – дисперсии активной, реактивной нагрузок и напряжений узлов соответственно; $\frac{\partial U_i}{\partial P_j}$, $\frac{\partial U_i}{\partial Q_j}$, $\frac{\partial U_i}{\partial U_j}$ – частные производ-

ные напряжения узла i по параметрам режима узлов j , называемые коэффициентами чувствительности.

Рассмотрим нахождение показателей, входящих в выражения (3.15).

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 [39, 49]. Установившийся режим электрической сети может быть описан в виде балансов активных и реактивных мощностей для каждого узла сети:

$$\begin{aligned} P_i &= U_i^2 g_{ii} + \sum_{j=1}^n U_i U_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}); \\ Q_i &= U_i^2 B_{ii} + \sum_{j=1}^n U_i U_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), \end{aligned} \quad (3.16)$$

где $g_{ii} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \sin \alpha_{ij}$, $B_{ii} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cos \alpha_{ij}$ – 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 (3.16) (разложением их в ряд Тейлора с учетом только линейных членов разложения). Уравнения приращений узловых мощностей в матричном виде таковы:

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial U} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial U} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \Delta U \\ \Delta \delta \end{pmatrix}, \quad (3.17)$$

в которых подматрицы $|\partial P / \partial U|$ и $|\partial P / \partial \delta|$ имеют вид:

$$\begin{aligned} \left| \frac{\partial P}{\partial U} \right| &= \begin{vmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial U_1} & \frac{\partial P_1}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial U_1} & \frac{\partial P_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial U_n} \end{vmatrix}; \\ \left| \frac{\partial P}{\partial \delta} \right| &= \begin{vmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{vmatrix} \end{aligned}$$

(подматрицы $|\partial Q / \partial U|$ и $|\partial Q / \partial \delta|$ аналогичны).

Исходный установившийся режим определяется путем решения системы уравнений (3.16) любым известным методом. Приращение режима по отношению к установившемуся режиму производится по уравнениям (3.17) следующим образом. Предположим, что отклонение напряжения в узле j вызвано изменением реактивной мощности узла j на величину ΔQ_j . В этом случае получают приращение напряжения не только в узле j на величину ΔU_j , но и в узлах i на величину ΔU_i :

$$\Delta U_i = \frac{A_{i,n+j}}{D} \Delta Q_j; \quad (3.18)$$

$$\Delta U_j = \frac{A_{j,n+j}}{D} \Delta Q_j,$$

где $A_{j,n+j}$ и $A_{i,n+j}$ – алгебраические дополнения квадратной матрицы уравнения (3.17) после соответствующих матричных преобразований [39, 49]; D – определитель преобразованной квадратной матрицы уравнения (3.17).

Тогда значения коэффициентов чувствительности по напряжениям можно приблизительно определить следующим образом:

$$\frac{\partial U_i}{\partial U_j} \approx \frac{\Delta U_i}{\Delta U_j} = \frac{A_{i,n+j}}{A_{j,n+j}}. \quad (3.19)$$

Таким образом, последовательно находя алгебраические дополнения по одной и той же строке $(n + j)$ и разным столбцам от 1 до n и, принимая отношение (3.19), 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 (3.17):

$$\begin{vmatrix} \Delta U \\ \Delta \delta \end{vmatrix} = - \begin{vmatrix} \frac{\partial P}{\partial U} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial U} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{vmatrix}. \quad (3.20)$$

С учетом зависимости

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{\partial U}{\partial P} \Delta P + \frac{\partial U}{\partial Q} \Delta Q, \\ \Delta \delta &= \frac{\partial \delta}{\partial P} \Delta P + \frac{\partial \delta}{\partial Q} \Delta Q. \end{aligned} \quad (3.21)$$

После преобразований получаем следующее соответствие квадратных матриц:

$$\begin{vmatrix} \frac{\partial U}{\partial P} & \frac{\partial U}{\partial Q} \\ \frac{\partial \delta}{\partial P} & \frac{\partial \delta}{\partial Q} \end{vmatrix} = - \begin{vmatrix} \frac{\partial P}{\partial U} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial U} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}^{-1}. \quad (3.22)$$

Следовательно, элементы интересующих нас подматриц $|\partial U / \partial P|$ и $|\partial U / \partial Q|$ находятся на соответствующих местах обратной квадратной матрицы уравнения (3.17).

Дисперсии $D(P_j)$, $D(Q_j)$ и $D(U_j)$ могут быть определены путем статистической обработки режимов электропотребления (например, суточных графиков активной, реактивной нагрузок и напряжения) 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 также 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 $D(U_j)$ дисперсия узла j определяется по выражению:

$$D(U_j) = D(U_i) \cdot \left(\frac{\partial U_i}{\partial U_j} \right)^2. \quad (3.23)$$

3.3. Методика и математическая модель для выбора узлов контроля установившегося отклонения напряжения по статистическому критерию «отношение вероятностей»

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 [50]), 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 характерные линии в каждой группе: ближайšie 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, существенной неоднородности графиков нагрузки узлов и случайного характера параметров режима узлов сети. Так, например, неясно, как трактовать понятия «ближайший» или «наиболее удаленный» от ЦП потребитель, поскольку «ближайший» к ЦП потребитель может иметь резкопеременный характер изменения нагрузки, а «наиболее удаленный» потребитель – спокойный (или наоборот). В связи с этим решение задачи по выбору необходимого числа пунктов контроля КЭ целесообразно решать на основании количественной оценки взаимосвязей между параметрами режима узлов распределительной сети, питаемой от данного ЦП и напряжением в ЦП.

Критерием наибольшего влияния параметров режима узла j на режим напряжения ЦП можно считать максимальную величину рангового коэффициента K_p :

$$K_p = |K(U_u, U_j) \cdot K(U_u, P_j) \cdot K(U_u, Q_j)| \rightarrow \max. \quad (3.24)$$

В ряде случаев можно использовать упрощенный ранговый критерий в виде $K_p = |K(U_u, U_j) \cdot K(U_u, Q_j)|$.

Определение минимального числа характерных узлов распределительной сети для проведения контроля КЭ по показателю «установившееся отклонение напряжения» можно производить, используя критерий (3.24), путем ранжирования всех узлов по степени убывания влияния их параметров режима на напряжение ЦП с последующим отсеиванием «малозначительной информации». Отсеивание (или сжатие) информации можно произвести с использованием методов теории «последовательного анализа», разработанного американским статистиком А. Вальдом [51].

Методика по выбору оптимального числа пунктов контроля КЭ для электрической сети, питаемой от ЦП, при использовании критериев теории «последовательного анализа» заключается в следующем:

1. Определяют эталонное средневзвешанное значение отклонений напряжения для всех узлов распределительной сети, питаемой от данного ЦП, по формуле:

$$\Delta U_{у.эт} = \frac{\sum_{j=1}^n m_j (\delta U) \cdot P_j}{\sum_{j=1}^n P_j}, \quad (3.25)$$

где P_j – весовой коэффициент (в качестве весового коэффициента можно использовать значение активной мощности j -присоединения ЦП).

2. Определяют ошибку репрезентативности (представительности) Δ , т. е. ошибку относительно эталонной оценки по данным выборочного обследования. Если обозначить число отсеившихся узлов сети через l , то число $m = n - l$ характеризует выборку из генеральной совокупности общего числа узлов распределительной сети, которое и подлежит контролю:

$$\Delta = |\Delta U_{у.выб} - \Delta U_{у.эт}|, \quad (3.26)$$

где $\Delta U_{у.выб}$ – выборочное средневзвешанное отклонение напряжения, определяемое по формуле (3.25), но для выборки объемом m .

3. Определяют средневзвешенное среднеквадратичное отклонение для всей генеральной совокупности узлов распределительной сети по формуле:

$$\Delta \sigma_{\text{ц.ср.}} = \frac{\sum_{j=1}^n \sigma_j(\Delta U) \cdot P_j}{\sum_{j=1}^n P_j}. \quad (3.27)$$

4. Определяют максимальную ошибку репрезентативности Δ_{max} из условия ограничения повышения напряжения на низкой стороне ближайшего от ЦП распределительного K -трансформатора (РТ) выше допустимого уровня следующим образом [39]. Находится математическое ожидание отклонений напряжения на низкой стороне K -РТ, имеющего наименьшую электрическую удаленность от ЦП, при заданном значении $\Delta U_{\text{ц.выб}}$:

$$m_K(\delta U) = \left[m_{\text{ц}}(\delta U) - \Delta U_{\text{ц.выб}} \right] \cdot \frac{\partial U_{\text{ц}}}{\partial U_K} + \Delta U_{\text{кц}} \leq \Delta U_{\text{дон}}, \quad (3.28)$$

где $m_{\text{ц}}(\delta U)$ – математическое ожидание отклонений напряжения ЦП; $\partial U_{\text{ц}} / \partial U_K$ – коэффициент чувствительности по напряжению узлов ЦП и К; $\Delta U_{\text{кц}}$ – отклонение напряжения на шинах низкого напряжения K -узла при условии того, что в ЦП напряжение равно номинальному значению; $\Delta U_{\text{дон}}$ – допустимое отклонение напряжения.

С учетом выражения (3.26), после преобразования получим:

$$\Delta_{\text{max}} \leq \left[m_{\text{ц}}(\delta U) - \Delta U_{\text{ц.эм}} - \frac{\Delta U_{\text{дон}} - \Delta U_{\text{кц}}}{\partial U_{\text{ц}} / \partial U_K} \right]. \quad (3.29)$$

5. Производят «сжатие» информации на основании проверки статистических гипотез. Принимая за максимальную ошибку репрезентативности оценку (3.29), необходимо произвести отсев малозначимых факторов до выполнения условия $\Delta \leq \Delta_{\text{max}}$, что также соответствует проверке нулевой гипотезы $H_0 : \Delta U_{\text{ц.выб}} = \Delta U_{\text{ц.эм}}$ (о равенстве выборочного средневзвешенного отклонения напряжения эталонному [51]).

Принимая или отвергая гипотезу H_0 , мы рискуем допустить ошибки:

- а) первого рода, если отклоняем гипотезу H_0 , тогда как она истинна;
- б) второго рода, если принимаем гипотезу H_0 , тогда как она ложна, а истинна конкурирующая гипотеза.

Обозначим через α вероятность ошибки первого рода, а через β – вероятность ошибки второго рода. Вероятность ошибок первого и второго

рода однозначно определяется выбором критической области W . Действительно, вероятность ошибки первого рода равна вероятности попадания наблюдаемой выборки в критическую область W , вычисленной при гипотезе H_0 , а вероятность ошибки второго рода равна вероятности попадания наблюдаемой выборки в критическую область W , вычисленной при гипотезе H_1 . Если для некоторой области W соответствуют меньшие величины α и β , то такая область для нас является предпочтительней.

При осуществлении последовательной проверки гипотезы H_0 , согласно теории «последовательного анализа», объем выборки не фиксируется заранее, а определяется в процессе анализа статистических данных, получаемых последовательно в порядке их поступления.

Метод последовательной проверки гипотезы H_0 можно изложить следующим образом. Устанавливается некоторое правило, которым руководствуются при принятии на каждой стадии проверки одного из следующих трех решений:

- принять гипотезу H_0 ;
- отклонить гипотезу H_0 ;
- продолжать наблюдения.

Проверка продолжается до тех пор, пока не будет принято первое или второе решение. Количество n наблюдений, необходимых при такой проверке, является случайной величиной, поскольку зависит от исхода наблюдений.

В качестве критерия последовательной проверки гипотезы H_0 против конкурирующей гипотезы H_1 А. Вальд предложил критерий «отношения вероятностей».

Рассмотрим подробно этот критерий. Пусть $f(x, \theta)$ означает распределение случайной величины x и пусть гипотеза $H_0: \theta = \theta_0$, а гипотеза $H_1: \theta = \theta_1$; следовательно, распределение x задается выражением $f(x, \theta_0)$, когда справедлива H_0 , и выражением $f(x, \theta_1)$, когда справедлива H_1 .

Тогда последовательный критерий отношений вероятностей для проверки гипотезы H_0 относительно H_1 определяется следующим образом. Выбираются две положительные величины A и B ($A > B$). На каждой стадии проверки (в m -испытаниях) вычисляют отношение вероятностей P_{0m} / P_{1m} , где P_{0m} / P_{1m} – плотности распределения вероятностей для нормально распределенных генеральной совокупности и выборок. Если

$$B < \frac{P_{1m}}{P_{0m}} < A, \quad (3.30)$$

то эксперимент продолжается и производятся дополнительные наблюдения.

Если

$$\frac{P_{1m}}{P_{0m}} \geq A, \quad (3.31)$$

то принимается гипотеза H_1 . Если

$$\frac{P_{1m}}{P_{0m}} \leq B, \quad (3.32)$$

то принимается гипотеза H_0 .

Постоянные A и B должны быть определены так, чтобы критерий имел наперед заданную силу (α , β). Соотношения, связывающие величины α , β , A и B , получены в книге А. Вальда [51] и определяются с достаточной для практики точностью выражениями:

$$A = \frac{1-\beta}{\alpha}; \quad B = \frac{\beta}{1-\alpha}. \quad (3.33)$$

Распределение случайной величины $\Delta U_{ц.выб}$ может быть принято нормальным на участках относительной стационарности суточного цикла изменения нагрузки [53], тогда плотность распределения вероятностей для выборок $\Delta U_{ц.выб.j}$ ($j = 1, \dots, m$) определяется выражением:

$$P_{0m} = \frac{1}{2\pi \frac{m}{2} \sigma_{ц.выб}^m} \exp \left\{ -\frac{1}{2\sigma_{ц.выб}} \sum_{j=1}^m (\Delta U_{ц.выб.j} - \theta_0) \right\}. \quad (3.34)$$

Допуская нормированную ошибку репрезентативности, равную

$$\delta = \frac{\Delta_{\max}}{\sigma_{ц.выб}}, \quad (3.35)$$

произведем проверку гипотезы $H_0: \Delta U_{ц.выб} = \theta_0$ при конкурирующей гипотезе $H_1: \Delta U_{ц.выб} = \theta_1$. Для этого на каждом этапе проверки вычисляем критерий отношения вероятностей, который, согласно А. Вальду [51], может быть приведен к виду

$$\frac{P_{1m}}{P_{0m}} = e^{\frac{-1}{2}m\delta^2} ch \left[\frac{\delta}{\sigma_{ц.выб}} \sum_{j=1}^m (\Delta U_{ц.выб.j} - \Delta U_{ц.эм}) \right]. \quad (3.36)$$

Подставляя выражение (3.35) в выражения (3.29), (3.30) и (3.31) и логарифмируя, превращаем эти неравенства в

$$\ln B + m \frac{\delta^2}{2} < \ln \left\{ ch \left[\frac{\delta}{\sigma_{ц.выб}} \sum_{j=1}^m (\Delta U_{ц.выб.j} - \Delta U_{ц.эм}) \right] \right\} < \ln A + m \frac{\delta^2}{2}; \quad (3.37)$$

$$\ln \left\{ ch \left[\frac{\delta}{\sigma_{ц.выб}} \sum_{j=1}^m (\Delta U_{ц.выб.j} - \Delta U_{ц.эм}) \right] \right\} \leq \ln B + m \frac{\delta^2}{2}; \quad (3.38)$$

$$\ln \left\{ ch \left[\frac{\delta}{\sigma_{ц.выб}} \sum_{j=1}^m (\Delta U_{ц.выб.j} - \Delta U_{ц.эм}) \right] \right\} \geq \ln A + m \frac{\delta^2}{2}. \quad (3.39)$$

При помощи неравенств (3.37), (3.38) и (3.39) проверка осуществляется следующим образом. На каждом ее этапе вычисляется

$$Z_m = \ln \left\{ ch \left[\frac{\delta}{\sigma_{ц.выб}} \sum_{j=1}^m (\Delta U_{ц.выб.j} - \Delta U_{ц.эм}) \right] \right\} \quad (3.40)$$

Область, определяемая неравенством (3.37), соответствует безразличному состоянию и требует продолжения проверки. Гипотеза H_0 выполняется, если

$$Z_m \leq \ln B + m \frac{\delta^2}{2}. \quad (3.41)$$

Однако проверка на этом не оканчивается, так как возможны случаи, когда при дальнейшем отсеивании малозначимых факторов неравенство (3.41) будет оставаться справедливой, что также свидетельствует о выполнении гипотезы $H_0 : \Delta U_{ц.выб} = \theta_0$. Когда в первый раз H_0 окажется в области, определяемой неравенством (3.39), гипотеза H_0 отвергается и, приняв гипотезу H_1 , проверку прекращаем. При этом фиксируется число отсеявшихся выборок, соответствующих последней проверке справедливости выполнения гипотезы H_0 .

Расчет Z_m на каждом этапе проверки довольно трудоемок, однако если $Z_m > 3$, то

$$Z_m \cong \left| \frac{\delta}{\sigma_{ц.выб}} \sum_{j=1}^m (\Delta U_{ц.выб.j} - \Delta U_{ц.эм}) \right| - \ln 2. \quad (3.42)$$

Можно воспользоваться также другим методом расчета, основанным на использовании таблиц, табулированных для функции

$$|U| = \varphi(V), \quad (3.43)$$

где $V = \ln \{ch|U|\}$.

Для удобства расчетов вычисляют, так называемое, приемочное число

$$a_m = \frac{\sigma_{ц.выб}}{\delta} \varphi \left(\ln B + m \frac{\delta^2}{2} \right) \quad (3.44)$$

и браковочное число

$$\tau_m = \frac{\sigma_{ц.выб}}{\delta} \varphi \left(\ln A + m \frac{\delta^2}{2} \right). \quad (3.45)$$

Эти приемочные и браковочные числа могут быть вычислены и табулированы до начала проверки.

В качестве примера по выбору пунктов контроля КЭ по показателю «установившееся отклонение напряжения» по данной методике, рассмотрим электрическую сеть, схема которой приведена на рис. 3.3.

Максимальная ошибка репрезентативности Δ_{\max} по данным примера определяется следующей величиной:

$$\Delta_{\max} \leq \left[6 + 0,08 - \frac{5 - 0,84}{0,95} \right] = 1,7.$$

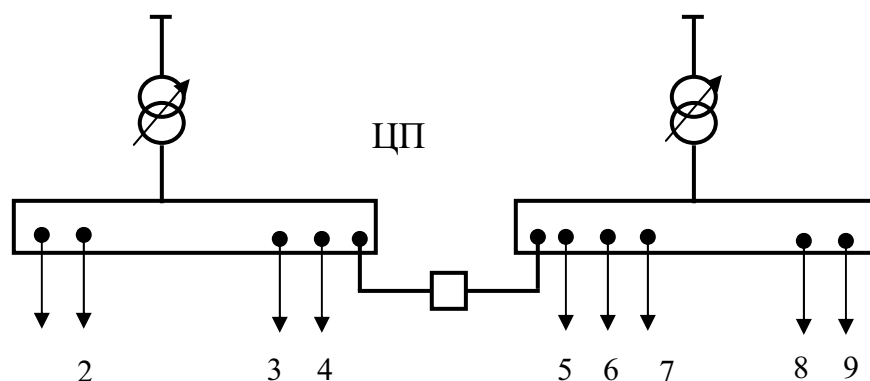


Рис. 3.3. Схема электрической сети, иллюстрирующая расчет по выбору пунктов контроля КЭ

Таблица 3.2

Параметры и характеристики нагрузки сети

№ потреби-теля	P_{\max} , кВт	$\cos \varphi$	Марка провода	Длина, км	$m(P)$, кВт	$m(Q)$, кВАр	$D(P)$, (кВт) ²	$D(Q)$, (кВАр) ²
1	2966	0,9	АС-120	6,6	2175	1062	36250	8570
2	260	0,9	КШВГ-3×35	0,13	204	93,7	792	261
3	736	0,85	АС-120	2,7	568	302,75	1163	1111
4	1790	0,95	АС-95	2,3	1048	470,8	97200	57400
5	1270	0,9	АС-70	2,7	880	219	11681	2619
6	600	0,86	АС-70	4,6	431	225	1000	1127
7	1000	0,8	АС-120	4,6	525	396	87145	51845
8	3000	0,9	АС-120	3	2545	1224	50000	22730
9	1540	0,9	АС-120	6,6	834	417	129400	82550

Таблица 3.3

Вероятностные числовые характеристики отклонений
напряжения узлов сети

№ потребителя	$m(\delta U)$, %	$D(\delta U)$, % ²	$\sigma(\delta U)$, %
ЦП	6	2,25	1,5
1	-4	1,44	1,2
2	5,2	0,16	0,4
3	4,1	0,49	0,7
4	2	2,9	1,7
5	3,1	2,5	1,6
6	3,4	2,2	1,48
7	3	1,8	1,34
8	-1	3,2	1,8
9	-2	2,7	1,64

Значения моментов корреляции, вычисленных по формулам (3.15), и значения рангового критерия (3.24) приведены, соответственно, в табл. 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4

Значения моментов корреляции между параметрами режима
узлов электрической сети

№ присоединения	$K(U_i, P_j) \cdot 10^{-3}$, (кВ·мВт) ²	$K(U_i, Q_j) \cdot 10^{-3}$, (кВ·мВАр) ²	$K(U_i, U_j) \cdot 10^{-3}$, кВ ²
1	12	7,54	1,34
2	0,051	-0,013	0,57
3	0,45	0,399	0,22
4	-10,3	6,89	5,17
5	-6,19	1,57	2,42
6	-0,59	0,755	0,75
7	-5,14	5,55	2,17
8	-14,9	3,77	1,41
9	-3,1	5,61	7,56

Таблица 3.5

Значения упрощенного рангового критерия (3.23)

№ присоединения	9	4	7	1	8	5	6	3	2
Значения $K_p \cdot 10^{-6}$ (мВАр·кВ) ²	42,4	35,6	12,05	10,1	5,31	3,79	0,57	0,09	0,007

Таблица 3.6

«Сжатие информации» по критерию А. Вальда на основании проверки неравенства (3.37) при $\alpha = \beta = 0,05$

Порядковый № проверки	№ узла подлежащего отсеиванию	Значение δ_m , %	Значение $\delta U_{ц.выб}$, %	Значение $\sigma_{ц.выб}$, %	Значение левой части нерав.	Значение средней части нерав.	Значение правой части нерав.
1	2	1,037	13,3	1,64	-2,419	0,0023	3,463
2	3	1,018	5,06	1,67	-1,809	0,0148	4,073
3	6	1,063	3,2	1,6	-0,847	0,01	5,035
4	5	1,181	0,27	1,44	-0,5	0,04	5,382
5	8	1,1	-0,48	1,54	0,07	0,035	5,952
6	1	1,097	-0,26	1,55	0,718	0,581	6,6
7	7	1,1	-0,33	1,54	1,558	2,796	7,44
8	4	1,333	-0,18	1,5	2,412	8,74	8,294

В табл. 3.6 приведены результаты расчета последовательного отсеивания малозначимой для целей контроля и управления КЭ информации с применением критериев А. Вальда. Анализ данных этой таблицы показал, что впервые значение левой части неравенства превысило значение его средней части при отсеивании узла № 8. Это указывает на выполнение гипотезы H_0 . Однако согласно А. Вальду [51], проверка на этом не заканчивается, поскольку возможны случаи, при которых также возможно выполнение гипотезы H_0 . При продолжении отсеивания информации (после отсеивания узла № 8) следует, что превышение средней части неравенства его правой части происходит при отсеивании узла № 4. Это указывает на выполнение гипотезы H_1 и отвержении гипотезы H_0 и, следовательно, на прекращение проверки. Таким образом, можно утверждать, что наиболее значимой является информация об изменениях параметров режима только присоединений № 7, 4 и 9. Остальная информация не оказывает существенного влияния на качество контроля и управления режимом напряжения и ею можно пренебречь.

3.4. Пути повышения энергоэффективности систем электроснабжения по качеству электроэнергии

Рассмотренные методы контроля КЭ позволяют повысить не только эффективность проведения энергетических обследований путем повышения точности, оперативности получения информации, снижения трудоемкости обработки исходных данных, но и использовать полученные методики и алгоритмы для повышения эффективности управления режимами электрических сетей и обеспечения требуемых значений ПКЭ. В частности, применение регрессионных методов контроля КЭ,

основанных на оценке значимости взаимосвязей между параметрами режима различных узлов сети, позволяют создавать способы и модели управления режимами и ПКЭ в электрических сетях.

3.4.1. Устройство для автоматического регулирования напряжения узла электрической сети с использованием регрессионного принципа управления

Как было отмечено, для повышения эффективности контроля и управления режимами электрических сетей необходима информация о наиболее значимых взаимосвязях между параметрами режима различных узлов сети. При осуществлении централизованного регулирования напряжения «кибернетического типа», т. е. с использованием управляющей ЭВМ [60], в качестве количественных оценок взаимосвязей могут быть (также как и при контроле ПКЭ) использованы моменты корреляции вида (3.15), определение которых основано на расчете матриц чувствительности и статистическом анализе режимов напряжения и нагрузки в узлах сети. Знание матриц чувствительности, рассчитанных для ряда характерных режимов (соответствующих режимам относительной стационарности нагрузки), позволяет при наличии непрерывного статистического контроля отклонений напряжения на шинах ЦП получать оперативную информацию об отклонениях напряжения в узлах распределительной сети на основании расчета их числовых характеристик, осуществляемого с помощью управляющей ЭВМ, установленной в ЦП. Матрицы чувствительности рассчитываются заранее для наиболее характерных режимов электропотребления и хранятся в блоках памяти ЭВМ.

Изложенный принцип реализован в виде способа автоматического регулирования напряжения узла электрической сети, являющегося центром питания распределительной сети, по блок-схеме, изображенной на рис. 3.4 [59].

Способ автоматического регулирования напряжения заключается в следующем. На шинах ЦП производится непрерывный статистический контроль отклонений напряжения при помощи блока 4, на выходе которого формируются сигналы, пропорциональные значениям математического ожидания $m(\delta U_u)$ и $D(\delta U_u)$ отклонений напряжения на шинах ЦП. Данные сигналы автоматически переводятся блоком 6 в машинные коды и при помощи коммутатора 5 периодически вводятся в процессор управляющей ЭВМ. Для получения статистических данных об отклонениях напряжения на шинах ЦП могут применяться анализаторы напряжения (регистрирующие приборы с последующим автоматическим переводом их показаний в аналоговый или цифровой сигнал). В блоке процессора 7 определяются числовые характеристики отклонений на-

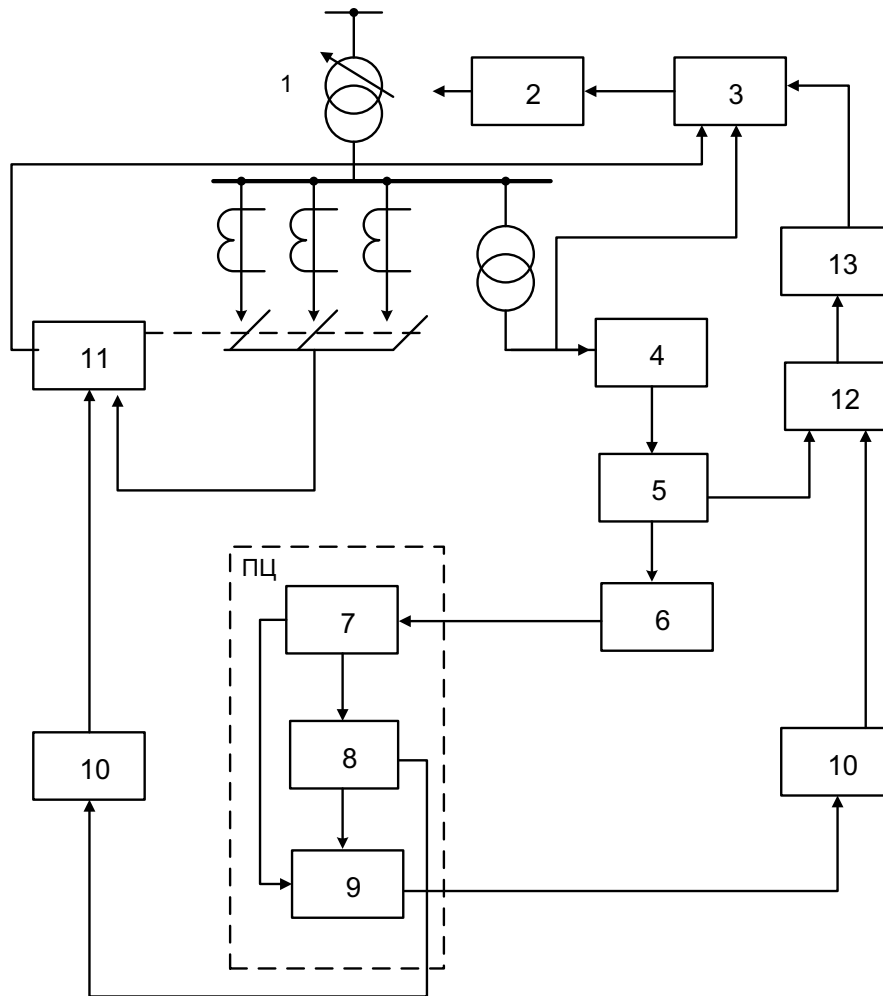


Рис. 3.4. Блок-схема устройства автоматического регулирования напряжения, реализующего регрессионный принцип управления:
 1 – регулируемый трансформатор ЦП; 2 – приводной механизм автоматического регулятора трансформатора; 3 – блок автоматического регулирования напряжения трансформатора; 4 – статистический анализатор отклонений напряжения; 5 – коммутатор; 6 – преобразователь аналог-код; 7 – блок определения вероятностных числовых характеристик отклонений напряжения узлов распределительной сети; 8 – блок оценки значимости взаимосвязей режимных параметров различных узлов электрической сети; 9 – блок определения средневзвешенных отклонений напряжения узлов распределительной сети; 10 – преобразователь код-аналог; 11 – логический блок; 12 – блок сравнения; 13 – блок задержки; ПЦ – процессор управляющей ЭВМ

пряжения для всех узлов электрической распределительной сети, а именно: $m(\delta U_j)$, $D(\delta U_j)$. Блок 8 оценивает значимость взаимосвязей режимных параметров узлов распределительной сети по отношению к питающему (ЦП). Через преобразователь 10 передается информация в логический блок 11, который осуществляет подключение устройств токовой компенсации отходящих присоединений по признаку наибольшей

значимости взаимосвязей тока присоединения и напряжения на шинах ЦП с коэффициентами статизма по току, пропорциональными данной значимости. В блоке 9 определяются средневзвешенные математические ожидания отклонений напряжения узлов распределительной сети $\delta(U_{ц.ср.вз})$ по выражению (3.25), кроме питающего. Блок 12 осуществляет сравнение сигналов, пропорциональных $\delta(U_{ц.ср.вз})$ и $m(\delta U_{ц})$, и по величине, и знаку их рассогласования вырабатывает сигнал для изменения уставки регулирования, поступающий в блок автоматического регулирования 3. Блок 13 осуществляет временную задержку для исключения влияния кратковременных и случайных колебаний напряжения на работу автоматического устройства регулятора напряжения.

Таким образом, обеспечивается минимальное средневзвешенное отклонение напряжения для всей сети в целом и автоматическая коррекция по току для узла (узлов), оказывающего наибольшее влияние на формирование режима напряжения ЦП. Данный способ автоматического регулирования напряжения обладает еще и тем преимуществом, что для его реализации не требуются телеканалы и другие средства связи для передачи информации об отклонениях напряжения узлов распределительной сети в ЦП.

3.4.2. Устройство для автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности

Для осуществления комплексного или комбинированного автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности узла электрической сети используются различные типы КУ, а также блоки автоматического управления их режимами и переключением ответвлений обмоток трансформаторов связи. При комплексном автоматическом регулировании трансформатора в сочетании с использованием различных типов КУ, установленных в одном и том же узле сети, достигается более плавное регулирование напряжения и больший диапазон регулирования напряжения и реактивной мощности. Однако это может существенно увеличить затраты на обеспечение такого комплексного регулирования. Повышение эффективности комплексного автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности (увеличение диапазона их регулирования) при снижении затрат возможно осуществить путем замещения части мощности дорогостоящих управляемых источников реактивной мощности (УИРМ) на мощность нерегулируемых КУ – батарей конденсаторов или реакторов. На рис. 3.5 приведена схема устройства, реализующего предложенный принцип [62].

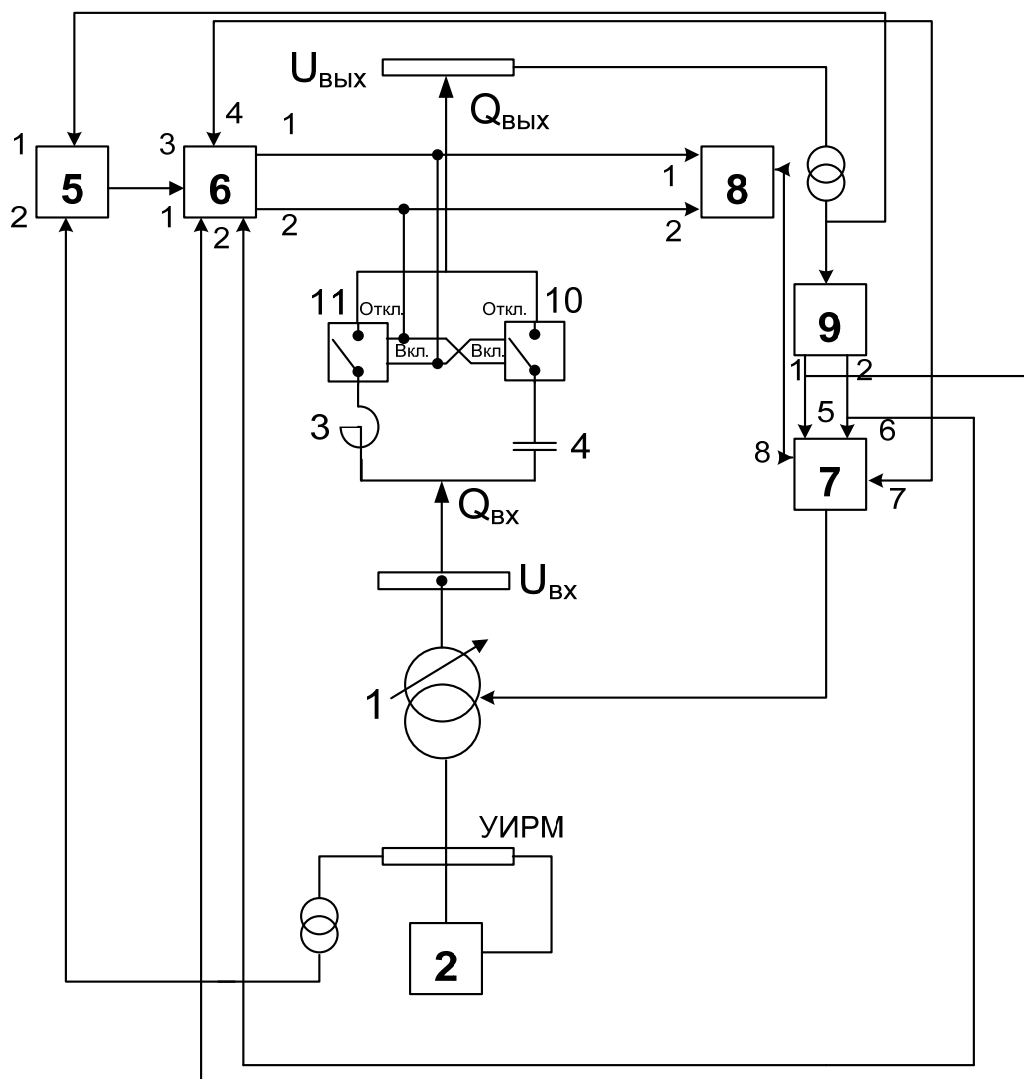


Рис. 3.5. Схема устройства для автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности: 1 – трансформатор связи; 2 – реверсивный управляемый источник реактивной мощности (УИРМ); 3 – шунтирующий реактор; 4 – батарея статических конденсаторов; 5 – блок сравнения; 6 – первый логический элемент; 7 – второй логический элемент; 8 – третий логический элемент; 9 – блок автоматического регулирования напряжения трансформатора связи 1; 10 – выключатель для подключения батареи статических конденсаторов к сети; 11 – выключатель для подключения реактора к сети

Устройство работает следующим образом.

1. Исходным состоянием устройства, определяющим условие его подключения к сети, является режим холостого хода, при котором $Q_{\text{Вых}} \approx 0$, а $U_{\text{Вых}} \approx U_{\text{Вх}}$ обеспечивается согласующим трансформатором и УИРМ.

2. Связь согласующего трансформатора с сетью осуществляется только одним реактивным элементом: шунтирующим реактором 3 или батареей

конденсаторов 4. Одновременное их включение исключается системой управления коммутацией выключателей. Закон регулирования УИРМ 2 ориентирован на поддержание постоянного напряжения на его шинах.

Рассмотрим работу устройства для случая, когда реактивным элементом является конденсаторная батарея 4, а напряжение сети настолько превышает напряжение уставки $U_{Вых} > U_{Усм}$, что необходимо свести генерацию реактивной мощности в сеть до нуля и перейти к ее потреблению. Напряжение сети и обмотки высшего напряжения трансформатора 1 поступают на блок сравнения 5.

В соответствии с исходным состоянием $U_{Вых} \neq U_{Усм}$ с выхода блока сравнения на третий вход первого логического элемента 6 поступает сигнал об отсутствии холостого хода устройства. В результате на первом и втором выходах первого логического элемента 6 имеются нулевые сигналы, исключающие переключение выключателей, а на выходе третьего логического элемента 8 отсутствует сигнал запрета второго логического элемента 7. Блок автоматического регулирования 9, реагируя на $U_{Вых} > U_{Усм}$ вырабатывает сигнал «Прибавить» (увеличить коэффициент трансформации), который поступает на шестой вход второго логического элемента 7, на седьмой вход которого подается сигнал с блок-контакта одного из выключателей 10 или 11. В данном случае, сигнал указывает, что в работе находится батарея конденсаторов 4, а шунтирующий реактор 3 отключен. С выхода второго логического элемента 7 поступает сигнал на увеличение коэффициента трансформации трансформатора. Автоматически управляемый источник реактивной мощности 2, в соответствии с заданным законом регулирования, уменьшает выдачу реактивной мощности. Таким образом, режим устройства приближается к холостому ходу.

При $U_{Вых} \approx U_{Вх}$ с выхода блока сравнения 5 на первый логический элемент 6 поступает сигнал о достижении холостого хода. Поскольку $U_{Вых} > U_{Усм}$, на шестой вход второго логического элемента 7 и на третий вход первого логического элемента 6 поступает сигнал «Прибавить». Первый логический элемент 6 на основании сигналов, поступающих по первому («Нулевой сигнал»), второму (сигнал «Прибавить») и четвертому входам («Реактивный элемент – конденсатор»), и при $U_{Вых} \approx U_{Вх}$ с первого своего выхода подает сигнал на первый вход третьего логического элемента 8 и цепи управления выключателями 10 и 11. В результате выключатель 10 шунтирующего реактора 3 включится, а выключатель 11 батареи конденсаторов 4 отключится.

Третий логический элемент 8 работает по схеме «ИЛИ», поэтому, получив сигнал на первый вход, подает со своего выхода сигнал «За-

прет» работе второго логического элемента 7. Таким образом, исключается переключение коэффициента трансформации согласующего трансформатора 1 на время коммутации выключателей 10 и 11.

Положим, что по-прежнему $U_{Вых} > U_{Уст}$. Тогда блок автоматического регулирования 9 подает со второго входа сигнал «Прибавить». На обоих выходах первого логического элемента 6 присутствуют нулевые сигналы. В результате на выходе третьего логического элемента 8 имеется нулевой сигнал и, следовательно, снята блокировка работы второго логического элемента 7. Второй логический элемент 7, имея на пятом входе нулевой сигнал, на шестом входе сигнал «Прибавить», на седьмом входе сигнал о том, что включен шунтирующий реактор, а на восьмом входе отсутствие сигнала блокировки, подает со своего выхода сигнал на уменьшение коэффициента трансформации согласующего трансформатора 1. При достижении $U_{Вых} \approx U_{Вх}$ на первом и втором выходах блока автоматического регулирования 9 имеются нулевые управляющие сигналы.

Трансформатор 1 представляет силовой трансформатор с глубоким регулированием коэффициента трансформации. Автоматически управляемый реверсивный источник реактивной мощности 2 работает в соответствии с законом регулирования, ориентированным на поддержание постоянного напряжения на его шинах. Блок сравнения 5 выполнен на основе компаратора и преобразователей напряжения. Логические элементы 6, 7 и 8 выполнены на операционных усилителях. Блок 9 является блоком автоматического управления «регулятора под нагрузкой» (БАУРПН) трансформатора связи 1.

Таким образом, устройство позволяет значительно увеличить диапазон регулирования напряжения. При этом достигается регулирование мощности статических реактивных элементов 3 и 4 от холостого хода до режимов, близких к короткому замыканию, и, тем самым, обеспечивается усиление мощности (в некотором смысле «замещение» мощности) дорогостоящих автоматических управляемых быстродействующих источников реактивной мощности. Это приводит к снижению удельных затрат на единицу компенсируемой мощности.

3.4.3. Повышение эффективности режимов систем питания электроимпульсных технологических установок

В последние десятилетия наблюдается стойкая тенденция к увеличению доли электрической энергии непосредственно используемой в технологических процессах без предварительного преобразования ее в механическую с помощью электродвигателей и других электромагнитных устройств. Важное место среди новых технологий занимают электроимпульсные, электроразрядные и электровзрывные технологии. В них электрическая

энергия, предварительно запасенная в емкости или индуктивности, преобразуется в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую, химическую и т. д.) в канале электрического разряда или продуктах электрического взрыва проводников. Для их формирования используются источники импульсов высокого напряжения. Одним из таких источников является генератор импульсного напряжения (ГИН) по схеме Аркадьева–Маркса. Эти источники являются мощными нелинейными элементами с ударной нагрузкой, значительно искажающие напряжение питающей сети, создающие радиопомехи, влияющие на системы автоматики и релейной защиты и т. д. Кроме того, генерируемые ГИН высшие гармоники поступают в зарядные цепи самого емкостного накопителя и вызывают дополнительные потери в конденсаторах, ускоряющие их выход из строя.

Электроимпульсные установки можно условно классифицировать на непрерывно действующие с высокой частотой посылок импульсов, используемых для дробления и измельчения твердых тел, обработки эмульсий, суспензий и получения гелей, обработки металлов и др. и одноразового действия с частотой посылок импульсов до 1 имп/мин, применяемых для питания лазерных установок и ускорителей, при импульсных испытаниях высоковольтного оборудования.

Для эксплуатации непрерывно действующих установок с энергией единичного импульса 1 кДж и более, важной задачей является исследование степени влияния работы электроимпульсных установок на КЭ питающей сети и оценка режимов работы элементов самой технологической установки [63, 64]. В данном разделе рассматриваются несинусоидальные режимы при работе ГИН на постоянную малоомную нагрузку (искра) с частотой посылок импульсов до 10 имп/с и мероприятия по защите оборудования и питающей сети путем применения специальных схем. Принципиальная схема электроимпульсной установки представлена на рис. 3.6.

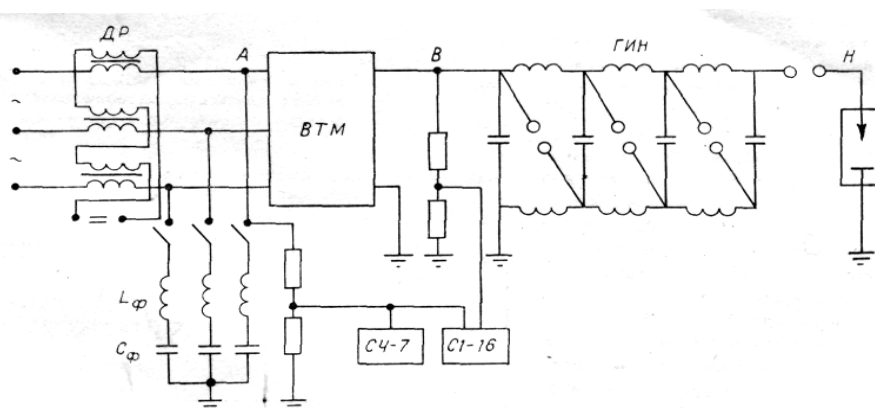


Рис. 3.6. Принципиальная схема электроимпульсной установки

Основными элементами схемы являются регулировочный элемент, выполненный на базе дросселя с насыщением (ДР); высоковольтный трансформатор-выпрямитель, например типа ВТМ; ГИН, в котором с целью получения повышенных частот срабатывания между ступенями используются разделительные индуктивности вместо резисторов [65]; объект нагружения (Н), представляющий собой систему электродов, между которыми генерируется электрический разряд. Измерение формы напряжения на низкой стороне ВТМ (точка «А») осуществлялось электронным осциллографом, контроль действующих значений высших гармоник напряжения осуществлялся анализатором гармоник, число поданных импульсов оценивалось счетчиком типа ВСП. Измерение на высокой стороне ВТМ осуществлялось с помощью омического делителя напряжений, собранного на резисторах, и электронного осциллографа.

Измерения осуществлялись с интервалами через 1...2 мин при одном цикле работы в течение 60...100 мин. На каждую точку приходилось 30...50 измерений. Учитывая, что параметры разряда ГИН, работающего «на самоходе», имеют статистический разброс, был произведен статистический анализ высших гармоник. Для гармоник, уровень которых в кривой напряжения наибольший, были получены статистические распределения в виде гистограмм и определены их числовые характеристики. В табл. 3.7 представлены данные о значении математических ожиданий и дисперсий высших гармоник при работе ГИН на воздушный промежуток, а также вероятные границы изменения этих параметров. Гистограмма для третьей гармоники напряжения представлена на рис. 3.7.

Таблица 3.7

Значения математических ожиданий и дисперсий высших гармоник напряжения при работе ГИН на воздушный промежуток

№ гармоник	Оценка математического ожидания, %	Оценка дисперсии, % ²	Доверительный интервал для математического ожидания, %	Доверительный интервал для дисперсии, % ²
3	54,3	59,3	40,4...68,2	37,5...71,2
5	32,6	33,4	16,7...48,5	18,4...56,3
7	14,8	19,0	9,31...20,29	13,5...24,2
9	14,0	14,5	6,2...21,8	10,3...16,7
11	14,6	8,64	8,7...20,5	6,39...10,25
13	13,1	11,65	6,83...19,37	7,84...14,2
15	10,4	8,5	6,3...14,5	6,7...11,3
17	8,2	10,84	4,2...12,2	8,24...12,7
19	11,5	12,31	8,5...14,5	9,6...14,1

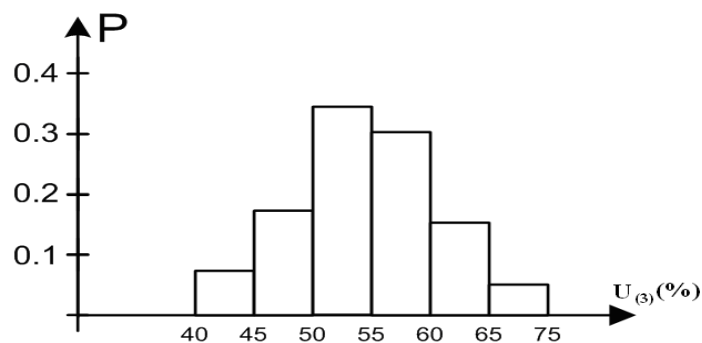


Рис. 3.7. Гистограмма для 3-й гармоники напряжения

Анализ гистограммы с помощью критерия Пирсона [44] позволяет принять гипотезу о «Нормальном законе распределения». Доверительные интервалы для математических ожиданий и дисперсий высших гармоник построены с помощью критериев Стьюдента и χ^2 . Типичные осциллограммы напряжения при различных режимах работы дросселя насыщения и генератора импульсов в точке «А» (рис. 3.6) представлены на рис. 3.7. На рис. 3.8 дана осциллограмма напряжения на высокой стороне трансформатора в точке «В» (рис. 3.6). Как видно из осциллограмм, наибольшее искажение формы напряжения и, соответственно, уровень высших гармоник наблюдаются при работе ГИН на нагрузку. Но даже при холостом ходе наблюдаются искажения, так как при работе выпрямителя на холостом ходу высшие гармоники выпрямленного тока (за счет токов утечки и токов холостого хода) трансформируются с высоким коэффициентом трансформации в цепь дросселя и создают на нем падение напряжения высших гармоник, которые, накладываясь на питающее напряжение, искажают его.

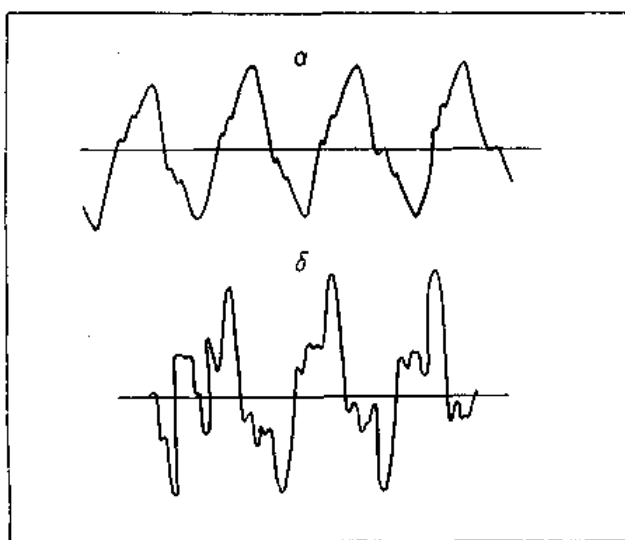


Рис. 3.8. Осциллограмма напряжения при различных режимах работы установки (точка «А»): а – режим холостого хода; б – пробой воздушного промежутка

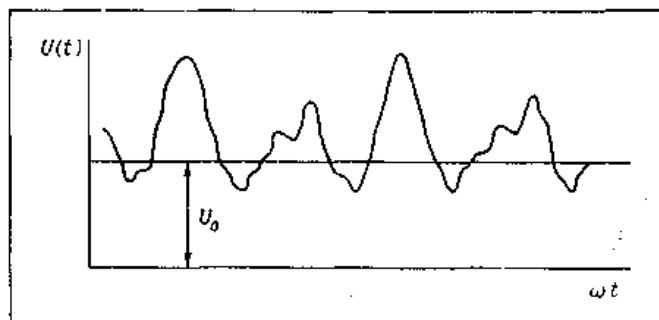


Рис. 3.9. Осциллограмма напряжения на высокой стороне трансформатора (точка «В»)

Используя осциллограммы напряжения на высокой стороне трансформатора в точке «В», был проведен спектральный анализ высших гармоник, позволивший оценить дополнительные потери в конденсаторах. Оценка этих потерь относительно потерь при отсутствии пульсаций (P_H) может быть рассчитана по выражению [66]:

$$P_{\text{нес}} = P_H \sum_{n=1}^k n P_n^2, \quad (3.46)$$

где n – номер гармоники; $P_n = U_n / U_B$ – относительное значение напряжения n -гармоники к действующему значению выпрямленного напряжения.

Величина $P_{\text{нес}}$ при работе генератора импульсов составляет порядка (1.2...1.5) P_H , что приводит к существенному дополнительному разогреву конденсаторов.

Для уменьшения влияния высших гармоник было предложено использовать силовые фильтры типа L - C , настроенные на частоту 3-й гармоники. Частотная характеристика схемы с фильтром приведена на рис. 3.15. Амплитудные значения высших гармоник до и после установки фильтра указаны в табл. 3.8. Использование фильтра L - C снижает уровень несинусоидальности напряжения до допустимых величин.

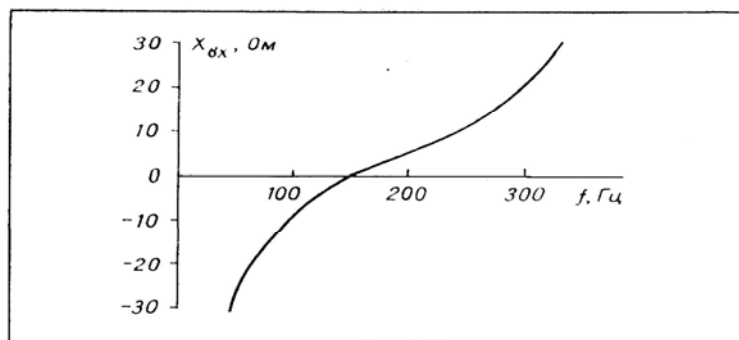


Рис. 3.10. Частотная характеристика фильтра

Идеальной фильтрации 3-й гармоники в нашем случае достигнуть не удалось из-за недостаточной добротности фильтра ($Q \approx 4$, желательно $Q \gg 1$), которая может быть улучшена за счет увеличения сечения проводов катушки индуктивности и сечения магнитопровода. Длительная работа фильтра не вызывала его перегрева.

Таким образом, при работе электроимпульсных установок в длительных режимах с целью уменьшения несинусоидальности и уменьшения потерь в конденсаторных батареях целесообразно использовать специальные элементы.

Для питания ГИН используют источники, позволяющие в широких пределах регулировать выходное напряжение на нагрузке. В качестве регуляторов используются устройства, работающие на различных принципах: реостатный, путем изменения индуктивной связи между обмотками, использования магнитных усилителей и др. [65]. Однако применение их в установках электроимпульсной технологии не всегда возможно и оправдано из-за разнообразных причин. Так, реостатный способ связан с большими потерями энергии. Применение тиристорных регуляторов совместно с трансформаторами, имеющими большие коэффициенты трансформации ($K_T > 100$), приводит к возникновению перенапряжений и бросков тока в цепи вторичной обмотки в момент коммутации тиристоров.

В источниках питания ГИН для регулирования напряжения может быть использован дроссель насыщения с подмагничиванием [67], который изображен на принципиальной схеме устройства на рис. 3.11. Дроссель насыщения (ДР) выполняет функции ограничения тока и регулятора частоты посылки импульсов. При отсутствии тока подмагничивания в управляющих обмотках дросселя его индуктивность и, соответственно, падение на нем напряжения – максимальны, поэтому напряжение, приложенное к выпрямительному блоку с трансформатором (ВТМ), недостаточно для срабатывания ГИН. При наличии тока подмагничивания индуктивность дросселя и падение напряжения на нем уменьшаются и ГИН начинает работать с частотой посылки импульсов, пропорциональной этому напряжению, причем она может меняться от 1 до 10 Гц. Конструкция дросселя весьма сложна, дорога и недостаточно удобна в эксплуатации. Так, для компенсации ЭДС, наводимой в обмотке подмагничивания переменным магнитным потоком, приходится усложнять конструкцию и выполнять сердечник дросселя в виде двух изолированных магнитопроводов со встречным включением силовых обмоток в каждой фазе. Кроме того, дроссель значительно искажает форму кривой питающего напряжения, что ухудшает условия работы ГИН, вызванные появлением высших гармоник. Следует также иметь в виду, что регулируемый диапазон при заданных номинальных параметрах режима уста-

новки ограничен максимальной частотой срабатывания до 10 Гц, так как при этом дроссель достигает режима насыщения.

Для повышения эффективности регулирования и надежности источника питания, а также расширения частотного диапазона посылки импульсов вместо управляемого дросселя насыщения с обмотками подмагничивания предлагается ввести в схему неуправляемый дроссель без обмоток подмагничивания с устройством поперечной емкостной компенсации [64]. Схема предлагаемого устройства включена в принципиальную схему питания ГИН и изображена на рис. 3.11.

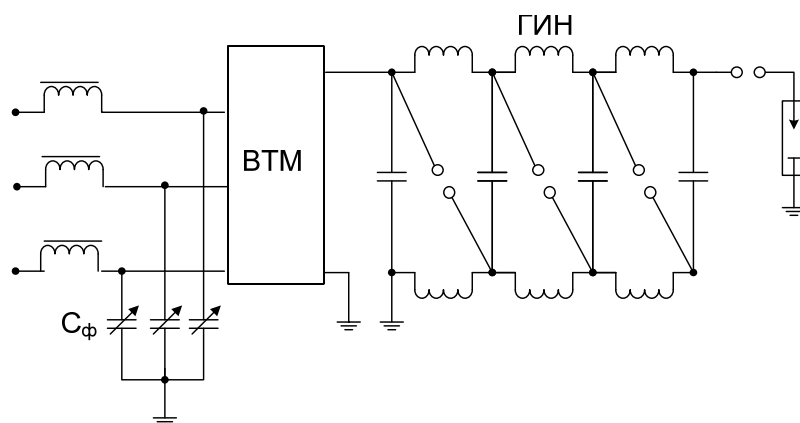


Рис. 3.11. Схема для регулирования напряжения с помощью неуправляемого дросселя с устройством поперечной емкостной компенсации

Эквивалентная схема замещения устройства регулирования напряжения электроимпульсной установки, представленная в виде четырех-полюсника, приведена на рис. 3.12.

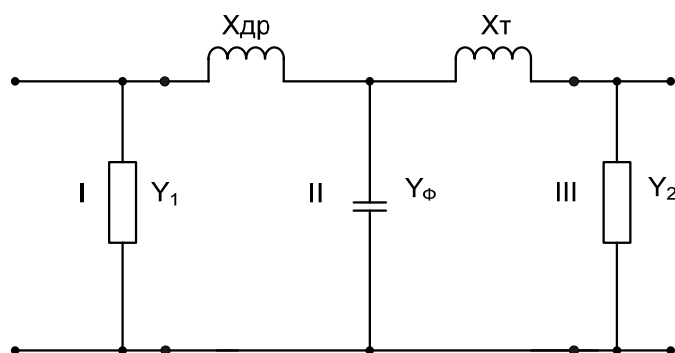


Рис. 3.12. Эквивалентная схема замещения устройства регулирования напряжения ГИН: $X_{др}$ – индуктивное сопротивление неуправляемого дросселя; $X_{т}$ – эквивалентное продольное сопротивление реактивных элементов ВТМ и разрядной цепи ГИН; Y_1 и Y_2 – эквивалентные реактивные проводимости схемы; Y_{ϕ} – проводимость устройства поперечной компенсации

Относительное изменение продольного индуктивного сопротивления эквивалентного четырехполюсника соответственно до и после компенсации характеризуется степенью продольной компенсации, определяемой по выражению:

$$K_c = \frac{\dot{B} - \dot{B}_k}{\dot{B}}, \quad (3.47)$$

где \dot{B} и \dot{B}_k – обобщенные постоянные четырехполюсника до и после компенсации, соответственно.

В случае отсутствия емкости поперечной компенсации

$$\dot{B} = j(x_{дР} + x_T). \quad (3.48)$$

При введении поперечной компенсации коэффициент \dot{B}_k определяется сложением четырехполюсников, обозначенных цифрами I, II, III на рис. 3.17, следующим образом [68]:

$$\dot{B}_k = \dot{A}_1 \dot{A}_2 \dot{B}_3 + \dot{A}_1 \dot{B}_2 \dot{D}_3 + \dot{B}_1 \dot{C}_2 \dot{B}_3 + \dot{B}_1 \dot{D}_2 \dot{D}_3 = jx_T - jx_{дР}x_T Y_\Phi + jx_{дР}, \quad (3.49)$$

где A, B, C, D – обобщенные постоянные соответствующих четырехполюсников.

Тогда значение степени продольной компенсации будет равно:

$$K_c = \frac{x_{дР}x_T Y_\Phi}{x_{дР} + x_T}. \quad (3.50)$$

После преобразования выражения (3.47), с учетом выражений (3.48), (3.49) и (3.50), получим формулу для определения проводимости емкостного компенсирующего устройства:

$$Y_\Phi = K_c = \frac{x_{дР} + x_T}{x_{дР}x_T}. \quad (3.51)$$

Тогда значение емкости поперечного компенсирующего устройства будет равно:

$$C_\Phi = \frac{K_c}{\omega} \cdot \frac{x_{дР} + x_T}{x_{дР}x_T}. \quad (3.52)$$

Таким образом, степень продольной компенсации при неизменной частоте линейно зависит от емкости поперечного компенсирующего устройства и, следовательно, изменяя значение емкости C_Φ , можно регулировать частоту посылки импульсов. Максимальная величина емкости C_Φ и, следовательно, частоты посылки импульсов находятся из условия ограничения тока заряда ГИН и определяют минимальную вели-

чину индуктивности дросселя. Экспериментальная зависимость степени продольной компенсации от частоты посылки импульсов и величины емкости C_ϕ приведена в табл. 3.8.

Согласно табл. 3.8, минимальное значение емкости C_ϕ , при которой ГИН начинает работать с частотой 1 Гц, равна 25 мкФ. При емкости 150 мкФ достигается максимальная частота срабатывания ГИН при учете ограничения по допустимому току заряда ГИН.

Таблица 3.8

Зависимость частоты посылки импульсов ГИН от K_C и C_ϕ

f , Гц	K_C , %	C_ϕ , МкФ
1	9,6	25
4	19,2	50
10	38,4	100
18	57,6	150

Регулирование емкости C_ϕ целесообразно осуществлять ступенями по 25 мкФ. Так как конденсаторы компенсирующего устройства находятся не в зарядной цепи ГИН, а включены на землю, то по ним протекает не рабочий ток, а емкостной ток на землю. Поэтому мощность компенсирующего устройства невелика, и температурный режим при длительной работе установки, как показал опыт эксплуатации, оставался удовлетворительным.

Для уменьшения искажений, вносимых в питающую сеть при работе ГИН, конденсаторы C_ϕ могут быть также использованы как элементы схемы фильтра высших гармоник. Для этого последовательно с ними включаются индуктивности, настроенные в резонанс на частоту гармоники, у которой наибольший уровень в кривой питающего напряжения.

Таким образом, использование регулируемых фильтрокомпенсирующих устройств позволяет увеличить КПД установки и уменьшить уровень высших гармоник, расширить частотный диапазон срабатывания ГИН, существенно упростить конструкцию токоограничивающего дросселя.

Контрольные вопросы

1. В чем заключаются задачи определения показателей качества электрической энергии при проведении энергетических обследований?
2. В чем заключаются методы «пассивного» эксперимента для установления статистической взаимосвязи между параметрами режима электрической сети?
3. На каких принципах строятся системы по выбору контрольных узлов электрической сети при контроле качества электрической энергии?
4. В чем проявляется влияние режимов работы электроимпульсных установок на качество электроэнергетики питающей сети?

4. ОЦЕНКА РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ

Периодическое обследование эффективности энергоиспользования с позиции надежности и устойчивости включает в себя определение целого ряда характеристик энергетического оборудования:

а) фактическое или прогнозируемое изменение уровня надежности, вызванного:

- износом оборудования и снижением или исчерпанием его ресурса;
- изменением величины и состава электрической нагрузки, а также изменением величин и направлений перетоков мощностей по межсистемным связям;
- реконструкцией (модернизацией) оборудования, развитием систем электроснабжения, релейной защиты и автоматики;
- изменением уровня эксплуатационного или аварийного резерва мощности в энергосистеме;
- различными непредвиденными обстоятельствами, связанными с изменением сроков проведения планово-предупредительных ремонтов (ППР), ликвидацией последствий аварийных ситуаций, сезонными изменениями режимов и пр.;

б) влияние показателей надежности и уровня износа на экономичность энергоиспользования;

в) выявление факторов, влияющих на надежность электроснабжения, при разработке программы повышения энергоэффективности.

Важным аспектом надежности систем энергетики является устойчивость. Основными методами оценки устойчивости в настоящее время являются расчетные методы. Аппаратурные методы контроля условий сохранения устойчивости и измерения величины коэффициентов запасов устойчивости не нашли широкого применения, хотя непрерывное определение предела передаваемой мощности и запаса устойчивости должно способствовать поддержанию оптимальных режимов энергосистем. Для нахождения текущего значения предела передаваемой мощности с помощью существующих расчетных методов требуется оперативная информация о нагрузках в промежуточных узлах, получение которой связано с определенными трудностями [69]. Однако при

создании инструментальных средств контроля устойчивости, помимо решения задач оперативного управления режимами энергосистем, данные устройства могут быть использованы при проведении комплексного энергетического обследования. Это позволит производить оперативную оценку условий сохранения устойчивости в сочетании с обеспечением требований к качеству и экономичности электроснабжения.

Энергосистема может нормально функционировать в длительных временных интервалах с определенной степенью надежности только при выполнении ряда режимных условий, из которых важнейшими являются условия статической устойчивости. Причем, о приближении системы к границе устойчивости можно судить посредством контроля ее «слабых» элементов и звеньев, поиск которых расчетным путем связан с выполнением трудоемких расчетов и большой погрешностью из-за неопределенности исходной информации [70, 71]. В настоящее время в энергосистемах страны практически отсутствуют специализированные технические средства не только прямого, но и косвенного измерения запаса устойчивости в темпе процесса. Разработка и применение средств контроля запаса устойчивости, помимо решения задач общего информационного характера, позволит производить поисковые исследования по выявлению «слабых» звеньев, в которых возможны нарушения устойчивости, и разрабатывать мероприятия по повышению надежности и устойчивости [72, 73, 109].

4.1. Совершенствование информационной модели электрической сети в задачах устойчивости

Повышение качества функционирования информационной системы контроля энергоэффективности в процессе проведения обследования надежности и устойчивости в значительной степени связано с наличием объективной информации о запасе статической устойчивости ЛЭП и узлов нагрузки. Получение данной информации расчетным путем связано с отставанием во времени от темпа процесса и со значительной погрешностью, вызванной случайным характером формирования параметров режима электрической сети. Технические средства контроля запаса статической устойчивости, предназначенные для использования как в задачах информационного обеспечения АСДУ, так и в задачах проведения обследования уровня надежности и устойчивости, предлагаемые в данной работе, строятся на двух принципах:

- измерение, преобразование мгновенных значений;
- интегральное измерение параметров режима.

Второй принцип позволяет по реализациям случайных флуктуаций параметров режима узлов электрической сети получать количественные статистические оценки критериев устойчивости [72]. В качестве критериев устойчивости используются: величина и знак синхронизирующей мощности, значение критического напряжения узла нагрузки сети, величина регулирующего эффекта реактивной нагрузки по напряжению. Рассматриваемые устройства могут осуществлять контроль статической устойчивости электропередачи по нормативному коэффициенту запаса с сигнализацией диспетчерскому персоналу о приближении к предельно-допустимому режиму, а также производить количественную оценку устойчивости узлов с комплексной нагрузкой для различных участков стационарности режимов электропотребления и без вмешательства в нормальный режим работы потребителей. Дальнейшее развитие предлагаемых информационных моделей и технических средств для их построения позволит осуществлять контроль запасов статической устойчивости и поиск «слабых» звеньев и связей для более сложных схем системы с использованием каналов телеинформации и ЭВМ диспетчерских центров.

4.1.1. Устройства для определения критического напряжения и коэффициента запаса статической устойчивости узла нагрузки электрической сети

Предлагаемое устройство для определения коэффициента запаса статической устойчивости узла комплексной нагрузки электрической сети базируется на использовании известного критерия устойчивости нагрузки вида [74]:

$$\frac{\partial(Q_G - Q_H)}{\partial U} < 0, \quad (4.1)$$

где Q_G и Q_H – соответственно, реактивные мощности питающей системы и узла нагрузки.

Условие (4.1) может быть представлено в виде:

$$\frac{\partial Q_G}{\partial U} - \frac{\partial Q_H}{\partial U} < 0 \quad (4.2)$$

или

$$\Delta\alpha = \alpha_G - \alpha_H < 0. \quad (4.3)$$

Тогда критерий предельного по устойчивости режима будет

$$\Delta\alpha = \alpha_G - \alpha_H = 0. \quad (4.4)$$

Q_H зависит не только от напряжения узла сети, но также от состава потребителей, причем регулирующий эффект нагрузки α_H также зависит от состава нагрузки и является величиной случайной. Регулирующий эффект α_Γ по сравнению с α_H является более стабильным и в окрестности точки с напряжением U может быть принят постоянным $\alpha_\Gamma = const$.

Коэффициент α_H может быть получен путем дифференцирования уравнения статической характеристики реактивной нагрузки по напряжению вида

$$Q_H = a_Q U^2 + b_Q U + c_Q, \quad (4.5)$$

откуда

$$\alpha_H = \frac{\partial Q_H}{\partial U} = 2a_Q U + b_Q, \quad (4.6)$$

где a_Q, b_Q, c_Q – коэффициенты аппроксимации, зависящие от состава нагрузки.

Коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению определяется выражением:

$$K_3 = \frac{U - U_{KP}}{U}, \quad (4.7)$$

где U – рабочее напряжение узла.

Приравняв $\Delta\alpha$ к нулю, можно получить критическое по условиям устойчивости напряжение:

$$\Delta\alpha = \alpha_\Gamma - \alpha_H = \alpha_\Gamma - 2a_Q U - b_Q = 0. \quad (4.8)$$

Откуда

$$U_{KP} = \frac{\alpha_\Gamma - b_Q}{2a_Q}. \quad (4.9)$$

Подставляя в выражение (4.7) выражение (4.9) и значение U , выделенное из выражения (4.6), получим:

$$K_3 = \frac{\alpha_H - \alpha_\Gamma}{\alpha_H - \alpha_Q}. \quad (4.10)$$

Учитывая, что согласно неравенству (3.8) $\alpha_H = \sigma_{Q/U} / \sigma_U$, выражение (4.10) можно преобразовать к виду:

$$K_{3_i} = \frac{\sigma_{Q/U_i} - \alpha_\Gamma \sigma_{U_i}}{\sigma_{Q/U_i} - b_\Gamma \sigma_{U_i}}. \quad (4.11)$$

Таким образом, для определения коэффициента запаса статической устойчивости узла нагрузки электрической сети необходимы измерения условного среднеквадратического отклонения реактивной мощности $\sigma_{Q/U}$ и безусловного среднеквадратического отклонения напряжения σ_U . Коэффициенты α_T и b_Q должны быть определены предварительно на основании статистических данных о режиме электропотребления узла сети. При их определении можно воспользоваться методикой, изложенной в разделах 3.2.1 и 3.2.2.

На рис. 4.1 изображена блок-схема устройства, реализующая рассмотренный алгоритм определения коэффициента запаса статической устойчивости узла сети с комплексной нагрузкой [75].

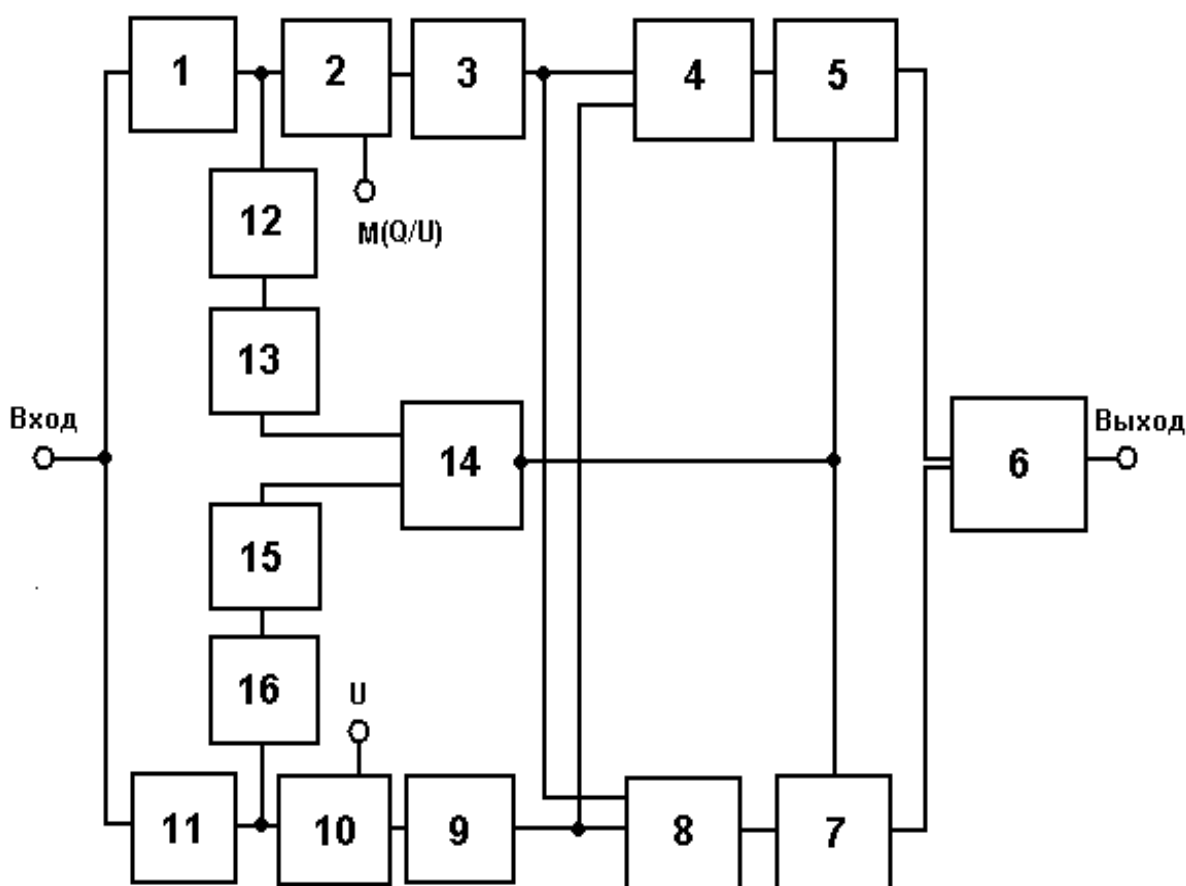


Рис. 4.1. Блок-схема устройства для определения коэффициента запаса статической устойчивости узла нагрузки электрической сети:

1 – преобразователь реактивной мощности в напряжение; 2 – центрирующий фильтр; 3 – выпрямитель; 4 – вычитатель; 5 – ключ; 6 – блок деления; 7 – ключ; 8 – вычитатель; 9 – выпрямитель; 10 – центрирующий фильтр; 11 – масштабный усилитель; 12 – блок дифференцирования; 13 – компаратор; 14 – логический элемент ИСКЛЮЧАЮЩИЙ ИЛИ; 15 – компаратор; 16 – блок дифференцирования

Устройство работает следующим образом. С узла электрической сети на вход устройства подается электрический сигнал, поступающий на преобразователь реактивной мощности 1 и масштабный усилитель 11 . С выхода преобразователя реактивной мощности 1 электрический сигнал поступает на вход центрирующего фильтра 2 , на другой вход которого подается опорный сигнал, пропорциональный величине условного математического ожидания $m(Q/U)$. Двуполярное выходное напряжение центрирующего фильтра 2 преобразуется в первом выпрямителе 3 . Выходной сигнал выпрямителя 3 пропорционален среднеквадратическому отклонению $\sigma_{Q/U}$. В масштабном усилителе 11 электрический сигнал масштабируется и во втором центрирующем фильтре 10 центрируется относительно опорного сигнала, пропорционального напряжению нормального режима сети, который подается на другой вход центрирующего фильтра 10 . Двуполярное напряжение с выхода центрирующего фильтра 10 преобразуется в однополярное во втором выпрямителе 9 . Выходной сигнал выпрямителя 9 пропорционален среднеквадратическому отклонению σ_U относительно напряжения U нормального режима сети. Опорные сигналы, пропорциональные $m(Q/U)$ и U , могут быть рассчитаны или измерены. Выходной сигнал с выпрямителя 3 одновременно поступает на первые входы обоих вычитателей 4 и 8 . На вторые входы этих же вычитателей 4 и 8 поступает сигнал с выпрямителя 9 , при этом первый вычитатель 4 по второму входу имеет коэффициент передачи, пропорциональный α_{Γ} , а второй вычитатель 8 по второму входу имеет коэффициент передачи, пропорциональный b_Q . Таким образом, на выходе вычитателя 4 формируется сигнал, равный $(\sigma_{Q/U} - \alpha_{\Gamma}\sigma_U)$, а на выходе вычитателя 8 формируется сигнал, равный $(\sigma_{Q/U} - b_Q\sigma_U)$. Указанные сигналы через ключи 5 и 7 , соответственно, поступают на блок деления 6 . Ключи 5 и 7 элементом ИСКЛЮЧАЮЩЕЕ ИЛИ 14 разрешают прохождение сигналов на входы блока деления 6 в том случае, когда приращению реактивной мощности соответствует приращение напряжения того же знака. Это достигается подключением к выходам преобразователя 1 и масштабного усилителя 11 блоков дифференцирования 12 и 16 , сигналы с которых поступают на компараторы 13 и 15 , соответственно. На выходе компараторов 13 и 15 формируются логические сигналы X_1 и X_2 , которые поступают на элемент ИСКЛЮЧАЮЩЕЕ ИЛИ 14 , реализующий функцию

$$Y = X_1 \cdot X_2 + \bar{X}_1 \cdot \bar{X}_2. \quad (4.12)$$

Таким образом, на выходе блока деления 6 формируется сигнал, равный коэффициенту запаса статической устойчивости узла нагрузки электрической сети.

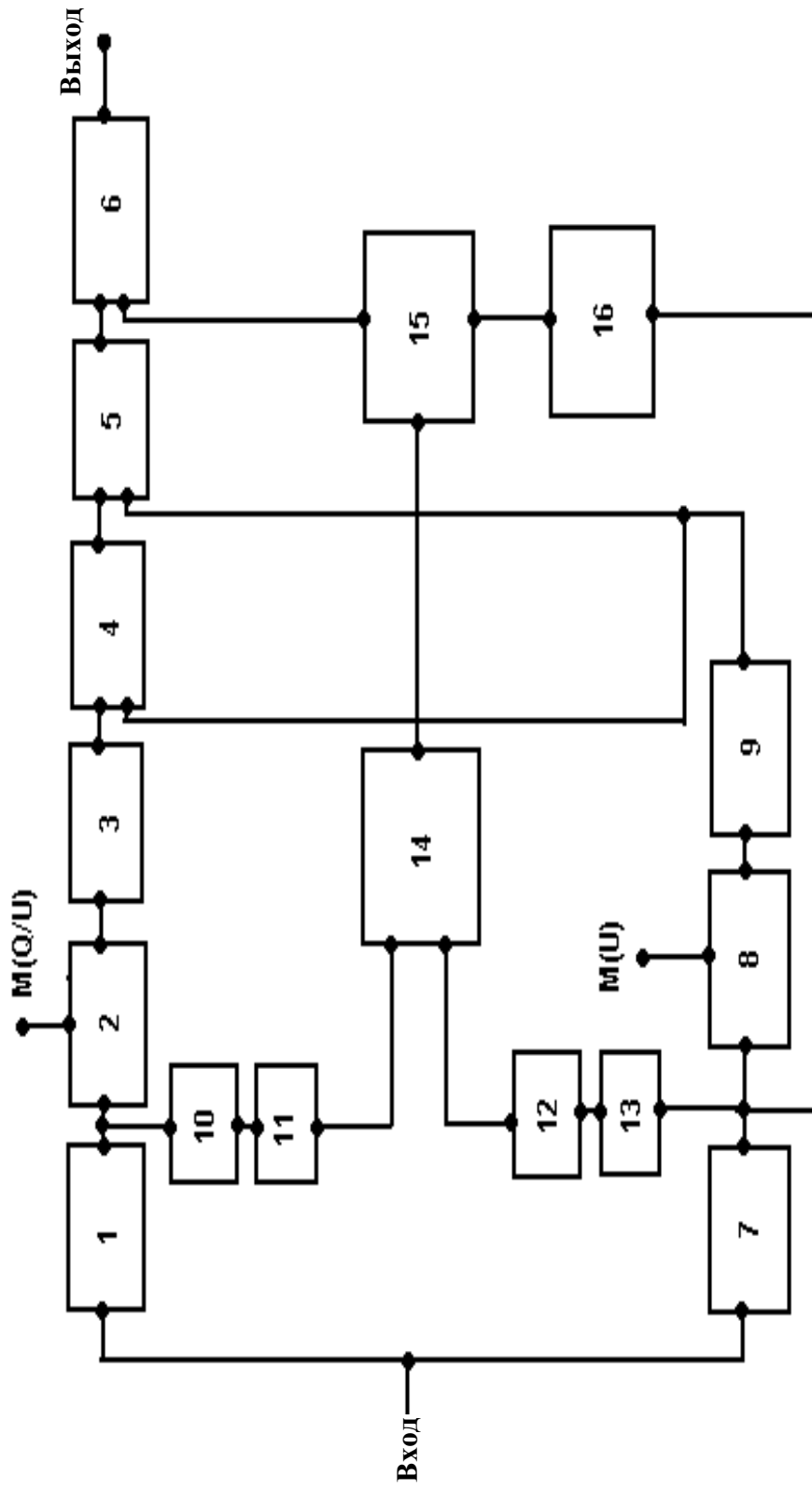


Рис. 4.2. Блок-схема устройства для определения критического напряжения узла электрической сети

Автоматизация измерения коэффициента запаса статической устойчивости узла нагрузки сети в темпе процесса позволяет повысить точность измерения и осуществлять обследования энергоэффективности с выработкой обоснованных мер по ее повышению.

Функциональные возможности рассмотренного устройства могут быть расширены за счет того, что помимо определения коэффициента запаса статической устойчивости узла нагрузки сети, возможно определение критического по условиям устойчивости напряжения узла нагрузки электрической сети (рис. 4.2). Это достигается тем, что при введении в схему устройства (рис. 4.1) дополнительного третьего выпрямителя 17 и блока перемножения 18, осуществляется преобразование сигналов согласно следующего алгоритма: приравняв правые части формул (4.7) и (4.11), получим выражение для определения $U_{кр}$:

$$U_{кр} = \frac{\sigma_U(\alpha_T - b_Q) \cdot U}{\sigma_{Q/U_i} - b_Q \sigma_{U_i}}. \quad (4.13)$$

Согласно выражению (4.13), по сравнению с формулой (4.11) для определения $U_{кр}$ требуется дополнительно определять текущее значение напряжение узла U , а также осуществлять похожие преобразования сигналов. При использовании рассмотренных принципов, возможно объединение схем (рис. 4.1 и 4.2) в одном устройстве. Блок-схема такого устройства изображена на рис. 4.3 [107].

4.1.2. Устройство для определения запаса статической устойчивости электропередачи

Известно несколько способов косвенной оценки статической устойчивости электропередачи аппаратными средствами [76, 77]. Данные способы строятся на регистрации параметров режима электропередачи с последующей обработкой на ЭВМ полученной статистической информации [76] или на проведении качественной оценки критерия устойчивости [77]. При несомненной пользе предложенных в данных работах принципов контроля статической устойчивости, они обладают существенной погрешностью. Так в [76], дополнительные погрешности при измерениях возникают при замене фиксируемых флуктуаций параметров режима электропередачи их числовой последовательностью при вводе в ЭВМ. В [77] в качестве критерия статической устойчивости электропередачи используется только знак синхронизирующей мощности вида $\partial P / \partial \delta$, поскольку критерием сохранения статической устойчивости является положительный знак синхронизирующей мощности. Однако при этом производится лишь качественная оценка признака устойчивости и не дается количественной оценки запаса статической устойчивости.

Устранение отмеченных недостатков возможно при построении устройства для определения статической устойчивости электропередачи по алгоритму, предложенному в работе «Разработка технических средств оперативного контроля статической устойчивости по различным критериям» [70]. Запишем уравнение баланса активной и реактивной мощности для узла электропередачи:

$$\begin{aligned} P_1 &= U_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} + U_1 U_2 Y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}); \\ Q_1 &= U_1^2 Y_{11} \cos \alpha_{11} + U_1 U_2 Y_{12} \cos(\delta - \alpha_{12}). \end{aligned} \quad (4.14)$$

Если пренебречь потерями активной мощности, то уравнение (4.14) можно записать в виде

$$\begin{aligned} P_1 &= U_1 U_2 Y_{12} \sin \delta; \\ Q_1 &= U_1^2 Y_{11} - U_1 U_2 Y_{12} \cos \delta. \end{aligned} \quad (4.15)$$

Для сохранения статической устойчивости необходимо выполнение следующего условия:

$$\frac{\partial P_1}{\partial \delta} = U_1 U_2 Y_{12} \cos \delta > 0, \quad (4.16)$$

что с учетом уравнения (4.15) может быть приведено к виду

$$\frac{\partial P_1}{\partial \delta} = U_1^2 Y_{11} - Q_1 > 0. \quad (4.17)$$

Для количественной оценки устойчивости в условие (4.17) необходимо ввести коэффициент запаса. Коэффициент запаса статической устойчивости может быть определен как

$$K_3 = \frac{P_m - P_1}{P_m} = 1 - \frac{P_1}{P_m}, \quad (4.18)$$

или с учетом выражения (4.15)

$$K_3 = 1 - \sin \delta. \quad (4.19)$$

Выражая напряжение U_2 из уравнения (4.15), с учетом выражения (4.19), получим:

$$U_2 = \frac{P_1}{U_1 Y_{12} \sin \delta} = \frac{P_1}{U_1 Y_{12} (1 - K_3)}. \quad (4.20)$$

Подставляя в выражение (4.16) значение U_2 из формулы (4.20), получим неравенство:

$$\frac{\partial P_1}{\partial \delta} = \frac{P_1 \cos \delta}{1 - K_3} > 0. \quad (4.21)$$

Приравняв левые части неравенств (4.17) и (4.21), получим

$$\frac{P_1 \cos \delta}{1 - K_3} = U_1^2 Y_{11} - Q_1, \quad (4.22)$$

или
$$1 - K_3 = \frac{P_1 \cos \delta}{U_1^2 Y_{11} - Q_1}. \quad (4.23)$$

При заданном коэффициенте запаса устойчивости, равному нормативному значению ($K_3 = K_H$), и учитывая условие (4.17), можно записать следующее неравенство:

$$U_1^2 Y_{11} - Q_1 > \frac{P_1 \cos \delta}{1 - K_H}. \quad (4.24)$$

Учитывая, что $\cos \delta = \sqrt{1 - \sin^2 \delta} = \sqrt{K_3(2 - K_3)}$, получим условие сохранения статической устойчивости электропередачи с заданным нормативным запасом:

$$U_1^2 Y_{11} - Q_1 > P_1 \frac{\sqrt{K_H(2 - K_H)}}{1 - K_H}. \quad (4.25)$$

Таким образом, для определения условия сохранения статической устойчивости электропередачи с заданным коэффициентом запаса, необходимы измерения в одном из узлов электропередачи сигналов, пропорциональных квадрату напряжения и реактивной мощности, и сравнения разности этих сигналов с сигналом, пропорциональным активной мощности узла. Коэффициент пропорциональности активной мощности узла определяется через заданный нормативный коэффициент запаса статической устойчивости электропередачи. Величина собственной проводимости узла Y_{11} должна быть задана для конкретной схемы замещения электропередачи.

На рис. 4.4 приведена блок-схема устройства для определения статической устойчивости электропередачи [108].

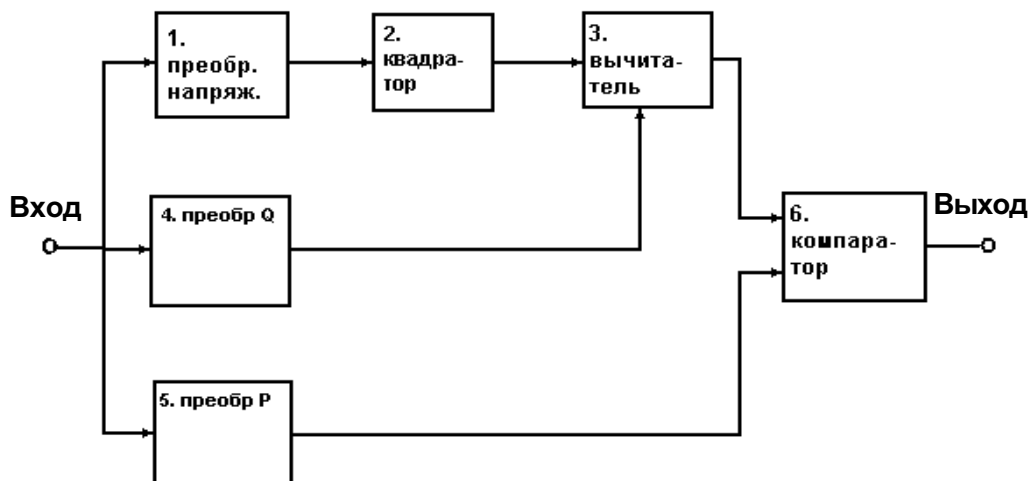


Рис. 4.4. Блок-схема устройства для определения статической устойчивости электропередачи: 1 – преобразователь напряжения; 2 – квадрататор; 3 – вычитатель; 4 – преобразователь реактивной мощности; 5 – преобразователь активной мощности; 6 – компаратор

Устройство работает следующим образом. С узла электропередачи на вход устройства подается электрический сигнал, поступающий на преобразователь напряжения 1, преобразователь реактивной мощности 4 и преобразователь активной мощности 5. С выхода преобразователя напряжения 1 сигнал поступает на квадратор 2, который имеет коэффициент передачи, пропорциональный Y_{11} . С выхода квадратора 2 сигнал, пропорциональный квадрату напряжения узла электропередачи, поступает на первый вход вычитателя 3, на второй вход которого поступает сигнал, пропорциональный реактивной мощности узла. Таким образом, сигнал с выхода вычитателя 3, равный $(U_1^2 Y_{11} - Q_1)$, поступает на первый вход компаратора 6. Преобразователь активной мощности 5 имеет коэффициент передачи, пропорциональный заданной величине $\frac{\sqrt{K_H(2-K_H)}}{1-K_H}$. Сиг-

нал с выхода преобразователя активной мощности 5, пропорциональный заданному значению коэффициента запаса статической устойчивости электропередачи, подается на второй вход компаратора 6. При превышении величины сигнала по второму входу компаратора 6 над сигналом по первому входу на выходе компаратора 6 меняется знак, что сигнализирует о невыполнении условий статической устойчивости электропередачи с заданным нормативным коэффициентом запаса.

Таким образом, непрерывная оценка условий статической устойчивости по нормативному коэффициенту запаса позволяет повысить точность измерения, оперативно сигнализировать диспетчерскому персоналу о достижении предельно допустимых режимов электропередачи и принимать меры по сохранению статической устойчивости электропередачи.

Проведение обследования устойчивости электропередач в энергосистеме с целью выявления «слабых» звеньев с помощью рассмотренного устройства выполняется в следующем порядке:

- задаются нормативным значением коэффициентом запаса статической устойчивости электропередачи ($K_3 = K_H$). Для нормального режима ($K_H = 0,2$) [86];
- при заданном нормативном коэффициенте запаса ($K_H = 0,2$) определяют коэффициент пропорциональности передаваемой активной мощности:

$$\frac{\sqrt{K_H(2-K_H)}}{1-K_H} = 0,75;$$

- проверяют условие обеспечения статической устойчивости электропередачи по нормативному коэффициенту запаса по выражению

$$\frac{U_1^2 Y_{11} - Q_1}{P_1} \geq 0,75.$$

При невыполнении данного условия, обследованную электропередачу, можно отнести к «слабому» звену.

4.2. Оценка надежности электроснабжения для обеспечения высокой энергетической эффективности

Как отмечалось ранее, уровень надежности оказывает существенное влияние на экономичность и качество электроснабжения. Учитывая сложность рассматриваемой проблемы, мы предлагаем выполнять оценку влияния уровня надежности электроснабжения на энергоэффективность на основании комплексных обследований с последующей разработкой программы повышения энергоэффективности с учетом взаимосвязей различных компонент. Детали реализации предлагаемого подхода зависят от характеристик обследуемого объекта. Рассмотрим его применение на примерах исследования надежности систем электроснабжения потребителей нефтегазового комплекса Западной Сибири. В качестве инструмента для оценки уровня надежности применены методики определения показателей надежности и диагностики оборудования системы энергетики [78–81].

4.2.1. Анализ надежности путем моделирования режимов при пусках синхронных двигателей блочных кустовых насосных станций нефтяных месторождений

В нормальных режимах на БКНС месторождений ОАО «Томскнефть», как правило, находятся в работе от одного до трех синхронных электродвигателей СТД-1600. В настоящее время синхронные двигатели работают в режиме перевозбуждения и в значительной степени компенсируют реактивную мощность, а также поддерживают требуемые уровни напряжения на шинах 6 кВ. В зависимости от графика закачки воды, графика ППР оборудования и других факторов возникает необходимость во включении дополнительных синхронных двигателей или их замене. Пуск электродвигателей сопровождается возникновением пусковых токов, в несколько раз превышающих номинальные значения, а также снижением напряжения в узлах питающей электрической сети. По результатам проведенных обследований установлено, что кратность пускового тока СТД-1600 составляет 6,5, а глубина посадки напряжения на зажимах электродвигателя в зависимости от схемы питающей сети составляет от 20 до 30 %.

Такие глубокие посадки напряжения сказываются на надежности электроснабжения других электроприемников, прежде всего, погружных насосов типа ЭЦН, поскольку электродвигатели ЭЦН имеют малую

механическую постоянную инерции из-за небольшого диаметра ротора и высокий момент сопротивления на валу, не зависящий от скорости их вращения. Эти два фактора могут вызывать опрокидывание (остановку) двигателей погружных насосов добычи нефти (ЭЦН) при возникновении посадок напряжения.

Кроме отрицательного влияния пуска синхронных электродвигателей СТД-1600 на систему электроснабжения, пуск электродвигателей связан с дополнительным нагревом их обмоток, ускоренным старением изоляции и снижением ресурса их работы.

Исходя из выше сказанного, представляет интерес исследование процессов пуска СТД-1600, определение величины пусковых токов, глубины посадки напряжения, длительности пуска, оценки влияния схемы электроснабжения на характер протекания переходных процессов. Учитывая, что возможности экспериментального исследования ограничены из-за снижения надежности электроснабжения, основным методом исследования переходных процессов при пусках СТД-1600 является математическое моделирование с использованием средств вычислительной техники. Такое моделирование выполнялось по мгновенным значениям напряжений и токов с использованием уравнений Парка–Горева [96], дополненных моделями регуляторов возбуждения и насоса.

Уравнения переходных процессов в синхронных и асинхронных машинах, пассивных элементах электрических сетей можно записать, пользуясь мгновенными значениями фазных токов (i_a, i_b, i_c) и напряжений (u_a, u_b, u_c) цепи статора. Однако дифференциальные уравнения равновесия напряжений в обмотке возбуждения, в продольной и поперечной успокоительных обмотках, и во всех трех фазах обмотки статора, а также выражение для электромагнитного момента ротора синхронной машины (СМ) будут содержать целый ряд периодических коэффициентов (синусов и косинусов от углов Θ и $2 \cdot \Theta$, где Θ – угол между магнитной осью фазы «а» статора и продольной осью ротора), обусловленных вращением ротора относительно статора. В самом деле, все взаимоиндуктивности обмоток статора и ротора будут периодическими функциями угла Θ , а взаимоиндуктивности фаз обмотки статора – периодическими функциями угла $2 \cdot \Theta$, так как в общем случае рассматривается явнополюсная СМ. Для асинхронных машин соответствующие уравнения будут содержать периодические функции только угла Θ .

Парк предложил такую замену переменных в уравнениях СМ, записанных для мгновенных значений фазных токов и напряжений, которая позволяет исключить периодические коэффициенты из этих уравнений. Геометрический смысл преобразований Парка заключается в отне-

сении уравнений равновесия напряжений в обмотках статора и выражения для электромагнитного момента СМ к координатным осям, жестко связанным с ее ротором. Эта система называется системой d, q, θ координат. И новые токи, и напряжения в ней обозначаются, соответственно, через $i_d, i_q, i_0, u_d, u_q, u_0$.

Таким образом, преобразования Парка для токов, например, первой СМ (в общем случае при наличии несимметрии в цепях фаз статора) имеют вид:

$$i_{1d}^{(1)} = 2/3 \cdot (i_{1a} \cos(\Theta_1) + i_{1b} \cos(\Theta_1 - 120^\circ) + i_{1c} \cos(\Theta_1 + 120^\circ)); \quad (4.27)$$

$$i_{1q}^{(1)} = -2/3 \cdot (i_{1a} \sin(\Theta_1) + i_{1b} \sin(\Theta_1 - 120^\circ) + i_{1c} \sin(\Theta_1 + 120^\circ)); \quad (4.28)$$

$$i_{10} = 1/3(i_{1a} + i_{1b} + i_{1c}). \quad (4.29)$$

Верхние индексы «1» токов $i_{1d}^{(1)}, i_{1q}^{(1)}$ означают, что они отнесены к осям, жестко связанным с ротором СМ-1.

Однако относить токи и напряжения можно только к координатным осям, вращающимся с любой скоростью, и в том числе – с постоянной синхронной скоростью ω_0 . Уравнения переходных процессов в СМ и других элементах электрической сети в этом случае претерпевают изменения. В статье С.В. Страхова [96] получены формулы для преобразования уравнений электромагнитного переходного процесса к координатным осям, вращающимся с синхронной скоростью. Далее эти преобразования будут нами использованы для записи уравнений переходного процесса в исследуемых схемах.

Для СМ с номером i уравнения переходного процесса при отнесении его параметров режима к синхронно вращающимся координатным осям при симметричном возмущении имеют следующий вид:

$$u_{di}^{(0)} \cos(\Theta_0 - \Theta_i) - u_{qi}^{(0)} \sin(\Theta_0 - \Theta_i) = -r_{ai} i_{di}^{(i)} + \frac{d}{dt} \Psi_d^{(i)} - \Psi_q^{(i)} \frac{d\Theta_i}{dt}; \quad (4.30)$$

$$u_{di}^{(0)} \sin(\Theta_0 - \Theta_i) + u_{qi}^{(0)} \cos(\Theta_0 - \Theta_i) = -r_{ai} i_{qi}^{(i)} + \frac{d}{dt} \Psi_q^{(i)} + \Psi_d^{(i)} \frac{d\Theta_i}{dt}; \quad (4.31)$$

$$u_{fi} = r_{fi} + \frac{d}{dt} \Psi_{fi}; \quad (4.32)$$

$$M_{mexi} - M_{эми} = p_i J_i \frac{d^2 \Theta_i}{dt^2}. \quad (4.33)$$

В данных уравнениях верхний индекс указывает на оси, к которым приведен параметр режима, а p – число пар полюсов СМ с номером i .

Значения потокосцеплений, входящих в данные уравнения, определяются формулами:

$$\Psi_d^{\{i\}} = X_{Md}i_f - X_d i_d; \quad (4.34)$$

$$\Psi_q = X_d i_d; \quad (4.35)$$

$$\Psi_f = X_f i_f - X_{Md} i_d. \quad (4.36)$$

В данных уравнениях $X_{Md} = \sqrt{3/2} \cdot X_{ad}$.

Уравнения асинхронного электродвигателя относятся к синхронным осям и имеют следующий вид:

$$U_d^{(0)} = r_d i_{Dd}^{(0)} + L_c \frac{di_{Dd}^{(0)}}{dt} + L_{ad} \frac{di_{Pd}^{(0)}}{dt} - (L_c i_{Dq}^{(0)} + L_{ad} i_{Pq}^{(0)}) \omega_0; \quad (4.37)$$

$$U_q^{(0)} = r_d i_{Dq}^{(0)} + L_c \frac{di_{Dq}^{(0)}}{dt} + L_{ad} \frac{di_{Pq}^{(0)}}{dt} + (L_c i_{Dd}^{(0)} + L_{ad} i_{Pd}^{(0)}) \omega_0; \quad (4.38)$$

$$0 = r_p i_{Pd}^{(0)} + L_p \frac{di_{Pd}^{(0)}}{dt} + L_{ad} \frac{di_{Dd}^{(0)}}{dt} - (L_{ad} i_{Dq}^{(0)} + L_p i_{Pq}^{(0)}) (\omega_0 - \omega_D); \quad (4.39)$$

$$0 = r_p i_{Pq}^{(0)} + L_p \frac{di_{Pq}^{(0)}}{dt} + L_{ad} \frac{di_{Dd}^{(0)}}{dt} + (L_{ad} i_{Dd}^{(0)} + L_p i_{Pd}^{(0)}) (\omega_0 - \omega_D); \quad (4.40)$$

$$2/3 \cdot L_{ad} + (i_{Pd}^{(0)} i_{Dq}^{(0)} + i_{Pq}^{(0)} i_{Dd}^{(0)}) - T_c = J_D \frac{d\omega_D}{dt}. \quad (4.41)$$

Статическая нагрузка, приложенная в i -узле сети, будучи отнесенной к синхронно вращающимся осям, описывается двумя уравнениями следующего вида:

$$u_{di}^{(0)} - r_{ni} i_{ndi}^{(0)} - L_{ni} \frac{di_{ndi}^{(0)}}{dt} + L_{ni} i_{ndi}^{(0)} \omega_{(0)} = 0; \quad (4.42)$$

$$u_{qi}^{(0)} - r_{ni} i_{ndi}^{(0)} - L_{ni} \frac{di_{nqi}^{(0)}}{dt} - L_{ni} i_{ndi}^{(0)} \omega_{(0)} = 0. \quad (4.43)$$

Активно-индуктивное сопротивление ветви K , включенной между узлами i и j , при отнесении к синхронно вращающимся осям, описывается следующими уравнениями:

$$u_{dj}^{(0)} - u_{di}^{(0)} = -r_{\text{вк}} i_{\text{вдк}}^{(0)} - L_{\text{вк}} \frac{di_{\text{вдк}}^{(0)}}{dt} + L_{\text{вк}} i_{\text{вдк}}^{(0)} \omega_{(0)}; \quad (4.44)$$

$$u_{qj}^{(0)} - u_{qi}^{(0)} = -r_{\text{вк}} i_{\text{вдк}}^{(0)} - L_{\text{вк}} \frac{di_{\text{вдк}}^{(0)}}{dt} + L_{\text{вк}} i_{\text{вдк}}^{(0)} \omega_{(0)}. \quad (4.45)$$

Поперечная емкость, включенная в узле i , отнесенная к синхронно вращающимся осям, описывается двумя интегральными уравнениями:

$$u_{dt}^{(0)} = \frac{1}{C_i} \int i_{cdi}^{(0)} dt + \omega_0 \int u_{qi}^{(0)} dt; \quad (4.46)$$

$$u_{qt}^{(0)} = \frac{1}{C_i} \int i_{cqi}^{(0)} dt - \omega_0 \int u_{di}^{(0)} dt. \quad (4.47)$$

Кроме этих уравнений, в математическую модель переходного процесса должны быть включены уравнения баланса мгновенных токов во всех без исключения узлах схемы по осям $d^{(0)}$ и $q^{(0)}$. Общее количество уравнений, образующих математическую модель переходного процесса, определяется соотношением

$$N_{ур} = 5 \cdot N_{ген.} + 2 \cdot (N_{нагр.} + N_{лэн} + N_{емк.} + N_{узлов}). \quad (4.48)$$

С целью исключения из модели интегральных уравнений, эти уравнения предварительно дифференцируются, в результате чего узловыe напряжения, подлежащие определению, частично войдут под знак производной (в узлах содержащих поперечные емкости), а в остальных узлах их определение будет производиться путем решения системы линейных алгебраических уравнений. Таким образом, разработана дифференциально-алгебраическая модель переходного процесса.

Алгоритм численного дифференцирования системы дифференциально-алгебраических уравнений переходного процесса основан на использовании метода Рунге–Кутты 4-го порядка. При этом на каждом шаге интегрирования формируется матрица коэффициентов при производных и напряжениях, вычисляемых непосредственно, а также вычисляются правые части уравнений. Вычисление значений производных неизвестных функций, входящих под знак производной и напряжений в узлах без поперечных емкостей, производится путем решения системы линейных уравнений методом Гаусса. На каждом шаге интегрирования необходимо произвести формирование матрицы коэффициентов при неизвестных и вектора правых частей уравнений, и решить систему линейных алгебраических уравнений четыре раза, после чего вычислить значения искомых параметров режима в конце данного или начале следующего шага интегрирования.

Таким образом, задача расчета переходного процесса с учетом переходных процессов как в СМ, так и в элементах примыкающей сети оказывается достаточно трудоемкой и не всегда под силу даже современной вычислительной технике. Так, при наличии в схеме трех СМ, двух нагрузок, семи линий, четырех поперечных емкостей и восьми узлов количество уравнений, описывающих переходный процесс, составляет 57. Для расче-

та параметров переходного процесса на интервале в 1 с необходимо сформировать уравнения и решить системы линейных уравнений 57-го порядка 72000 раз при шаге интегрирования в 1 электрический градус. Время, необходимое для этого, составляет порядка 100 мин. Увеличение количества генераторов и других элементов схемы увеличивает количество уравнений системы и, соответственно, время расчета в кубической зависимости. Программа расчета переходных процессов написана на алгоритмическом языке FORTRAN POWER STATION 4.0.

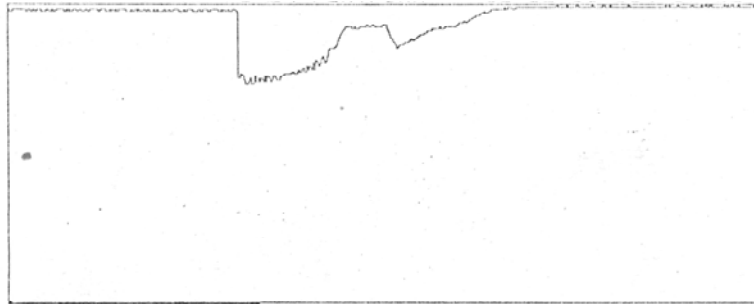
Моделирование переходного процесса при пуске СТД-1600 на БКНС было осуществлено в системе электроснабжения Вахского месторождения нефти, схема электроснабжения которого описана в разделе 2.4.2.

Расчетные условия

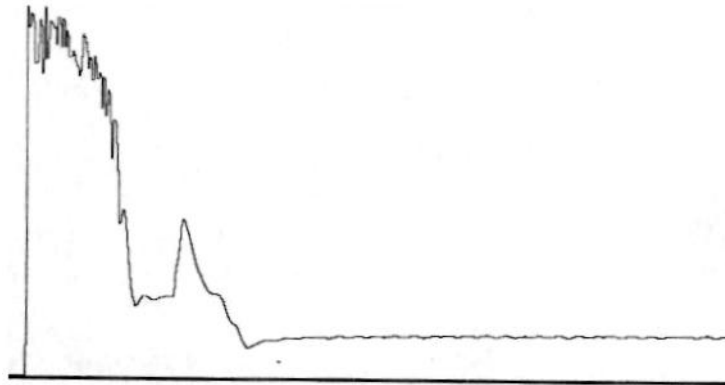
Для исследования назначались некоторые конкретные схемы электрической сети и режимы системы электроснабжения.

1. Пуск электродвигателя при отключенных секционных выключателях 6 и 35 кВ и отсутствии работающих СТД-1600 в момент пуска.
2. Пуск электродвигателя с включенным секционным выключателем 6 кВ и отсутствии работающих СТД-1600 в момент пуска.
3. Пуск электродвигателя при включенном секционном выключателе 35 кВ п/ст «Вахская» и отсутствии работающих электродвигателей СТД-1600 в момент пуска.
4. Пуск электродвигателя с включенным секционным выключателем 6 кВ БРУ и включенным секционным выключателем 35 кВ п/ст «Вахская» и отсутствии работающих СТД-1600 в момент пуска.
5. Пуск электродвигателя при отключенных секционных выключателях 6, 35 кВ и одном работающем СТД-1600 на второй секции в момент пуска.
6. Пуск электродвигателя с включенным секционным выключателем 6 кВ БРУ и одним работающим СТД-1600 на второй секции в момент пуска.
7. Пуск электродвигателя при включенном секционном выключателе 35 кВ п/ст «Вахская» и одним работающим СТД-1600 на второй секции в момент пуска.
8. Пуск электродвигателя с включенным секционным выключателем 6 кВ БРУ и включенным секционным выключателем 35 кВ п/ст «Вахская» и одним работающим СТД-1600 на второй секции в момент пуска.

Результаты расчетов переходных режимов при пусках синхронных двигателей СТД-1600 БКНС представлены в табл. 4.1. Полученные результаты расчетов по расчетному условию 1, хорошо согласуются с результатами проведенного пуска электродвигателя № 4 БКНС-2 «Вахского» месторождения, изображенного на рис. 4.6.



а



б

Рис. 4.6. Осциллограммы пуска двигателя СТД-1600 на БКНС-2 Вахского месторождения: а – осциллограмма напряжения; б – осциллограмма тока

Таблица 4.1

Результаты расчетов переходных режимов СД при пуске

Номер расчетного условия	Пусковой ток, А	Кратность пускового тока, о.е.	Напряжение СШ-6 кВ, кВ	Напряжение СШ-35 кВ, кВ	Длительность цикла, с
1	1170	6,57	4,9	36	1,2
2	1335	7,5	5,7	34,8	1,1
3	1227	6,89	5,2	35,7	1,15
4	1340	7,53	5,75	32,9	1,06
5	1170	6,57	4,9	36	1,2
6	1350	7,58	5,8	34,9	1,07
7	1245	6,99	5,34	35,8	1,15
8	1360	7,64	5,8	33	1,11

По результатам исследования переходного процесса при пуске синхронного двигателя СТД-1600 в системе электроснабжения Вахского месторождения можно сделать следующие выводы:

1. Наиболее тяжелыми условиями пуска СТД-1600 являются условия при отключенных секционных выключателях 35 и 6 кВ. Глубина посадки напряжения при этом составляет 26 %.
2. Наиболее легкими условиями пуска СТД-1600 являются условия с включенными секционными выключателями 35 и 6 кВ и одним работающим двигателем СТД-1600 в момент пуска. Глубина посадки напряжения в этом случае составляет 12 %.
3. Наибольшее значение пусковых токов СТД-1600 имеет место при включенных секционных выключателях 35 и 6 кВ и достигают значений 7,5...7,6 от номинального тока электродвигателя.
4. Длительность пуска практически не зависит от расчетного режима.
5. Глубокие посадки напряжения, сопровождающие пуск двигателя, приводят к снижению надежности электроснабжения погружных электродвигателей, что требует специальных мер по ограничению провалов напряжения при пуске СТД-1600.

4.2.2. Исследование надежности электроснабжения потребителей нефтегазового комплекса Томской области

Как было отмечено ранее, при оценке энергетической эффективности с позиции надежности энергоснабжения могут быть использованы показатели надежности в виде их «нормативных значений». При этом за «нормативные значения» могут приниматься количественные характеристики степени надежности обследуемого элемента или объекта системы электроснабжения по сравнению со среднестатистическими показателями надежности, полученными ранее для других аналогичных элементов или объектов. Для предприятий нефтегазового комплекса, обеспечивающих добычу и транспортировку углеводородных энергоресурсов, наиболее важными и распространенными являются следующие показатели надежности:

- среднее количество полных погашений шин 6...10 кВ от соответствующих трансформаторов;
- среднее время восстановления погашений шин 6...10 кВ от соответствующих трансформаторов;
- коэффициент вынужденного простоя потребителей из-за полных погашений шин 6...10 кВ со стороны трансформаторов.

Невыполнение данных «нормативных» показателей надежности связано с повышением рисков недоотпуска электроэнергии и экономическими ущербами. Поскольку у потребителей нефтегазового комплекса шины 6...10 кВ являются источниками питания крупных электрических машин, а также другого оборудования, участвующего непосредственно в основном технологическом процессе нефтеперекачивающих и газокomp-прессорных станций, то с учетом существенной длительности восстанов-

ления технологических процессов, даже при весьма непродолжительных перерывах электроснабжения, экономические ущербы при низком уровне показателей надежности могут достигать больших значений.

В качестве примера приведем расчет надежности электроснабжения газокompрессорной станции с использованием блок-схемы, приведенной на рис. 4.7. Здесь номера блоков соответствуют замещаемым элементам, приведенным в табл. 4.2. Показатели надежности линий, выключателей РУ-110 кВ и РУ-10 кВ, элементов системы электроснабжения приведены в табл. 4.2. Преобразование блок-схем выполняется по формулам последовательного и параллельного сложения блоков [79].

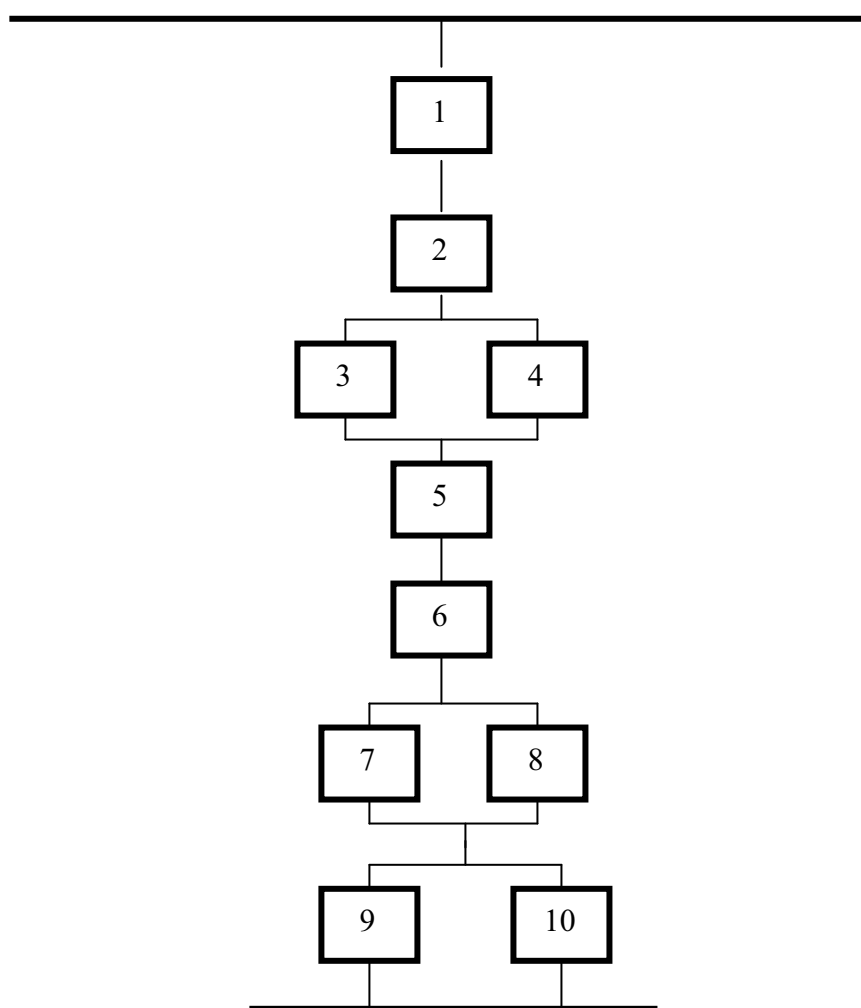


Рис. 4.7. Блок-схема для расчета надежности электроснабжения газокompрессорной станции

Таблица 4.2

Показатели надежности газокompрессорной станции

№ блока	Замещаемый элемент	Расчетные формулы	Ω 1/год	\bar{t} , ч	$\omega_{П}$, 1/год	$\bar{t}_{п}$, ч
1	Сеть 110 кВ	Оценочное значение	0,15	14	0	0
2	РУ–110 кВ. Одновременное погашение двух трансформаторов	Оценочное значение	0,027	0,5	0	0
3	Трансформатор 110/10 кВ	$\omega = \omega_m$	0,015	200	1	30
4	Трансформатор 110/10 кВ	$\omega = \omega_m$	0,015	200	1	30
5	РУ–10 кВ подстанции 110/10 кВ. Отключение двух линий 10 кВ. на ТП-400	$\omega = \omega'_{вс} + 2 \cdot K_{пв} \cdot \omega_{вл}$	$6,005 \cdot 10^{-3}$	0,54	0	0
6	Одновременный отказ двух цепей 10 кВ на ТП-400	$\omega = 0,2 \cdot \omega_0 \cdot l/100$	0,001	4,0	–	–
7	Отказ одной цепи 10 кВ на ТП-400	$\omega = 0,8 \cdot \omega_0 \cdot l/100$	0,0045	4,0	4	8
8	Отказ одной цепи 10 кВ на ТП-400	$\omega = 0,8 \cdot \omega_0 \cdot l/100$	0,0045	4,0	4	8
9	Трансформатор 10/0,4 кВ ТП-400	$\omega = \omega_m$	0,05	100	1,0	10
10	Трансформатор 10/0,4 кВ ТП-400	$\omega = \omega_m$	0,05	100	1,0	10

Основные показатели надежности элементов систем электроснабжения потребителей нефтегазового комплекса определяются, в соответствии с М.Н. Розановым [79], посредством следующих формул:

- среднее количество отказов:

$$\omega_x = \omega_0 l / 100, \quad (4.49)$$

где ω_0 – количество отказов ЛЭП на 100 км/год;

- коэффициент вынужденного простоя:

$$k_g = \frac{\omega_{\Pi} \cdot t_{\Pi}}{8760}, \quad (4.50)$$

где среднее количество плановых отключений ω_{Π} и среднее время планового отключения t_{Π} принимается по данным «Надежности систем энергетики» [79];

- среднее количество отказов одной цепи для двухцепной ЛЭП определяется по формуле

$$\omega'_a = \frac{\omega_0 \cdot l}{100} (1 - k_2), \quad (4.51)$$

где k_2 – коэффициент, учитывающий долю отказов двух цепей двухцепной линии в общем количестве отказов (принят 0,2);

- среднее количество одновременных отказов двух цепей и наложенных отказов одной цепи на восстановительный ремонт другой цепи:

$$\omega''_a = \frac{\omega_0 \cdot l}{100} k_2; \quad (4.52)$$

- количество отключений ЛЭП или трансформаторов, питающихся от РУ–110 кВ, выполненному по схеме «двойная система с обходной» определяется по формуле

$$\omega = \omega'_{ШС}, \quad (4.53)$$

где $\omega'_{ШС}$ – доля отказов шиносоединительного выключателя, приводящих к работе защиты сборных шин и отключению смежных выключателей:

$$\omega'_{ШС} = \omega'_{ВТ} = 0,6\omega_1; \quad (4.54)$$

$$\omega'_L = 0,6(\omega_1 + \omega_2 \cdot l / 100), \quad (4.55)$$

в которых значения ω_1 и ω_2 принимаются по книге М.Н. Розанова [79].

Среднее время восстановления питания по ЛЭП из-за отказов в РУ равно времени, необходимому для проведения оперативных переключений (принимается равным 0,5 ч).

Анализ надежности ГКС показывает, что ожидаемое количество перерывов питания составляет 0,184 или 1 раз в 5...6 лет. Наибольший вклад в данном случае вносит система внешнего электроснабжения (двухцепная ЛЭП-110 кВ). Перерывы питания по данной линии будут возникать в результате одновременных отказов двух цепей, а также в результате наложения отказа одной цепи на плановый или восстановительный ремонт другой цепи. Остальные элементы системы электроснабжения вносят значительно меньший вклад в общее количество перерывов питания. Среднее время перерыва питания определяется, в ос-

новном, временем восстановления линии 10 кВ и составляет 11,5 ч. Ввиду того, что надежность радиальных двухцепных линий средней длины на порядок хуже надежности даже одноцепных линий с двухсторонним питанием, радиальная двухцепная ЛЭП 110 кВ, питающая ГКС, меньше средней длины, принятой для линий 110 кВ. С учетом этого, количество полных погашений ГКС несколько меньше этой величины, но все же требует резервирования по напряжению 110 кВ.

4.2.3. Определение вероятностных характеристик угла расхождения векторов напряжения Томской и Тюменской энергосистем

Надежность электроснабжения потребителей нефтегазового комплекса Томской области в значительной степени определяется режимом работы двухцепной линии «Томск–Нижневартовск» напряжением 220 кВ, протяженностью 817 км, связывающей сети Томской и Тюменской энергосистем. Их параллельная работа невозможна по условиям статической устойчивости. В данном случае обеспечение надежности совпадает с получением определенного энергосберегающего эффекта как в нефтегазовой, так и в электроэнергетической отрасли [83]. Энергосберегающий эффект может быть достигнут путем кратковременного параллельного включения Томской и Тюменской энергосистем на период проведения оперативных переключений без погашения потребителей. Продолжительность оперативного переключения, проводимого на разных подстанциях, может занимать время от нескольких секунд до нескольких минут. Статистические данные об оперативных переключениях об их продолжительности за ряд последних лет представлены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Вероятность длительности переключения

Действия персонала	Продолжительность переключений, мин					
	0,5...1	1...2	2...4	4...8	8...15	15...60
Подготовительный период					0,3	0,7
Установление связи		0,21	0,36	0,28	0,11	0,04
Проведение переключения	0,01	0,04	0,16	0,54	0,24	0,01
Заключительный период				0,61	0,3	0,09

Проведение эксплуатационных переключений при полном снятии напряжения даже на короткое время всегда приводит к временному отключению части потребителей, а поскольку доля синхронных двигателей велика, несинхронное включение узла нагрузки невозможно. При сравнительно небольшом недоотпуске электроэнергии этим потребите-

лям в режимах оперативных переключений, недоотпуск нефти и газа достигает весьма заметных размеров из-за длительного восстановления технологического процесса [84].

Для оценки возможности кратковременного параллельного включения Томской и Тюменской энергосистем на период производства оперативных переключений без погашения потребителей проведены измерения и регистрация угла расхождения векторов напряжения Томской и Тюменской энергосистем. Естественно, что измерения проводились в период, когда ЕЭС Европейской части и ОЭС Сибири работали параллельно.

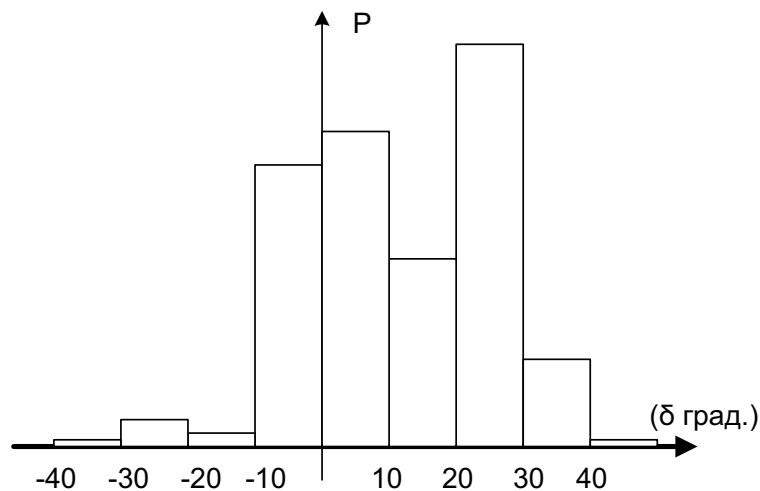
Эксплуатационный раздел линии осуществлен на подстанции «Завьялово», где на одну систему шин поступает напряжение Томской энергосистемы, а на другую – Тюменской. Измерение угла осуществлялось на данной подстанции с одноименных фаз идентичных трансформаторов. Нейтрали вторичных обмоток трансформаторов напряжения были заземлены. Регистрация измеряемого расхождения векторов на диаграммной бумаге осуществлялась со скоростью протяжки 3 мм/с, что позволило при последующей обработке получить многочисленные характеристики исследуемого процесса. Оцифровка диаграмм производилась с интервалом 1 мм, что по времени соответствует 0,33 с и позволяет при дальнейшем рассмотрении учесть процессы с частотами не выше 1,5 Гц.

Гистограмма распределения угла за весь период наблюдения представлена в табл. 4.4 и на рис. 4.8. Положительные значения угла соответствуют опережению вектора напряжения Томской, а отрицательные – Тюменской энергосистемы. Наибольшее значение угла, выявленное в результате измерений, составило 44°.

Таблица 4.4

Гистограмма распределения угла расхождения векторов напряжения Томской и Тюменской энергосистем

№ интервала	Границы интервала, град.	Среднее значение угла, град.	Вероятность
1	-40...-30	-35	0,0039
2	-30...-20	-25	0,0136
3	-20...-10	-15	0,0075
4	-10...0	-5	0,2122
5	0...10	5	0,2371
6	10...20	15	0,1340
7	20...30	25	0,3080
8	30...40	35	0,0803
9	40...50	45	0,0034



*Рис. 4.8. Гистограмма угла расхождения векторов напряжения
Томской и Тюменской энергосистем*

Основные статистические характеристики угла на суточном интервале составили:

- математическое ожидание – 12,21 град.;
- дисперсия – 39,3 град.²;
- среднеквадратическое отклонение – 6,27;
- коэффициент асимметрии – 1,64;
- мода (распределение бимодально) – 2,08 и 22,5 град.;
- медиана – 12,57 град.;
- левый квартиль – 4,57 град.;
- правый квартиль – 24,24 град.;
- коэффициент вариации – 51,35 %;
- квартильная скошенность – 19 %,

Внешний вид распределения вероятностей угла на суточном интервале и выраженная бимодальность свидетельствует о нестационарности случайного процесса. Проверка гипотезы о стационарности не подтверждается. На часовых интервалах времени обнаруживается совершенно иная ситуация. Гипотеза стационарности случайного процесса подтверждается на всех часовых интервалах. Распределение вероятностей весьма близко к нормальному, а дисперсии часовых распределений однородны.

Математические ожидания угла расхождения векторов напряжения на часовых интервалах представлены в табл. 4.5, а график его изменения представлен на рис. 4.9.

Таблица 4.5

График изменения математических ожиданий угла расхождения векторов напряжений Томской и Тюменской энергосистем

Время, ч	Угол, град.	Время, ч	Угол, град.	Время, ч	Угол, град.
0	28,92	8	9,42	16	18,78
1	32,37	9	5,12	17	24,05
2	-23,57	10	6,2	18	25,37
3	-4,12	11	9,84	19	27,47
4	-3,57	12	16,06	20	32,59
5	4,0	13	14,1	21	37,24
6	-2,43	14	12,81	22	22,37
7	5,08	15	17,63	23	20,48

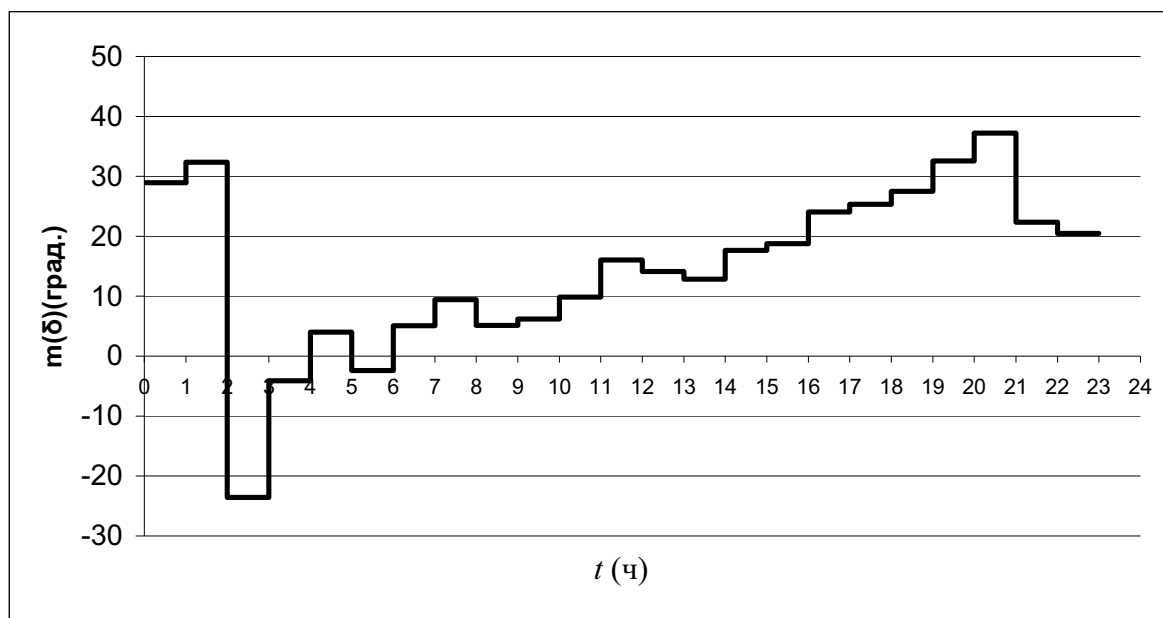


Рис. 4.9. График изменения математических ожиданий угла расхождения векторов напряжений Томской и Тюменской энергосистем

Для надежного прогнозирования изменения угла с помощью методов факторного анализа выявлены факторы, наиболее существенно влияющие на формирование этого угла. Исследовалось следующее:

- нагрузки каждой из подстанций, присоединенных к ВЛ-220 кВ «Томск–Нижевартовск» и их сумма;
- суммарная нагрузка Томской энергосистемы;
- суммарная нагрузка Тюменской энергосистемы;
- переток Сибирь – Урал по югу;

- напряжения крупных подстанций Томской и Кузбасской энергосистем: «Томская», «Восточная», «Советско-Соснинская», «Новоанжерская».

Расчеты корреляционных связей показали, что изменения угла во времени значимо связаны с изменением только двух факторов: нагрузкой Тюменской энергосистемы (коэффициент корреляции составляет 0,871) и перетоком Сибирь–Урал (коэффициент корреляции составляет 0,81). Связь между углом и нагрузкой Томской энергосистемы слаба (коэффициент корреляции составляет 0,353). С остальными факторами статистическая связь практически не обнаруживается.

Адекватная регрессионная модель угла расхождения векторов напряжений Томской и Тюменской энергосистем получена в следующем виде:

$$U = -0,18 + 9,51\Pi + 46,4T_{\text{Тю}}, \quad (4.56)$$

где U – угол расхождения векторов напряжения, град.; Π – переток мощности Сибирь – Урал, о.е.; $T_{\text{Тю}}$ – нагрузка Тюменской энергосистемы, о.е.

Проверка значимости коэффициентов регрессии и адекватности модели подтверждается. Дисперсия адекватности равна 27,4 град.². Высокий уровень статистической связи между углом и указанными факторами позволяет с достаточной достоверностью прогнозировать средние значения угла на временных интервалах порядка часа и более. В табл. 4.6 представлены экспериментальные гистограммы распределения вероятных длительностей непрерывного пребывания абсолютного значения угла на уровне анализа и менее.

Таблица 4.6

Длительность пребывания угла расхождения векторов напряжений Томской и Тюменской энергосистем на уровне анализа и ниже

Уровень анализа, град.	Длительность, мин				
	5 и менее	5...10	10...20	20...40	40...60
5 и менее	0,2376	0,1973	0,1404	0,1075	0,0745
5...10	0,1863	0,1920	0,1298	0,1075	0,0745
10...15	0,1605	0,1818	0,1294	0,1071	0,0745
15...20	0,1535	0,1677	0,1209	0,1060	0,0716
20...25	0,1226	0,1400	0,1104	0,0971	0,0648
25...30	0,0851	0,1023	0,0705	0,0667	0,0410

Если длительность значения угла на допустимом уровне достаточна для производства оперативных переключений, то это может служить основанием для осуществления кратковременного включения Томской и Тюменской энергосистем на параллельную работу. Рассматривая суточный график изменения угла, легко установить, что наиболее подходящими для производства переключений являются периоды времени с

20 до 22 часов и с 01 до 06 часов ежедневно. Угол расхождения векторов напряжений в это время не превышает 10 град.

В результате проведенного экспериментального обследования и проведенных расчетов режимов электропередачи можно сформулировать следующее [83]:

- проведение оперативных переключений при углах до 10 градусов не представляет опасности для режима работы электропередачи;
- наброс нагрузки при ненулевом значении угла при включении на параллельную работу приближенно определяется величиной 15 А/град.;
- в момент проведения включения необходимо осуществлять контроль (измерение) угла расхождения векторов напряжения в месте включения.

Проведено два промышленных эксперимента по включению на параллельную работу Томской и Тюменской энергосистем на подстанциях «Парабель» и «Советско-Соснинская». Основные параметры режима электропередачи в момент испытаний приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

*Параметры режима электропередачи «Томск–Нижневартовск»
при включении на параллельную работу
Томской и Тюменской энергосистем*

Подстанция	Длительность включения, мин	Угол включения, град.	Уравнительный наброс, мВт
«Парабель»	4	7	25...26
«Советско-Соснинская»	16	12	45

Таким образом, проведенные обследования обеспечивают проведение оперативных переключений без погашения потребителей и существенных негативных последствий для электропередачи.

Контрольные вопросы

1. В чем заключаются задачи энергетических обследований с позиции надежности?
2. На каких принципах могут осуществляться измерения запасов статической устойчивости электропередач и узлов нагрузки?
3. Каким образом моделирование переходных процессов синхронных и асинхронных двигателей позволяет решать задачи по повышению надежности электроснабжения потребителей?

5. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

Качество, оперативность, достоверность информации, полученной по результатам проведенных энергетических обследований, в конечном итоге предопределяют уровень эффективности самих обследований. Важную роль при этом играют способы получения и обработки исходной информации. Ввиду большого объема исходной информации, зависящей от количества целей и задач обследования, вида обследования, размера инженерных сетей, самого объекта обследования и пр., трудоемкость обработки первичной информации может достигать 50 % и более от общего времени на проведение обследования. Современная аппаратура для проведения обследований в ряде случаев позволяет непосредственно переносить измеряемые параметры на ЭВМ с последующей автоматизированной обработкой исходной информации. При этом могут быть использованы как компьютерные программы, поставляемые в комплекте с аппаратурой для расширения ее функциональных возможностей, так и специализированные программы, разрабатываемые энергоаудиторами для решения конкретных задач.

Большое разнообразие подобных программ, носящих, как правило, ведомственный, разобщенный и закрытый характер, затрудняет их широкое использование. При проведении комплексных обследований по оценке экономичности, надежности и качества энергоснабжения и, связанного с этим, существенного расширения показателей энергоэффективности, возникает задача определения отмеченных показателей в едином вычислительном комплексе. Причем такой программный комплекс должен быть весьма доступен аудиторам и достаточно прост в применении. Учитывая типовой подход и общий характер в технологии проведении энергетических обследований для различных хозяйствующих объектов, а также подобный характер и состав исходной информации, целесообразно создавать программно-аналитические комплексы для обработки результатов обследований и создания итогового типового отчетного документа. Такой программно-аналитический комплекс должен содержать автоматизированные базы данных по потребляемым энергоресурсам и направлениям их использования, типу и характеристикам энергопотребляющего оборудования, параметрам инженерных сетей, типам и характе-

ристикам приборов учета энергоресурсов. В качестве итогового отчетного документа по результатам проведенного энергетического обследования может выступать «электронный энергетический паспорт».

5.1. Автоматизированная база данных для определения эффективности энергоиспользования

Автоматизированная база данных для вычислительного комплекса по обработке результатов энергетических обследований может быть построена по принципу первоочередного получения, записи и хранения информации, необходимой для решения следующих задач:

- вычисления показателей энергоэффективности, характеризующих экономичность энергоиспользования;
- вычисления показателей энергоэффективности, характеризующих качество энергоснабжения;
- вычисления показателей энергоэффективности, характеризующих надежность энергоснабжения;
- расчета потерь энергоресурсов в инженерных сетях;
- составления энергетических балансов как по отдельным видам потребляемых энергоресурсов, так и составления сводного энергетического баланса;
- заполнения различных таблиц, входящих в стандартную форму энергетического паспорта организации.

Кроме информации, необходимой для решения перечисленных задач, база данных может содержать следующую дополнительную информацию:

- каталожные или паспортные данные для различных типов оборудования предприятия;
- удельные нормы расхода для различных типов оборудования или технологических процессов предприятия по СНИП;
- различную справочную информацию, необходимую для проведения расчетов экономической эффективности энергосберегающих мероприятий, составления бизнес-планов энергосберегающих проектов и т. п.

Структурная схема, отражающая поступление и обработку информации при проведении обследования эффективности использования электрической энергии на промышленном предприятии при работе программного комплекса с использованием рассмотренных баз данных, приведена на рис. 5.1. Фрагменты базы данных приведены на рис. 5.2 .

Из рис. 5.1 следует, что на выходе работы программного комплекса по обработке результатов энергетических обследований формируется энергетический паспорт.

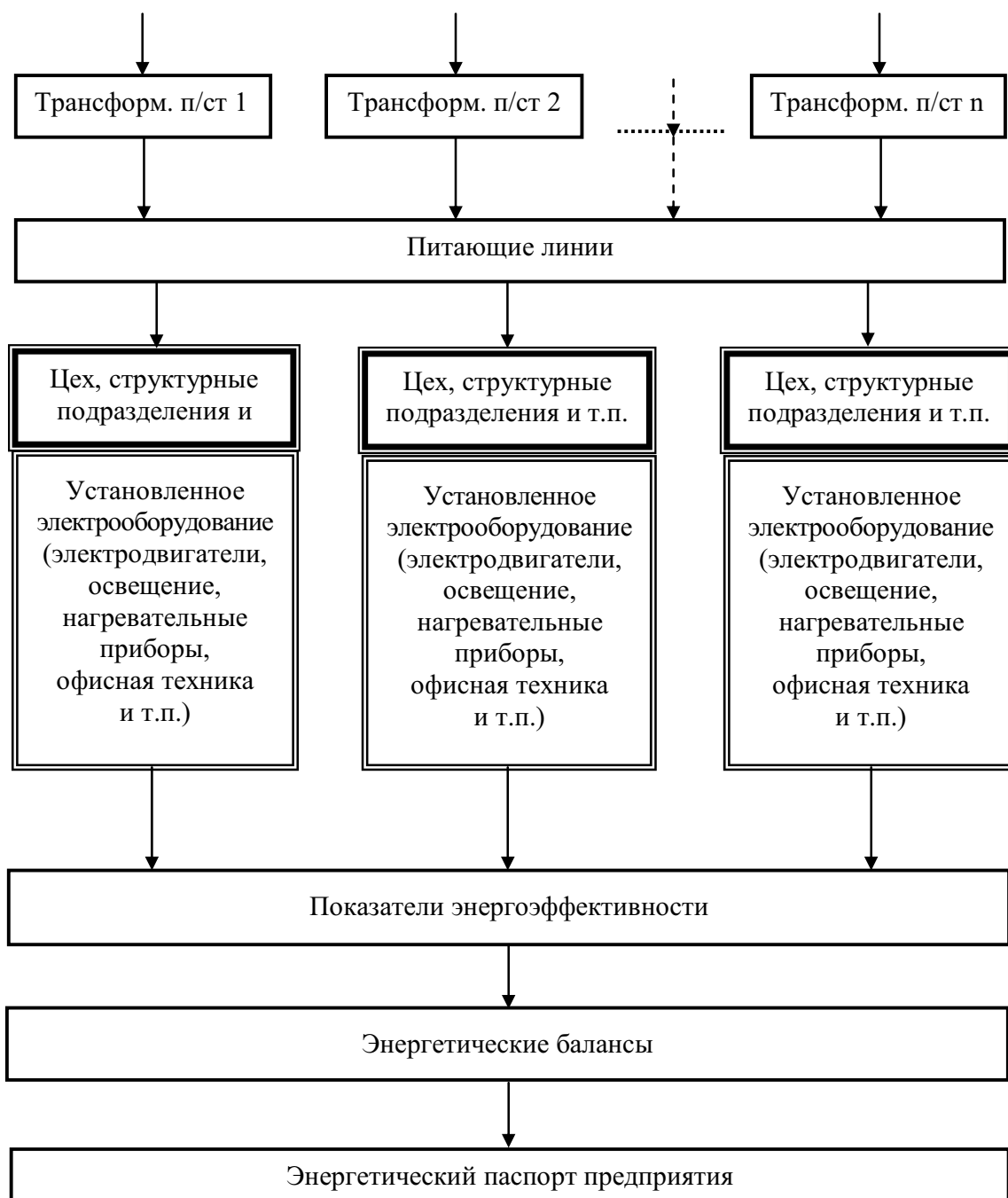


Рис. 5.1. Структурная схема базы данных программного комплекса для проведения обследования эффективности использования электрической энергии

По данной схеме были созданы программное обеспечение и база данных на языке программирования Access 2000, которые могут работать под управлением ОС Windows 98, 2K, XP [87]. Программный комплекс позволяет отображать и накапливать исходную информацию об энергетическом хозяйстве организации, производить вычисления пока-

зателей энергоэффективности по экономичности энергоиспользования, качеству и надежности энергоснабжения, а также формировать энергетические балансы. На основе полученной информации производят наиболее обоснованный выбор системы энергосберегающих мероприятий с оценкой их экономической эффективности.

The screenshot shows a software window titled "Линии" (Lines) with a sub-header "Линии питания" (Power Lines). The window contains a list of parameters for a power line, each with a corresponding input field:

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	

At the bottom, there is a record navigation bar: "Запись: 1 из 2".

а

The screenshot shows a software window titled "Трансформаторы двухобмоточные" (Two-winding Transformers). The window contains a list of parameters for a transformer, each with a corresponding input field:

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	

At the bottom, there is a record navigation bar: "Запись: 1 из 2".

б

В

Г

Рис. 5.2. Фрагменты базы данных для вычислительного комплекса по обработке результатов энергетических обследований

5.2. Электронный энергетический паспорт предприятия

Как было отмечено ранее, энергетический паспорт организации является итоговым отчетным документом при проведении энергетических обследований. Данный документ был официально введен в действие только с 01.09.2000 г. постановлением Госстандарта России от 30.11.1999 г. в виде ГОСТ Р 51379–99 «Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов» [4]. До официального введения энергетического паспорта существовали не-

официальные версии энергетического паспорта предприятия для реализации тех же идей и целей, что и в официальной версии паспорта. Так, с 1989 г. при участии автора был опубликован ряд статей, посвященных проведению энергетических обследований с формированием энергетических паспортов предприятий [88, 89, 90, 91].

Основной целью создания энергетического паспорта является представление в сжатой, концентрированной форме информации об уровне эффективности использования топливно-энергетических ресурсов на предприятии или иной организации [4, 93]. Энергетический паспорт позволяет производить мониторинг энергосберегающей деятельности организации и прослеживать динамику изменения показателей энергоэффективности.

Согласно официальной версии (ГОСТ 53379–99) энергетический паспорт состоит из следующих разделов:

- общие сведения о потребителе ТЭР;
- общее потребление энергоносителей;
- потребление электроэнергии;
- потребление тепловой энергии;
- потребление котельно-печного топлива;
- потребление моторного топлива;
- сведения об энергопотребляющем оборудовании;
- сведения о выпускаемой продукции;
- сведения об эффективности использования ТЭР (показатели энергоэффективности);
- энергетические балансы;
- мероприятия по повышению эффективности использования ТЭР.

При проведении комплексных обследований энергетический паспорт должен быть дополнен разделами по оценке показателей качества и надежности энергоснабжения.

Для создания электронной версии энергетического паспорта, использующего рассмотренные базы данных, должны быть выполнены следующие условия:

- структура паспорта должна соответствовать структуре базы данных;
- работа программного комплекса должна быть построена таким образом, чтобы по мере поступления новых данных о результатах обследований производился пересчет всех показателей энергоэффективности, в том числе потерь энергоресурсов в инженерных сетях, удельных расходов энергоресурсов на выпуск единицы продукции, энергоемкости продукции и т. д.;

- при корректировке или пополнении базы данных, например ввиду реконструкции или расширения производства, должны автоматически корректироваться соответствующие показатели энергоэффективности и статьи расхода энергетических балансов;
- для формирования отчетной формы паспорта на «бумажном носителе» для представления в надзорные органы все модули программного комплекса должны иметь раздел «отчеты», по форме соответствующие содержанию официальной версии энергетического паспорта.

Исходя из рассмотренных принципов, разработан электронный энергетический паспорт предприятия. Структура данного паспорта представлена на рис. 5.3. На рис. 5.4 представлено содержание одного из разделов электронного паспорта.

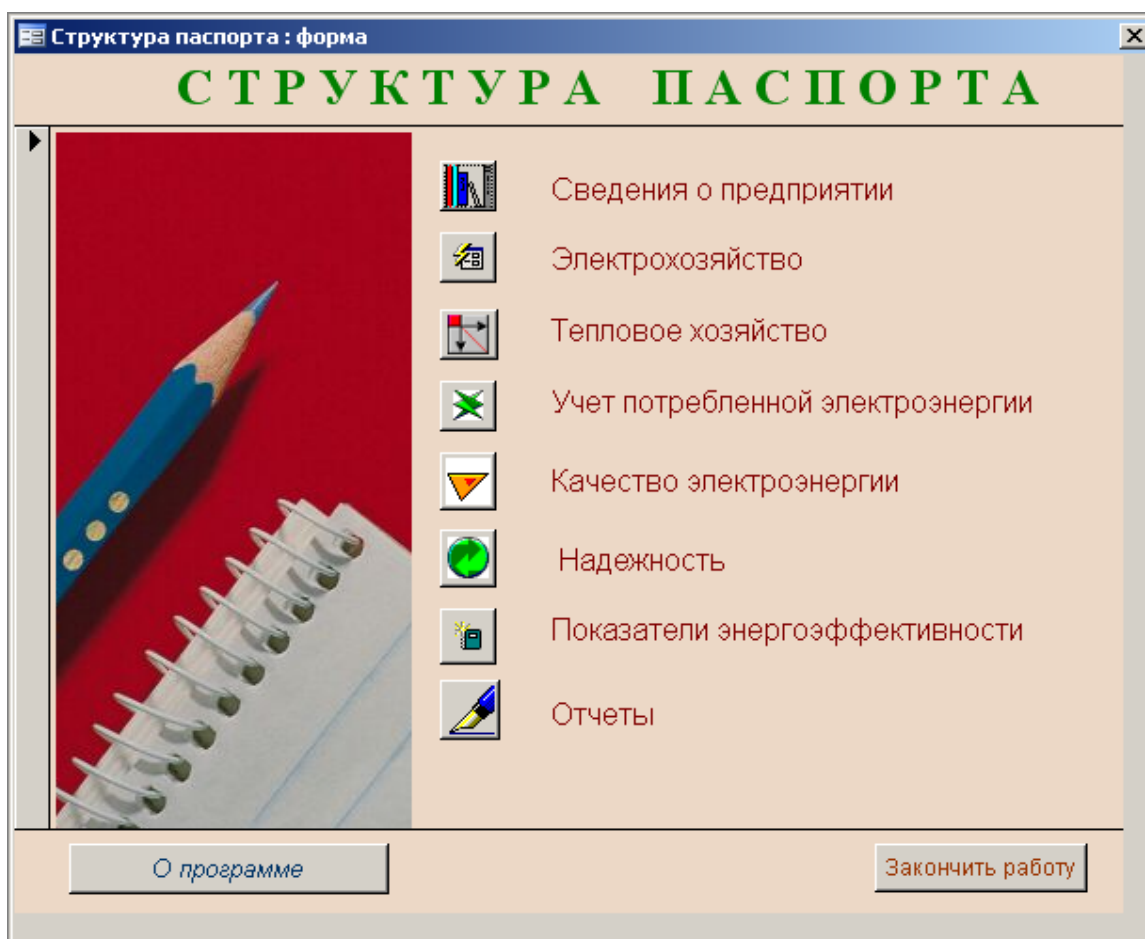


Рис. 5.3. Структура электронного энергетического паспорта предприятия

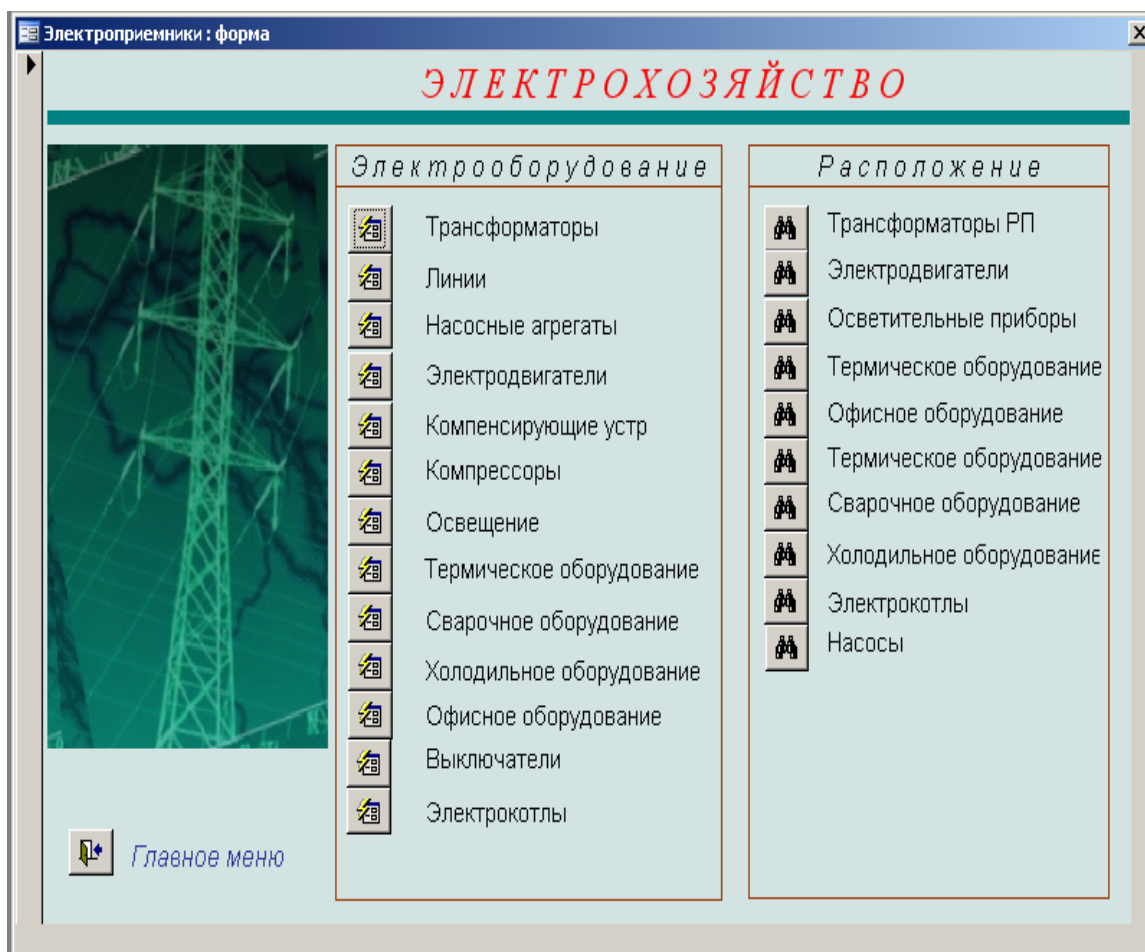


Рис. 5.4. Содержания раздела энергетического паспорта по электрическому хозяйству предприятия

Электронные энергетические паспорта и базы данных для их формирования, разработанные для ряда предприятий Томской области, позволили существенно повысить качество информационного обеспечения при проведении энергетических обследований и сократить трудоемкость получения и обработки исходной информации.

5.3. Расширение функциональных возможностей энергетического паспорта для его использования при формировании графиков планово-предупредительного ремонта

Согласно документу «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» [97] на предприятиях должны быть организованы планово-предупредительные ремонты (ППР) с определенной периодичностью. Средством реализации задач ППР служит система ремонтного обслуживания, основанная на принципах профилактики и плановости [98]. ППР включает комплекс организационно-технических мероприятий по надзору, уходу и ремонтному обслуживанию оборудо-

6. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДОВ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для реализации рассмотренных методов и моделей по проведению комплексных обследований эффективности использования электрической энергии требуется разработка общих направлений и принципов их практического применения для электрических сетей и систем электроснабжения предприятий и организаций. Учитывая существенные отличия как в виде деятельности, так и в характере производственных процессов различных хозяйствующих объектов, создание унифицированных методик и технологий обследования энергоэффективности не представляется возможным. Следовательно, для различных организаций возможно сформулировать только общие принципы обследования энергоэффективности, изложенные в предлагаемых методах и моделях. Для каждого хозяйствующего объекта (или группы однотипных объектов) эти общие положения должны быть дополнены конкретными рекомендациями.

Несмотря на большое многообразие хозяйствующих объектов по видам деятельности, отраслевой принадлежности, форме собственности и пр., можно сформулировать общие принципы в технологии проведения обследования энергоэффективности. При этом следует также руководствоваться типовыми правилами, изложенными в [3].

Общие принципы, которыми рекомендуется руководствоваться при проведении обследования энергоэффективности, заключаются в следующем:

- а) каждый этап должен иметь законченное и самостоятельное значение для того, чтобы после окончания любого этапа можно было сделать вывод либо об окончании обследования, либо о целесообразности дальнейшего продолжения обследования по программе очередного этапа;
- б) последовательность этапов должна быть такой, чтобы реализация предложений по повышению эффективности начиналась с наименее затратных мероприятий с последующим использованием сэкономленных финансовых средств при наименьших сроках окупаемости мероприятий для инвестиций в более затратные мероприятия, разрабатываемые при выполнении последующих этапов:
 - выявление локальных объектов с наибольшим потенциалом энергосбережения или с низкими уровнями надежности и качества энер-

госнабжения при проведении полных (первичных) обследованиях в случаях большой размерности и сложной структуры объекта;

- сбор исходной информации должен осуществляться с использованием стандартных форм в виде опросных листов, близких по структуре и содержанию таблицам основного отчетного документа – энергетического паспорта;
- программа, календарный план, техническое задание, объем финансирования работ по проведению обследования энергоэффективности целесообразно проводить после предварительного знакомства энергоаудиторов с содержанием опросных листов, заполненных в соответствующих службах организации, и экспертной оценки потенциала энергосбережения;
- программа проведения работ по обследованию, помимо предложений по повышению энергоэффективности, т. е. плана мероприятий по энергосбережению, может содержать вопросы мониторинга в виде программы сопровождения и авторского надзора по реализации энергосберегающих мер, полученных по результатам обследования.

Очевидно, что расходы, необходимые для обследования, должны быть компенсированы экономией энергоресурсов или экономией финансовых средств, затрачиваемых на приобретение энергоресурсов. Многочисленные обследования предприятий разных форм собственности позволяют утверждать, что экономическая эффективность обследования составляет величину порядка 2...4 руб. на 1 руб. вложений, а энергетическая эффективность только обследования составляет 3...6 % от потребляемых ресурсов.

6.1. Этапы и технология проведения комплексных энергетических обследований

Независимо от вида и продолжительности энергетические обследования рекомендуется выполнять в четыре стадии:

- стадия 1 – предварительная;
- стадия 2 – обследование по документам и статистической отчетности;
- стадия 3 – приборные измерения и испытания;
- стадия 4 – заключительная.

Количество этапов, содержание и продолжительность каждого, состав привлекаемых к обследованию экспертов определяется договором, но в любом случае все четыре стадии в той или иной степени необходимы. План обследования согласовывается с руководством обследуемого предприятия и региональным управлением Госэнергонадзора. Составление, заполнение и сверка опросных листов, осуществляемые на первой стадии, является необходимой и обязательной частью обследования. Качество опросных листов во многом определяет качество итогового

документа. В зависимости от назначения и глубины энергетического обследования содержание опросного листа может быть различным. Согласование содержания опросного листа осуществляется в момент составления и подписания плана и программы обследования.

Руководствуясь рассмотренными принципами, типовой план энергетического обследования промышленного предприятия может быть представлен в следующем виде [92]:

I этап (предварительный)

- 1.1. Заполнение опросных листов в энергослужбах и отделах предприятия.
- 1.2. Сверка опросных листов энергоаудитором с выездом на объекты предприятия и осмотром энергохозяйства.
- 1.3. Составление техзадания, программы, календарного плана обследования предприятия, определение суммы договора на обследование с учетом результатов предварительной (экспертной) оценки потенциала энергосбережения, а также общей трудоемкости работ.
- 1.4. Оформление и подписание договора на проведение обследования.

II этап (документальный)

- 2.1. Анализ договоров с энергоснабжающими организациями.
- 2.2. Анализ энергетических и финансовых затрат на энергоиспользование.
- 2.3. Проведение расчетов по определению показателей энергетической эффективности:
 - определение составляющих затрат на энергоресурсы в себестоимости продукции предприятия;
 - определение энергоемкости выпускаемой продукции; расчет потерь энергоресурсов в инженерных сетях;
 - определение удельных расходов энергоресурсов на выпуск различных видов продукции;
 - определение степени компенсации реактивной мощности и оценка общего уровня требуемых к установке компенсирующих устройств;
 - определение КПД оборудования;
 - определение показателей надежности системы электроснабжения;
 - определение расходов энергоресурсов на собственные нужды.
- 2.4. Анализ эффективности использования вторичных энергоресурсов.

III этап (приборный)

- 3.1. Проверка состояния систем учета тепла и электроэнергии, контроля качества топлива, его учета.
- 3.2. Проведение необходимых испытаний (экспресс или по полной методике) оборудования.

- 3.3. Тепловизионный контроль зданий, сооружений, элементов тепло- и электроэнергетического оборудования.
- 3.4. Измерение графиков активной и реактивной нагрузок и определение их характеристик.
- 3.5. Измерение режимов электро- и теплопотребления.
- 3.6. Измерение показателей качества электроэнергии.
- 3.7. Измерение показателей энергетической эффективности:
 - измерение коэффициентов загрузки (использования) оборудования;
 - измерение коэффициентов реактивной мощности;
 - измерение удельных расходов энергоресурсов.
- 3.8. Проведение балансовых испытаний оборудования.
- 3.9. Проведение диагностических испытаний оборудования в нормальных и переходных режимах.

IV этап (заключительный)

- 4.1. Составление энергетических балансов:
 - по видам потребляемых энергоресурсов;
 - сводный энергетический баланс предприятия;
 - энергофинансовый баланс.
- 4.2. Разработка плана организационно-технических мероприятий по экономии энергетических и финансовых ресурсов.
- 4.3. Оформление энергетического паспорта предприятия.

6.2. Тестовый пример обследования эффективности использования электрической энергии на промышленном предприятии

Определим показатели эффективности использования электрической энергии на предприятии, схема электроснабжения которого изображена на рис. 6.1 [93, 94].

Исходные данные

1. Параметры кабельной линии:
 $F_{\kappa} = 70 \text{ мм}^2$; $l_{\kappa} = 1 \text{ км}$; $r_0 = 0,26 \text{ ом/км}$; $x_0 = 0,086 \text{ ом/км}$.
2. Параметры трансформаторов T_1 и T_2 :
 $S_{\text{номт}} = 1600 \text{ кВА}$; $\Delta P_{\kappa\kappa} = 16,5 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{xx}} = 2,65 \text{ кВт}$; $\Delta Q_{\text{xx}} = 16 \text{ кВАр}$; $U_{\kappa} = 6 \%$.
3. Параметры КУ: $Q_{\text{ку}_1} = 200 \text{ кВАр}$; $Q_{\text{ку}_2} = 140 \text{ кВАр}$.
4. Параметры нагрузок:
 $S_{H_1} = (450 + j385) \text{ кВА}$; $\text{tg } \varphi_{H_1} = 0,86$; $T_{\text{max}_1} = 4000 \text{ ч}$ (ввода 1),
 $S_{H_2} = (500 + j362) \text{ кВА}$; $\text{tg } \varphi_{H_2} = 0,72$; $T_{\text{max}_2} = 5000 \text{ ч}$ (ввода 2).
5. Параметры электродвигателей напряжением 0,4 кВ D_1, D_2, D_3 :
 $P_{\text{ном}} = 100 \text{ кВт}$; $\cos \varphi = 0,88$; $\eta_{\partial} = 91 \%$; $n = 730 \text{ об/мин}$.
6. Параметры насосных агрегатов:

- насосные агрегаты содержат насос марки Д 2000–21:

$$Q_n = 2000 \text{ м}^3/\text{ч}; H_n = 21 \text{ м.}$$

Характеристики насосных агрегатов представлены в разделе 2.1, на рис. 2.8 и 2.9.

7. Фактические значения потребляемой мощности электродвигателями насосных агрегатов:

- $P_{\text{фак.д1}} = 50 \text{ кВт}; Q_{\text{фак.д1}} = 27 \text{ кВАр};$
- $P_{\text{фак.д2}} = 60 \text{ кВт}; Q_{\text{фак.д2}} = 32,4 \text{ кВАр};$
- $P_{\text{фак.д3}} = 70 \text{ кВт}; Q_{\text{фак.д3}} = 37,8 \text{ кВАр};$

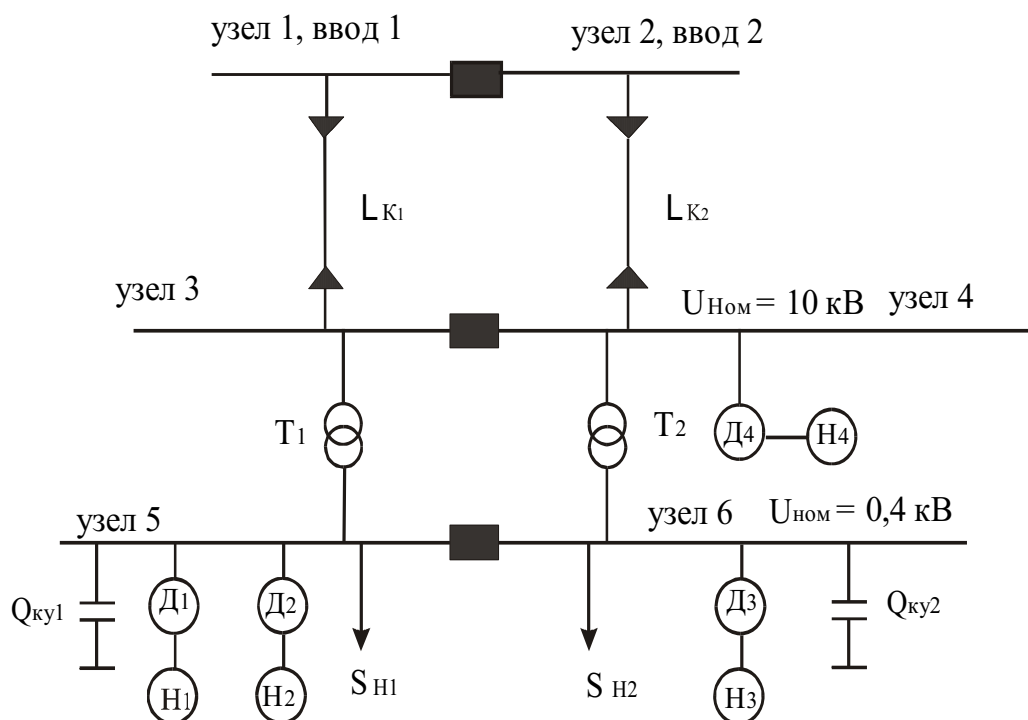


Рис. 6.1. Схема электроснабжения предприятия

Решение

1. 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:

$$Q_3 = 1800 \text{ м}^3/\text{ч}; H_3 = 5 \text{ м}; \eta_{н3} = 70 \text{ \%}.$$

Определяем удельные расходы насосов:

$$j'_{01} = \frac{N_1}{Q_1} = \frac{P_{\text{фак.д1}} \cdot \eta_{д1}}{Q_1} = \frac{50 \cdot 0,91}{200} = 0,2275 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3;$$

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

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

Определяем удельные расходы всего насосного агрегата: насос–двигатель:

$$j_{01} = \frac{j'_{01}}{\eta_{д1}} = \frac{0,2275}{0,91} = 0,25 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3;$$

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

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

Определим удельные расходы электроэнергии насосов при номинальных условиях их работы:

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

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

- для насоса № 1 $\Delta j_0 = \frac{0,25 - 0,037}{0,037} \cdot 100 \text{ \%} = 576 \text{ \%};$

- для насоса № 2 $\Delta j_0 = \frac{0,05 - 0,037}{0,037} \cdot 100 \text{ \%} = 35 \text{ \%}.$

2. Определим коэффициенты использования основного силового оборудования: трансформаторов Т₁ и Т₂, электродвигателей 1–3 и результаты расчета внесем в табл 6.1.

3. Определим потери мощности и электроэнергии, результаты расчета внесем в табл. 6.1.

Сводные показатели эффективности использования электрической энергии по результатам энергетического представлены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

*Сводные показатели эффективности использования
электрической энергии*

№ п/п	Наименование показателя	Един. измерен.	Фактич. значение показателя	Нормативн. значение показателя	Превыш. нормы, %
1	Удельные расходы насосных агрегатов:	кВт·ч/м ³			
1.1	для насоса № 1	кВт·ч/м ³	0,25	0,037	576
1.2	для насоса № 2	кВт·ч/м ³	0,05	0,037	35
1.3	для насоса № 3	кВт·ч/м ³	0,0389	0,037	5
2	Годовые потери электроэнергии	кВт·ч	71820	64600	11
3	Коэффициенты использования	о.е.			
3.1	Трансформ. № 1	о.е.	0,38		
3.2	Трансформ. № 2	о.е.	0,39		
3.3	Двигат. насоса № 1	о.е.	0,5		
3.4	Двигат. насоса № 2	о.е.	0,6		
3.3	Двигат. насоса № 3	о.е.	0,7		
4	Коэфф. реактивн. мощности	о.е.			
4.1	Ввод № 1	о.е.	0,48	0,4	20
4.2	Ввод № 2	о.е.	0,52	0,4	30

Помимо показателей энергоэффективности, полученных путем проведения обследования системы электроснабжения предприятия, определим показатели энергоэффективности по данным энергетического баланса и результатам производственной деятельности предприятия. Баланс по электрической энергии приведен в табл. 6.2.

Анализ приведенного баланса электрической энергии показывает, что общий потенциал энергосбережения составляет 1397,22 тыс. кВт·ч или 14,3 % от общего годового потребления электрической энергии. При этом существенная экономия электрической энергии может быть достигнута путем обеспечения оптимальных режимов насосных агрегатов № 1, 2. Снижение потерь электрической энергии может быть обеспечено, главным образом, за счет установки дополнительной мощности компенсирующих устройств.

Таблица 6.2

Баланс электрической энергии

№ п/п	Статьи расхода	Расход электроэнергии, тыс. кВт·ч		Потенциал энергосбережения, тыс. кВт·ч
		факт	норма	
1	Приход	9760	–	–
2	Расход	9760	8362,78	1397,22
2.1	Технологический расход:	8660	7290	1370
2.1.1	Насос № 1	250	100	150
2.1.2	Насос № 2	300	250	50
2.1.3	Насос № 3	350	350	–
2.1.4	Станочное оборудование механического цеха	4800	4200	600
2.1.5	Компрессорное оборудование	2000	1800	200
2.1.6	Сварочное оборудование	360	340	20
2.2	Хозяйственный расход:	1028,18	1008,18	20
2.2.1	Освещение	200	180	20
2.2.2	Отопление	328,18	328,18	–
2.2.3	Вентиляция	500	500	–
3	Потери	71,82	64,6	7,22
4	Итого			1397,22

Сводный годовой энергетический баланс предприятия и финансовые затраты на приобретение всех видов потребленных энергоресурсов представлен в табл. 6.3. В табл. 6.4 также приведены сведения об объемах выпущенной продукции в денежном выражении.

Таблица 6.3

Сводный годовой энергетический баланс

№ п/п	Вид ТЭР	Годовое потребление ТЭР, т усл. топл	Финансовые за- траты по видам ТЭР, тыс. руб.	Годовой объем выпускаемой продукции, тыс. руб.
1	Электроэнергия	1200	3400	
2	Тепловая энергия	440	370	
3	Газ	540	350	
	Итого	2180	4120	55000

В табл. 6.4 представлены сведения о количестве выпущенной продукции (шт.), о себестоимости отдельных видов продукции и удельных расходах ТЭР на ее производство.

Таблица 6.4

Экономические показатели производственной деятельности предприятия

№ п/п	Наименование продукции	Себестоимость продукции, руб.	Годовой объем продукции, шт.	Удельный расход ТЭР, (т усл. топл./шт.)·10 ⁻³
1	П-1	1000	1000	0,53
2	П-2	2000	4000	0,26
3	П-3	3000	2000	0,79
4	П-4	4000	5000	0,42
5	П-5	5000	4000	0,66

Энергоемкость годового выпуска продукции, согласно формулы (2.10) равна:

$$\mathcal{E} = \frac{W_{\text{пр}}}{\Pi} = \frac{2180}{55000} = 0,0396 \left(\frac{\text{т усл. топл.}}{\text{тыс.руб.}} \right) = 39,64 \left(\frac{\text{т усл. топл.}}{\text{руб.}} \right).$$

Стоимость единицы условного топлива по предприятию, рассчитанная по формуле (2.13), составит:

$$C = \frac{3}{W_{\text{пр}}} = \frac{4120}{2180} = 1890 \left(\frac{\text{руб.}}{\text{т усл. топл.}} \right).$$

Энергетическая составляющая в себестоимости продукции предприятия, согласно выражению (2.15), будет равна:

$$\mathcal{E}C = \mathcal{E} \cdot C \cdot 100\% = 1890 \cdot 39,64 \cdot 10^{-6} = 0,075 \text{ о.е. или } 7,5 \%$$

Удельные расходы ТЭР на выпуск продукции *i*-номенклатуры определены по выражению (2.14) и занесены в табл. 6.5.

Показатели качества электрической энергии определяются по результатам инструментального контроля в соответствии с требованиями ГОСТ 13109–97 и согласно утвержденным методикам [95]. Полученные значения показателей качества электрической энергии представляются в виде табл. 6.5 [94].

Таблица 6.5

Показатели качества электроэнергии

№ п/п	Наименование ПКЭ	Пункты контроля	Время и период контроля	Значение ПКЭ	Потенциал энергосбережения, кВт·ч
1	2	3	4	5	6

При заполнении табл. 6.6 в графе «б» оценивается потенциал энергосбережения по каждому ПКЭ путем анализа возможного экономического ущерба при отклонении фактического показателя от нормативного (или оптимального) значения. Оценка потенциала энергосбережения

по каждому ПКЭ должна производиться с учетом выявления и анализа причин несоответствия фактического значения ПКЭ нормативному.

Для расчета показателей надежности системы электроснабжения предприятия составляется блок-схема, изображенная на рис. 6.2.

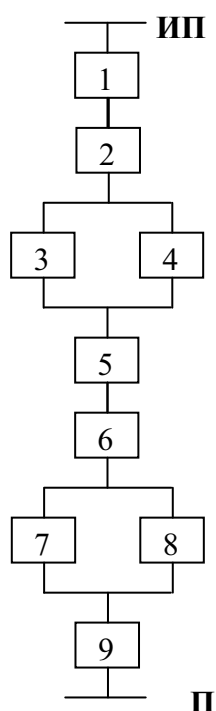


Рис. 6.2. Блок-схема для расчета показателей надежности системы электроснабжения предприятия: 1 – предвключенная сеть; 2 – шины 10 кВ на границе раздела с энергоснабжающей организацией (РУ-1); 3, 4, 5 – блоки, замещающие двухцепную кабельную ЛЭП; 6 – шины 10 кВ двухтрансформаторной подстанции предприятия (РУ-2); 7, 8 – трансформаторы подстанции; 9 – шины 0,4 кВ двухтрансформаторной подстанции предприятия (РУ-3); ИП – источник питания; П – потребители на стороне 0,4 кВ подстанции

Преобразование блок-схемы осуществляется по формулам последовательного и параллельного сложения блоков, представленным в разделе 4.2.3, по специально разработанной программе. В табл. 6.6 представлены результаты расчета показателей надежности кабельных линий 10 кВ, выключателей РУ-10 и РУ-0.4 кВ и трансформаторов 10/0.4 кВ. В табл. 6.6 приведены показатели надежности элементов системы электроснабжения предприятия как в исходном состоянии, так и в процессе последовательного и параллельного сложения блоков. Последняя строка представляет обобщенные (эквивалентные) показатели надежности всей системы электроснабжения.

Результаты расчета надежности системы электроснабжения показывают, что среднее количество отключений питания нагрузки предприятия составляет около одного раза в 25 лет при средней продолжительности отказа 0,3 ч или 18 мин.

Наибольшую долю в полученном количестве отказов вносят РУ-10 кВ (блок 2) и РУ-0.4 кВ (блок 9). Кабельные линии (блоки 3, 4, 5) на уровне надежности практически не сказываются ввиду их небольшой протяженности. Трансформаторы, будучи включенными параллельно, также имеют высокую надежность.

Таблица 6.6

Результаты расчета показателей надежности подстанции для тестового примера
(количество блоков – 9, количество узлов – 8)

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ БЛОКОВ, ВХОДЯЩИХ В БЛОК-СХЕМУ										
№	Н	К	ω	t_B	K_B	ω_B	T_B	K_B	ω_B	K_B
1	1	2	0,01	0,01	1,0E-08	0	0	0	0	0
2	2	3	0,01	0,25	29E-08	1	0	0	0	0
3	3	4	0,0088	0,8	73E-08	9	0,44	0,44	0,44	45,2E-04
4	3	4	0,0088	0,8	73E-08	9	0,44	0,44	0,44	45,2E-04
5	4	5	0,0022	2,5	57E-08	0	0	0	0	0
6	5	6	0,01	0,25	29E-08	1	0,2	0,2	0,2	2,3E-05
7	6	7	0,01	10	1142E-08	6	1	1	1	6,9E-04
8	6	7	0,01	10	1142E-08	6	1	1	1	6,9E-04
9	7	8	0,01	0,25	29E-08	1	0,2	0,2	0,2	2,3E-05
ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЕ СЛОЖЕНИЕ БЛОКОВ										
№ 1	№ 2	№ элемента	ω	t_B	K_B	ω_B	T_B	K_B	ω_B	K_B
1	2	10	0,02	0,13	3E-07	1	0	0	0	0
5	6	11	0,012	0,625	8,6E-07	1	0,2	0,2	0,2	2,3E-05
ПАРАЛЛЕЛЬНОЕ СЛОЖЕНИЕ БЛОКОВ										
№ 1	№ 2	№ элемента	ω	t_B	K_B	ω_B	T_B	K_B	ω_B	K_B
3	4	12	0	0,221	0	0	0	0	0	0
7	8	13	0	0,645	0	0	0	0	0	0
ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЕ СЛОЖЕНИЕ БЛОКОВ										
№ 1	№ 2	№ элемента	ω	t_B	K_B	ω_B	T_B	K_B	ω_B	K_B
10	12	14	0,02	0,13	3E-07	1	0	0	0	0
11	14	15	0,032	0,316	1,15E-06	2	0,1	0,1	0,1	2,3E-05
13	15	16	0,032	0,316	1,15E-06	2	0,1	0,1	0,1	2,3E-05
9	16	17	0,042	0,3	1,44E-06	3	0,133	0,133	0,133	4,6E-05

Для совокупной оценки качества электроснабжения рассматриваемого предприятия и нахождения «определяющих» показателей эффективности использования электрической энергии, необходимо определить потенциалы энергосбережения по каждому показателю энергоэффективности, по которому проводилось энергетическое обследование. Для этого предлагается произвести распределение показателей энергоэффективности по принципу, рассмотренному в разделе 1.2. Данное распределение показателей энергоэффективности представлено в табл. 6.7.

Согласно табл. 6.7, наибольший частный потенциал энергосбережения приходится на показатель эффективности, характеризующий загрузку сети и оборудования (коэффициент использования), что связано с повышением КПД оборудования и производительности насосного агрегата.

Однако повышение величины коэффициента использования может давать и отрицательный эффект в виде увеличения потерь электроэнергии в сети. В целом, положительный эффект от повышения уровня загрузки оборудования существенно превышает отрицательный эффект от повышения потерь электроэнергии в сети. Поэтому в качестве главного мероприятия по повышению эффективности использования электрической энергии на предприятии следует считать повышение коэффициента использования оборудования. Для насосного агрегата повышение коэффициента использования может быть достигнуто путем правильного выбора мощности электродвигателя, повышения качества выполненного ремонта, а также применения частотного регулирования скорости вращения. Для трансформаторов на подстанциях повышение коэффициента использования может быть достигнуто за счет отключения слабозагруженных трансформаторов или перераспределения их нагрузки.

Для реальных объектов электроснабжения по результатам проведенных энергетических обследований при наличии значительного числа показателей энергоэффективности по различным компонентам, указанный подход, помимо вопросов, рассмотренных в примере, позволяет решать следующие задачи:

- определять зависимости потенциала энергосбережения по различным показателям энергоэффективности и функции его приращения;
- определять зависимости, в том числе корреляционные, между различными показателями энергоэффективности;
- осуществлять выбор оптимального плана энергосбережения по сценарию первоочередного снижения потенциала энергосбережения по тому показателю, по которому имеются максимальное значение приращения потенциала.

По результатам проведенного энергетического обследования разрабатывается план организационно-технических мероприятий (табл. 6.8) и оформляется энергетический паспорт предприятия.

Таблица 6.7

Распределения показателей энергоэффективности для оценки качества электроснабжения

№ п/п	Наименование «определяющего» показателя энергоэффективности	Влияющие факторы («вспомогательные» показатели) и их вклад в потенциал энергосбережения по «определяющему» показателю, кВт·ч					Общий потенциал энергосбережения по «определяющим» показателям, кВт·ч
		Удельный расход электроэнергии	Установившееся отклонение напряжения	Коэффициент реактивной мощности	Потери электроэнергии	Коэффициент использования (загрузки)	
1	Удельный расход электроэнергии	–	50000	10000	–30000	170000	200000
2	Установившееся отклонение напряжения	–	–	30000	1000	–	31000
3	Коэффициент реактивной мощности	–	500	–	30000	20000	50500
4	Потери электроэнергии	–500	1000	6700	–	15000	22200
5	Коэффициент использования (загрузки)	–	6700	20000	5000	–	31700
Частный потенциал энергосбережения по «вспомогательным» показателям		–500	58200	66700	6000	205000	335400

Таблица 6.8

План мероприятий по энергосбережению

№ п/п	Наименование мероприятий	Затраты, тыс. руб.	Экономический эффект		Срок окупаемо- сти, лет
			тыс. кВт·ч	тыс. руб.	
I. Организационные (малозатратные) мероприятия					
1	Корректировка договоров с энергоснабжающими организациями				
1.1	Пересмотр норм потерь электроэнергии по договору				
1.2	Внедрение в практику входящего контроля платежных документов за потребление ТЭР				
1.3	Повышение ответственности энергоснабжающей организации по обеспечению надлежащего качества электроэнергии				
1.4	Исключение из договора условий применения штрафных санкций за невыполнение договорных объемов электропотребления				
2	Установление норм удельного расхода ТЭР по основным видам продукции и организация их контроля				

Окончание табл. 6.8

№ п/п	Наименование мероприятий	Затраты, тыс. руб.	Экономический эффект		Срок окупаемости, лет
			тыс. кВт·ч	тыс. руб.	
II. Технические (затратные) мероприятия					
1	Модернизация системы компенсации реактивной мощности				
2	Перенос пункта коммерческого учета электроэнергии на границу раздела балансовой принадлежности				
3	Установка электросчетчиков для применения тарифов на электроэнергию, дифференцированных по зонам суток				
4	Мероприятия по оптимизации работы насосного оборудования				
4.1	Замена насосного агрегата № 1 на новый				
4.2	Ремонт насосного агрегата № 2				

Примечание. Мероприятия по нормализации договорных отношений с энергоснабжающей организацией направлены на устранение противоречий, возникающих по причине невыполнения требований существующих нормативно-технических документов по энергоснабжению и положений Гражданского кодекса Российской Федерации. Рассмотренные мероприятия являются типичными и распространенными для большинства обследованных предприятий.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон РФ «Об энергосбережении» № 28-ФЗ от 3 апреля 1996 г.
2. ГОСТ Р 51541–99. Энергетическая эффективность. Состав показателей. – М.: Издательство стандартов, 2000.
3. Правила проведения энергетических обследований организаций. Утверждены Минтопэнерго РФ 25.03. 1998. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
4. ГОСТ Р 51379–99. Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов. – М.: Издательство стандартов, 1999.
5. Варнавский Б.П., Колесников А.И, Федоров М.Н.. Энергоаудит объектов коммунального хозяйства и промышленных предприятий. – М.: МИКСиС, 1998. – 214 с.
6. ГОСТ 13109–97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Издательство стандартов, 1997.
7. ГОСТ 27.002–89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 37 с.
8. Управление мощными энергообъединениями / под ред. С.А. Совалова. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 256 с.
9. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с.
10. Энергетический баланс (Некоторые вопросы теории и практики) / под ред. А.М. Некрасова. – М.: Энергия, 1971. – 184 с.
11. ГОСТ 27322–87. Энергобаланс промышленного предприятия. Общие положения. – М.: Издательство стандартов, 1987. – 12 с.
12. Алексеева Т.И., Литвак В.В, Маркман Г.З., Ушаков В.Я., Харлов Н.Н. Энергосбережение в регионах с отрицательными среднегодовыми температурами // Материалы докладов Первой Нижневолжской научно-практической конференции «Энергосбережение и энергообеспечение на базе возобновляемых источников энергии и нетрадиционных технологий». – Волжский, 2002. – 7 с.
13. Временная методика расчета норм расхода и нормативной потребности в природном газе и электроэнергии для магистрального транспорта газа. ОАО «Газпром». – Москва, 2001.
14. Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н. Энергосбережение и качество электрической энергии в энергосистемах. – Томск: Издательство ТПУ, 2002. – 132 с.

15. Маркман П.Г., Харлов Н.Н., Маркман Г.З. Определение удельных расходов электроэнергии насосных агрегатов нефтяных месторождений // Материалы докладов десятой Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность». – Томск, 2004. – 4 с.
16. Литвак В.В., Маркман Г.З., Яворский М.И. Энергофинансовый баланс предприятия // Промышленная энергетика. – 2004. – № 5.
17. Литвак В.В., Маркман Г.З. Энергофинансовый баланс энергокомпании // Всероссийская научно-техническая конференция «Энергосистема: управление, качество, конкуренция». – Екатеринбург, 2004.
18. Литвак В.В., Маркман Г.З. Энергофинансовый баланс промышленного предприятия // Материалы Международной научно-технической конференции «Электроэнергия и будущее цивилизации». – Томск, 2004.
19. Борисов Е.И., Лысков И.М., Александров Д.Ю., Борисова Е.Е. // Экономика и финансы электроэнергетики. – 2003. – № 9. – С. 159–162.
20. Литвак В.В. Основы регионального энергосбережения (научно-технические и производственные аспекты). – Томск: Издательство НТЛ, 2002. – 300 с.
21. Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н., Яворский М.И. Пути повышения энергетической эффективности энергоснабжающей организации // Материалы докладов десятой Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность». – Томск, 2004. – С. 320–322.
22. Литвак В.В., Яворский М.И. Универсальная шкала энергетической эффективности // Промышленная энергетика. – 2002. – № 5. – С. 4–6.
23. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке. Утверждены постановлением ФЭК 31.7.2002 г., № 49 – Э/8 // Экономика и финансы электроэнергетики. – 2002. – № 11.
24. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. – М.: Энергоиздат, 1981. – 197 с.
25. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 239 с.
26. Вершинин П.П., Хашпер Л.Я. Применение синхронных электроприводов в металлургии. – М.: Металлургия, 1974. – 270 с.
27. Готман В.И., Маркман Г.З., Харлов Н.Н., Маркман П.Г. Обоснование оптимальной мощности компенсирующих устройств для снижения потерь электроэнергии на Вахском месторождении ОАО «Томскнефть» ВНК // Материалы докладов 3-го Всероссийского сове-

- щания «Энергосбережение и энергетическая безопасность регионов России». – Томск, 2002. – С. 56–57.
28. Вольдек А.И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1974. – 840 с.
 29. Волков М.В., Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н. Оптимизация выбора формы оплаты за электрическую энергию в условиях действия тарифного меню // Материалы докладов 5-го Всероссийского совещания «Энергосбережение и энергетическая безопасность регионов России». – Томск, 2004. – С. 149–151.
 30. Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н., Лебедев Н.В. Особенности режимов компенсирующих устройств в системе электроснабжения Томского нефтехимического комбината // Промышленная энергетика. – 1988. – № 11. – С. 45–46.
 31. Маркман Г.З., Харлов Н.Н. Решение задачи автоматического регулирования компенсирующих устройств на ТНХК // Тезисы докладов 2-го отраслевого совещания «Проблемы и перспективы развития ПО ТНХК». – Томск, 1988.
 32. Маркман Г.З., Харлов Н.Н. Использование автоматических регуляторов типа АРКОН в условиях несинусоидального напряжения // Тезисы докладов научно-технической конференции «Повышение эффективности электроснабжения на промышленных предприятиях». – Челябинск, 1990.
 33. Великосельский Н.П., Литвак В.В., Маркман Г.З., Тарбоков А.А., Харлов Н.Н. Модернизация схемы автоматического регулятора реактивной мощности для работы в условиях несинусоидальных режимов электроснабжения ПО «ТНХК // Тезисы докладов 4-го отраслевого совещания «Проблемы и перспективы развития ПО ТНХК». – Томск, 1990.
 34. Маркман Г.З. О снижении компенсирующего эффекта батарей косинусных конденсаторов при наличии высших гармоник // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 1976. – Т. 295.
 35. Жежеленко И.В., Рабинович М.Л., Божко В.М. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. – К.: Техника, 1981. – 160 с.
 36. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Об определении характеристик нагрузки по напряжению методом пассивного эксперимента // Электричество. – 1972. – № 2.
 37. Коновалов Ю.С., Кугелевичус И.Б. О возможности определения статических характеристик нагрузки методами математической статистики // Электричество. – 1968. – № 3.

38. Баркан Я.Д. Вероятностные взаимосвязи между параметрами оптимальных режимов сетей энергетических систем // Известия Академии наук Латвийской ССР. – 1973. – № 1.
39. Валов Б.М., Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н. Контроль качества электрической энергии. – Томск: Издательство ТПУ, 1982. – 95 с.
40. Митропольский А.К. Техника статистических вычислений. – М.: Наука, 1971. – 576 с.
41. А. с. СССР № 920776. Устройство для определения коэффициентов крутизны характеристик нагрузки по напряжению / Г.З. Маркман, В.В. Литвак. – Опубл. 15.04.1982, Бюл. № 14.
42. Маркман Г.З., Уланов О.И. К вопросу об оценке значимости взаимосвязей между параметрами режима узлов электрической сети // Материалы региональной научно-практической конференции «Молодые ученые и специалисты – народному хозяйству». – Томск, 1977. – С. 179–181.
43. Маркман Г.З. Оценка качества напряжения в электрических распределительных сетях на основе регрессионных связей режимов напряжения и нагрузки. – Деп. в «Информэлектро» 21.03.1977, № 39-д/79.
44. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. – М.: Наука, 1969.
45. Маркушевич Н.С. Автоматизация статистического анализа качества напряжения: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Рига, 1966.
46. Баркан Я.Д. Регрессионные принципы автоматического управления режимом электрических сетей: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – М, 1974.
47. Баркан Я.Д. О вероятностных взаимосвязях между параметрами режимов узлов электрических систем // Известия АН ЛССР. – 1973. – № 1.
48. Козырев В.Д., Маркман Г.З. Регрессионная модель узла с комплексной нагрузкой // Тезисы докладов 9-й Всесоюзной научной конференции «Моделирование электроэнергетических систем». – Рига, 1987. – С. 309–311.
49. Борисов Р.И., Готман В.И., Хрущев Ю.В. К единому алгоритму расчета статической устойчивости и изменений установившегося режима электрической системы // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 1972. – Т. 227. – С. 77–79.
50. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. РД 153-34.0-15. 501-00. – М.: Энергосервис, 2001. – 76 с.
51. Вальд А. Последовательный анализ. – М.: Физматгиз, 1960.

52. Маркман Г.З. Регрессионные методы анализа качества электрической энергии в распределительных сетях: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 1979.
53. Аберсон М.Л. Оптимизация регулирования напряжения. – М.: Энергия, 1975.
54. Литвак В.В., Маркман Г.З., Прокопчик В.В. Погрешности измерения высших гармоник тока в системах с вентильными преобразователями // Электрификация металлургических предприятий Сибири. – Томск, 1976. – Т. 3. – С. 79–84.
55. Литвак В.В., Маркман Г.З., Прокопчик В.В. Погрешности измерительных трансформаторов тока при анализе спектрального состава тока нагрузки // Известия высших учебных заведений «Энергетика». – 1976. – № 6. – С. 14–17.
56. Казанский В. Е. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты. – М.: «Энергия», 1969.
57. Вавин В.Н. Трансформаторы тока. – М.: «Энергия», 1966.
58. Маркман Г.З., Харлов Н.Н. О возможности измерения спектрального состава тока нагрузки с помощью трансреакторов. – Деп. в «Информэлектро» 20.08.1981, № 39Д/1-66.
59. А. с. СССР № 736264. Устройство для автоматического регулирования напряжения узла электрической сети / В.В. Литвак, Г.З. Маркман, В.В. Прокопчик; опубл. 25.05.1980, Бюл. № 13.
60. Валов Б.М., Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н. Качество энергии в электрических сетях. – Томск: Издательство ТПУ, 1983. – 82 с.
61. Баркан Я.Д., Маркушевич Н.С. Использование статистической информации о качестве напряжения в электрических сетях. – М.: Энергия, 1972. – 119 с.
62. А. с. СССР № 1504721. Устройство для автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности / С.Г. Слюсаренко, В.И. Готман, Г.З. Маркман, Н.Н. Харлов; опубл. 30.08.1989, Бюл. № 32.
63. Курец В.И., Маркман Г.З., Филатов Г.П. Исследование несинусоидальных режимов при работе электроимпульсных установок // Электронная обработка металлов. – 1985. – № 3. – С. 43–45.
64. Курец В.И., Маркман Г.З., Филатов Г.П. Повышение эффективности регулирования режимов электроимпульсных установок путем использования фильтрокомпенсирующих устройств // Электронная обработка металлов. – 1984. – № 4. – С. 79–81.
65. Воробьев А.А. Высоковольтное испытательное оборудование и измерения. – М.: Энергия, 1960. – 584 с.
66. Аввакумов В.Г. Мощность потерь при несинусоидальном напряжении // Электротехника. – 1964. – № 2. – С. 9–12.

67. Курец В.И. Генератор импульсов на 250 кВ для электроимпульсной технологии // Приборы и техника эксперимента. – 1981. – № 1. – С. 119–120.
68. Веников В.А. Дальние электропередачи. – М.: Госэнергоиздат, 1960.
69. Файбисович В.А. Определение параметров электрических систем: новые методы экспериментального определения. – М.: Энергоиздат, 1982. – 120 с.
70. Маркман Г.З. Разработка технических средств оперативного контроля статической устойчивости по различным критериям. – Деп. в «Информэнерго» 14.11.1988, № 2826-эн88.
71. Готман В.И., Маркман Г.З., Тарбоков А.А. Принципы оперативного контроля статической устойчивости энергосистем аппаратурными средствами // Тезисы докладов к Всесоюзному научно-техническому совещанию «Вопросы устойчивости и надежности энергосистемы СССР». – Душанбе, 1989. – С. 112–113.
72. Литвак В.В., Маркман Г.З., Тарбоков А.А. Совершенствование информационно-математической модели энергосистем в задачах устойчивости // Тезисы докладов 9-ой Всесоюзной научной конференции «Моделирование электроэнергетических систем». – Рига, 1987.
73. Литвак В.В., Маркман Г.З., Тарбоков А.А., Харлов Н.Н. Пути повышения надежности и устойчивости электроснабжения потребителей нефтегазового комплекса // Тезисы докладов Всесоюзной научно-технического семинара «Энергетика: экология, надежность, безопасность». – Томск, 1994.
74. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979.
75. А. с. СССР № 1196910. Устройство для вычисления коэффициента запаса статической устойчивости узла нагрузки электрической сети / Г.З. Маркман, В.И. Готман, А.А. Тарбоков; опубл. 1985, Бюл № 45.
76. Либова Л.Е. Статистический метод определения регулирующих эффектов нагрузки по напряжению // Труды ВНИИЭ. – М.: Энергия, 1974. – Вып. 6. – С. 137–144.
77. Буевич В.В., Герценберг Г.Р. и др. Косвенное измерение синхронизирующей мощности для сохранения заданного запаса статической устойчивости ВЛ // Электричество. – 1972. – № 2. – С. 18–20.
78. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. – Новосибирск: Наука, 1989. – 328 с.
79. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 1974. – 176 с.

80. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. – М.: Высш. шк., 1984. – 256 с.
81. Королев С.Г., Синчугов Ф.И. Нормирование надежности электрических сетей энергосистем и систем электроснабжения потребителей // Электрические станции. – 1987. – № 5. – С. 44–49.
82. Савельев В.А., Назарычев А.Н. Состав нормирующих показателей при автоматической оценке технического состояния электротехнического оборудования // Методические вопросы исследования больших систем энергетики. Нормативные требования к надежности систем энергетики и их использование. – Новосибирск: Наука, 1986. – Вып. 31. – С. 161–166.
83. Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н. О возможности параллельной работы Томской и Тюменской энергосистем // Тезисы докл. к Всесоюзному научно-техническому совещанию «Вопросы устойчивости и надежности энергосистемы СССР». – Л, 1989. – С. 135–137.
84. Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н., Лебедев Н.В. Вероятностные характеристики угла расхождения векторов напряжения электрических систем // Анализ и управление режимами систем электроснабжения в условиях неопределенности. – Новосибирск, 1990. – С. 81–84.
85. Литвак В.В., Маркман Г.З., Лебедев Н.В. Измерения угла расхождения векторов напряжения Томской и Тюменской энергосистем // Процессы и режимы электрических систем. – Томск, 1990. – С. 55–59.
86. Методические указания по устойчивости энергосистем // Приказ Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 277. – М.: Издательство ЭНАС, 2004.
87. Копьев В.Н., Маркман Г.З., Маркман П.Г. Энергетический паспорт предприятия // Свидетельство об официальной регистрации базы данных № 2003620152 от 25.11.2003 г., выданное Российским агентством по патентам и товарным знакам.
88. Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н. Энергетический паспорт предприятия // Тезисы докладов 3-го отраслевого совещания «Проблемы и перспективы развития ПО ТНХК». – Томск, 1989.
89. Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н. Энергетический паспорт ПО «ТНХК» // Тезисы докладов 5-го отраслевого совещания «Проблемы и перспективы развития ПО ТНХК». – Томск, 1991. – С. 91–92.
90. Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н. Энергетический паспорт ПО ТНХК // Пластические массы. – 1992. – № 6. – С. 5–8.
91. Литвак В.В., Маркман Г.З., Райскин И.З., Харлов Н.Н. Разработка и использование энергетического паспорта в управлении энергохозяйством муниципального предприятия «Томскводоканал» // Из-

- вестия жилищно-коммунальной академии «Городское хозяйство и экология». – 1995. – № 3. – С. 52–56.
92. Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н. Энергосбережение и качество электрической энергии в энергосистемах. – Томск: Издательство ТПУ, 2004. – 162 с.
 93. Андрианов Ю.М., Лопатин М.В. Квалиметрические аспекты управления качеством новой техники. – Л.: Издательство Ленинградского ун-та, 1983. – 288 с.
 94. Литвак В.В., Силич В.А., Яворский М.И. Региональный вектор энергосбережения. – Томск: STT, 2001. – 342 с.
 95. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть I. – М.: Энергосервис, 2001. – 76 с.
 96. Страхов С.В. Современное состояние и области применения метода мгновенных значений для расчета переходных электромеханических и электромагнитных процессов в электрических системах // Автоматика и электромеханика. – М.: Наука, 1973. – С. 93–108.
 97. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 288 с.
 98. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. Управление энергетикой предприятия. – М.: Энергия, 1979. – 296 с.
 99. Приказ Минэнерго РФ от 28.12.2000 г. № 167 «О признании утратившими силу инструкции «О порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию и дополнений к ней». Зарегистрировано в Минюсте РФ 19.02.2001 № 2582.
 100. Федеральный закон об электроэнергетике № 35-ФЗ.
 101. Кушнарев Ф.А., Апсуваев А.У., Свешников В.И. Реактивная мощность – товар, реализуемый на розничном рынке мощности и энергии // Вести в электроэнергетике. – М.: ЗАО «НТФ Энергопрогресс», 2004. – С. 34–35.
 102. Волков М.В., Литвак В.В., Маркман Г.З. Модель энергетического и финансового потокораспределения // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2005. – № 5. – С. 140–145.
 103. Богатырев Л.Л., Мезенцев П.Е., Мызин А.Л. и др. Моделирование состояния и прогнозирование развития региональных экономических и энергетических систем. – М.: Экономика, 2004. – 462 с.
 104. Маркман Г.З., Харлов Н.Н., Ефремов В.В., Маркман П.Г. Нормирование удельных расходов электроэнергии насосных агрегатов // Материалы двенадцатой Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность». – Томск, 2006. – С. 116–118.

105. Маркман Г.З. Задачи выбора и классификации показателей энергоэффективности при проведении комплексных энергетических обследований // Материалы Всероссийской научно-технической конференции: «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования». – Томск, 2006. – С. 39–41.
106. Маркман Г.З., Харлов Н.Н., Ефремов В.В., Маркман П.Г. Регрессионный анализ удельных расходов электроэнергии насосных агрегатов // Материалы докладов 7-го Всероссийского совещания «Энергосбережение и энергетическая безопасность регионов России». – Томск, 2006. – С. 66–67.
107. Жежеленко И.В. Нормирование уровней гармоник с учетом экономического ущерба // Электричество. – 1976. – № 5. – С. 64–68.
108. Маркман Г.З. Компоненты эффективности использования электрической энергии и методы их определения. – Томск.: Издательство ТПУ, 2005. – 277 с.
109. Маркман Г.З., Литвак В.В. Повышение эффективности информационного обеспечения энергетических обследований // Промышленная энергетика. – 2006. – № 6. – С. 2–5.
110. Маркман Г.З., Готман В.И., Маркман П.Г. Задачи обследования системы компенсации реактивной мощности // Промышленная энергетика. – 2006. – № 8. – С. 50–55.
111. Маркман Г.З. Оценка качества электроснабжения потребителей // Промышленная энергетика. – 2007. – № 8. – С. 30–33.

Учебное издание

МАРКМАН Григорий Зямович

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Учебное пособие

Научный редактор
доктор технических наук,
профессор

В.Я. Ушаков

Редактор

А.В. Высоцкая

Верстка

Д.В. Сотникова

Дизайн обложки


*О.Ю. Аршинова
О.А. Дмитриев*

Подписано к печати 10.12.2008. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 10,70. Уч.-изд. л. 9,67.
Заказ 890. Тираж 200 экз.



Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.