

Министерство образования и науки Республики Казахстан
Костанайский региональный университет им. А. Байтурсынова
Инженерно-технический институт
Кафедра электроэнергетики

И.В.Кошкин, А.Б.Утегулов

Основы рационального использования энергопотребления

Учебное пособие

Костанай, 2020

УДК 621.31(075.8)

ББК 31.29я73

К 76

Авторы:

Кошкин Игорь Владимирович, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроэнергетики» КРУ имени А.Байтурсынова;

Утегулов Арман Болатбекович, кандидат технических наук, ассоциированный профессор кафедры «Электроснабжения» КазАТУ имени С.Сейфуллина.

Рецензенты:

Кушнир Валентина Геннадьевна – доктор технических наук, профессор кафедры «Машин, тракторов и автомобилей» КРУ имени А.Байтурсынова

Тлеуленова Гульшат Толеувна – доктор PhD, старший преподаватель кафедры «Проектирование зданий и сооружений» Евразийского национального университета имени Л.Н. Гумилева

Сапа Владимир Юрьевич – кандидат технических наук, доцент, кафедры «Электроэнергетики» КРУ имени А.Байтурсынова

Кошкин И.В.

К 76 Основы рационального использования энергопотребления: Учебное пособие.– Костанай: КРУ имени А. Байтурсынова, 2020. – 116 с.

ISBN 978-601-7640-80-4

В учебном пособии включены основные положения и вопросы состояния и развития энергетики Казахстана, вопросы потерь электроэнергии, принципы проведения энергоаудита, основы энергосбережения и энергоэффективности, принципы построения САУ технологическими процессами производства, а также вопросы применения ВИЭ.

Предназначено для магистрантов ОП Электроэнергетика и студентов технических специальностей, преподавателям высших учебных заведений, а также для самостоятельной подготовки специалистов, ответственных за энергопотребление, энергосбережение, энергоаудит и энергоэффективность во всех отраслях производства.

УДК 621.31(075.8)

ББК 31.29я73

К76

Утверждено и рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом Костанайского регионального университета имени А.Байтурсынова, _____2020г., протокол № __.

ISBN 978-601-7640-80-4

© Костанайский региональный университет им.А.Байтурсынова
© Кошкин И.В., Утегулов А.Б., 2020

Содержание

Введение	4
Тема 1 Стратегия развития энергетики РК	5
Тема 2 Энергоаудит и энергосберегающие мероприятия	23
Тема 3 Потери электроэнергии	28
Тема 4 Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ)	38
Тема 5 Энергосбережение.....	50
Практические задания	73
Заключение	114
Список использованных источников	115

Введение

Эффективное использование энергии - ключ к успешному решению экологической проблемы!

Эффективность, безопасность, надежность и экономичность работы теплоэнергетических и электротехнических установок во многом определяются совершенством и правильностью выбора теплогенерирующих, тепловых и электрических систем, оборудования и приборов, своевременностью и качеством проведения пусконаладочных работ, квалификацией и степенью подготовки обслуживающего персонала. Энергосбережение и оптимизация систем производства и распределения тепловой и электрической энергии, корректировка энергетических и водных балансов позволяют улучшить перспективы развития теплоэнергетики и повысить технико-экономические показатели.

Альтернативы энергосбережению в настоящее время, безусловно, нет.

Поэтому знания принципов работы, расчета и эксплуатации теплоэнергетического и электротехнического оборудования позволяют определить – где, что, в каких количествах, куда и почему теряется. Покрытие дефицита энергии следует осуществлять за счет таких ее источников, которые обладали бы уникальными свойствами: были возобновляемыми, экологически чистыми и не приводили бы к поступлению на планету дополнительного количества теплоты.

Учебное пособие включает ряд разделов, предназначенных для энергетиков, работников промышленных предприятий и научных работников, занимающихся вопросами энергопотребления, энергосбережения, энергоаудита и энергоэффективности во всех отраслях производства, на транспорте и в жилищно-коммунальном хозяйстве. В учебном пособии проанализированы состояние энергетики Республики Казахстан, ее тенденции развития, основные положения, структура, содержание и мероприятия энергосбережения и энергоаудита в вопросах электроэнергетики, теплотехнологиях, системах электроснабжения и тепловых сетях. Приведены методики и рекомендации по расчету теплового баланса, энергоэффективности оборудования, позволяющие выбрать энергосберегающий режим работы различных тепловых и электротехнических установок. Рассмотрены методические указания по проведению энергетических обследований.

Учебное пособие позволяет приобрести практические навыки в разработке мероприятий по экономии тепловой и электрической энергии, топлива и материалов, более глубоко усвоить теоретические положения и ознакомиться с действующими нормативными и справочными материалами.

Учебное пособие также написана в соответствии с учебной программой и предназначена при изучении дисциплины «Рациональное энергоиспользование», по образовательной программе «Электроэнергетика» при подготовке магистров техники и технологии.

Тема 1: Стратегия развития энергетики РК

Цель: Ознакомление с основными понятиями дисциплины. Стратегия развития энергосбережения РК. Понятие энергоэффективности.

План:

1. Стратегия развития энергетики РК;
2. Закон об «электроэнергетике».

Стратегия развития энергетики РК

Электроэнергетика является важнейшим сегментом топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны, надежно обеспечивая на базе единой энергетической системы потребности экономики в электроэнергии и тепле.

Значительный рост потребности в электрической энергии потребует, безусловно, решения вопроса обеспечения ее электроэнергией от собственных генерирующих источников. Данную проблему необходимо решать путем реабилитации, реконструкции и модернизации существующего оборудования электростанций и ввода новых энергоисточников.

Существующие в настоящее время генерирующие мощности Казахстана способны произвести до 82-84 млрд. кВт. ч электроэнергии.

Распоряжением Премьер-министра РК от 31 мая 2007 года утвержден План мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2007-2015 годы. В рамках реализации Плана мероприятий были разработаны: перечень объектов электроэнергетики подлежащих реконструкции, модернизации и расширению, а также строительства новых энергетических объектов на 2009-2015 годы, баланс электроэнергии РК до 2015 года.

На данном этапе электроэнергетическая отрасль полностью обеспечивает потребности промышленности и населения Казахстана в электрической и тепловой энергии.

В 2008 году объем производства и потребления электроэнергии по стране составили 80,1 и 80,6 млрд. кВтч, соответственно. При этом импорт – 0,9 млрд. кВтч, экспорт – 0,4 млрд. кВтч.

В 2009 году выработка электроэнергии в объеме 78,7 млрд. кВтч, при потреблении 77,8 млрд. кВтч, что составило 98,2 % и 96,5 % к уровню прошлого года, соответственно. При этом импорт – 0,92 млрд. кВтч, экспорт – 1,84 млрд. кВтч.

Необходимо отметить, что реализация программы индустриально-инновационного развития потребует обеспечения прироста электроэнергии в нашей стране. Согласно перспективному балансу к 2015 году потребление электроэнергии ожидается на уровне 100,5 млрд. кВтч.

Для обеспечения форсированного индустриально-инновационного развития экономики Казахстана и прироста потребления электроэнергии реализуются следующие инвестиционные проекты:

- Строительство Мойнакской ГЭС мощностью 300 МВт. Завершение строительства ГЭС намечается в декабре 2011 года.

- Строительство Балхашской ТЭС, мощность первой очереди – 1320 МВт.

- В марте подписано Рамочное соглашение между АО «Самрук-Энерго» и южнокорейскими Консорциумом компаний «KEPCO» и «SAMSUNG» об основных принципах стратегического партнерства по реализации проекта строительства Балхашской ТЭС.

- Расширение и реконструкция Экибастузской ГРЭС-2 с установкой энергоблока станционного № 3 мощностью 500 МВт

- Ведется работа с Банком Развития Казахстана, Евразийским Банком Развития и Внешэкономбанком по организации финансирования. Начаты предварительные переговоры с производителями оборудования, потенциальными подрядчиками.

- Проект модернизации и реконструкции Экибастузской ГРЭС-1

Проектом предусматривается в 2013-2015 годах восстановление 3-х неработающих энергоблоков мощностью 500 МВт, каждый (блок №8 в 2012 году, блок № 2 в 2014 - 2015 годах и энергоблок №1 в 2016-2017 годах) и реконструкция действующих энергоблоков.

- Строительство газотурбинной электростанции мощностью 54 МВт в г. Уральске. Срок реализации проекта – 2008 – 2010 гг.

- Строительство газотурбинной электростанции на месторождении «Акшабулак» мощностью 87 МВт

Для системного решения вопроса развития электроэнергетической отрасли Министерством разработаны ряд законодательных и подзаконных актов поддержанные Парламентом и Правительством РК.

Законом «Об электроэнергетике» введен новый механизм тарифообразования в электроэнергетике для энергопроизводящих организаций (электростанций), который предусматривает введение предельных, расчетных и индивидуальных тарифов на электроэнергию и выполнение энергопроизводящими организациями инвестиционных обязательств по реконструкции, модернизации, расширению и новому строительству энергогенерирующих мощностей.

В рамках этого Закона энергопроизводящими организациями приняты инвестиционные обязательства и подписаны соглашения по их исполнению с Министерством энергетики и минеральных ресурсов.

В настоящее время подписаны 33 соглашения на общую сумму инвестиций на 2009 год в размере более 60 млрд. тенге.

Утверждена Концепция дальнейшего совершенствования рыночных отношений в электроэнергетике Республики Казахстан и разработан План мероприятий по ее реализации, которой определяются основные направления рыночных преобразований в электроэнергетике на среднесрочный период с 2009 года и последующие годы, предусматривающих принятие необходимых мер по повышению эффективности функционирования отрасли, создания условий для привлечения инвестиций для строительства новых и модернизации действующих мощностей, обеспечению надежности энергоснабжения.

Реализация Плана мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2007-2015 годы обеспечит необходимый для экономики страны прирост производства электроэнергии на перспективу и выработку электроэнергии собственными электростанциями в объеме 103.45 млрд. кВтч. в 2015 году.

Наблюдавшиеся в последние годы высокие темпы роста ВВП на 9-10% в год сопровождались соответствующим ростом объемов электропотребления – прирост 5-7% ежегодно. По итогам 2008 года потребление составило 80,6 млрд. кВтч, что на 5,5% выше, чем за 2007 год. При этом производство электроэнергии составило 80,1 млрд. кВтч, что выше на 4,9% показателя 2007 года.

С учётом экономического роста последних лет согласно балансу, утверждённому МЭМР в 2007 году, прогнозировался рост электропотребления в ЕЭС Казахстана к 2010 году до 95 млрд. кВтч, а к 2015 году – до 124 млрд. кВтч.

Однако мировой экономический кризис внёс корректировки в наши прогнозные балансы, приведя к снижению объемов потребляемой электроэнергии в металлургической, строительной и других отраслях. Снижение электропотребления по республике наблюдается с ноября 2008 года. Отрицательная разница по сравнению с аналогичными показателями предыдущего года сохраняется и до настоящего времени. При этом, однако, следует отметить, что в январе текущего года снижение составляло 9,6 % по отношению к аналогичному периоду 2008 года, а по итогам 9 месяцев – 6,4 %. То есть имеет место положительная тенденция уменьшения разницы электропотребления в 2008 и 2009 годах.

В связи с изменением динамики производства-потребления в ЕЭС Казахстана в июле текущего года МЭМР совместно с «KEGOC», «Самрук-Энерго» и институтом «Энергия» разработало скорректированный прогнозный баланс электроэнергии и мощности ЕЭС Казахстана до 2020 года.

Скорректированный прогнозный баланс электроэнергии ЕЭС Казахстана до 2015 года. В соответствии с новым прогнозным балансом:

В 2015г потребление электроэнергии составит 100,5 млрд. кВтч, производство электроэнергии - 103,4 млрд. кВтч.

В 2020г потребление - 116 млрд. кВтч (прирост по сравнению с 2008г на 44%), производство - 120 млрд. кВтч (прирост по сравнению с 2008г на 50%).

Таблица 1 - Прогнозный баланс электроэнергии ЕЭС Казахстана до 2020 года млрд. кВтч

Характер производства	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2020г.
Потребление электроэнергии	77,80	79,33	83,19	87,64	91,79	95,95	100,50	116,00

Производство электроэнергии	78,72	79,31	83,27	87,49	92,09	96,59	103,45	120,20
Дефицит (+), избыток (-)	-0,92	0,02	-0,08	0,15	-0,30	-0,65	-2,95	-4,20

На фоне приближающегося роста электропотребления, признаки которого уже очевидны, требуют безотлагательного решения проблемы отрасли, главной из которых является старение основных фондов, в частности, износ технологического оборудования действующих энергоисточников. На начало текущего года располагаемая мощность электростанций Казахстана составила 14558 МВт при установленной мощности 18992,7 МВт, разрыв мощности составил 4434,7 МВт, или 23% всей установленной мощности.

В целом, оценивая состояние электроэнергетической отрасли в текущих условиях, выделил бы следующие основные риски:

- значительный износ паркового ресурса генерирующего оборудования, что ограничивает возможность производства электроэнергии действующими электростанциями - недостаточность резервов мощности на электростанциях;
- ограниченное количество маневренных источников для покрытия пиковых нагрузок (менее 12%);
- неравномерность распределения генерирующих мощностей (концентрация 42% установленной мощности ЕЭС РК в Павлодарской области Северной зоны ЕЭС РК);
- дефицит генерирующих мощностей на Юге Казахстана;
- необходимость модернизации основного оборудования ПС НЭС и реабилитация региональных электрических сетей.

Ресурс, заложенный в советские годы, заканчивается. Авария, подобная случившейся на Саяно-Шушенской ГЭС, может произойти и у нас. На сегодняшний день прирост новых мощностей отстаёт от темпов износа основных фондов, а значит, повышаются риски возникновения аварийных ситуаций.

С учётом актуальных рисков и в целях обеспечения опережающего развития отрасли в целом в 2007 году Правительством Казахстана был принят План мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли на 2007-2015 годы с определением перечня объектов электроэнергетики подлежащих реконструкции, модернизации, расширению, а также новому строительству.

Проект «Строительство ПС 500 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500 кВ, 220 кВ» позволит обеспечить надежность электроснабжения г.Алматы и Алматинского региона (индустриальный парк г.Алматы, объекты Азиады 2011г, города-спутники); выдачу мощности первой очереди Балхашской ТЭС (1320 МВт). Стоимость – 30,0 млрд. тенге. Срок реализации – 2009-2014 г.г.

Проект «Выдача мощности Мойнакской ГЭС» позволит осуществить выдачу мощности Мойнакской ГЭС в размере до 300 МВт в пиковых режимах. Стоимость – 10,3 млрд. тенге. Срок реализации – 2011г.

Проект «Выдача мощности Балхашской ТЭС» необходим для обеспечения выдачи мощности Балхашской ТЭС (2640 МВт). Стоимость – 31,3 млрд. тенге. Планируемый срок реализации – 2010-2016г.г. Разработка ТЭО по данному проекту планируется в 2010г.

В связи с планируемым вводом значительных объемов новых генерирующих мощностей, ростом электрических нагрузок требуется адекватное развитие системообразующих линий электропередачи 220-500 кВ по следующим направлениям:

В западном регионе Казахстана

- транзит 500кВ МАЭК-Бейнеу-Кульсары-Атырау (800 км) для усиления электрических связей между областями Западной зоны Казахстана и обеспечения выдачи мощности планируемой Актауской АЭС.

- вторая ВЛ транзитов 220кВ Уральск-Атырау и Кульсары-Тенгиз (625 км) для усиления электрических связей между областями Западной зоны Казахстана.

В северном и центральном регионе

- ПС 500кВ Астана с ВЛ 500кВ Нура-Астана (200 км) для обеспечения надежности электроснабжения г. Астаны и Акмолинской области.

- транзит 500кВ Нура-Жезказган (550 км) для обеспечения надежности электроснабжения Жезказганского энергоузла.

На востоке страны

- транзит 500кВ Экибастуз-Шульбинская ГЭС–Усть-Каменогорск (700 км) для усиления связи Восточного региона с ЕЭС Казахстана, обеспечения выдачи полной мощности Шульбинской ГЭС при вводе контррегулятора - Булакской ГЭС.

Ориентировочно общая протяженность намечаемых к 2020г. новых линий 220-500 кВ составляет около 4 600км, должны быть построены 6 новых ПС 500 кВ. Всего в развитие НЭС на период до 2020г объем инвестиций может составить порядка 430 млрд. тенге.

Реализацию этих масштабных проектов АО «KEGOC» предполагает осуществить за счет привлечения заемных средств отечественных и международных финансовых институтов, в увязке с решением вопроса по поддержанию государством финансовой устойчивости компании.

Предлагаемая перспективная до 2020 года карта-схема (рисунок 1) электрических сетей 220-500 кВ ЕЭС Казахстана имеет также межгосударственное значение и позволит обеспечить:

- возможность экспорта электроэнергии – в Россию и Центральную Азию;
- будет способствовать урегулированию водно-энергетических вопросов в центрально-азиатском регионе.

Из программы следует, что взаимовыгодное региональное сотрудничество, прежде всего, надёжная и устойчивая параллельная работа с энергосистемами России и Центральной Азии, без которой нет смысла говорить о реализации экспортного и транзитного потенциала, является приоритетным для энергетиков Казахстана.

Для освоения ветроэнергетического потенциала Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК при поддержке Программы развития ООН была разработана Программа развития ветроэнергетики в Республике Казахстан до 2015г с перспективой до 2030г.

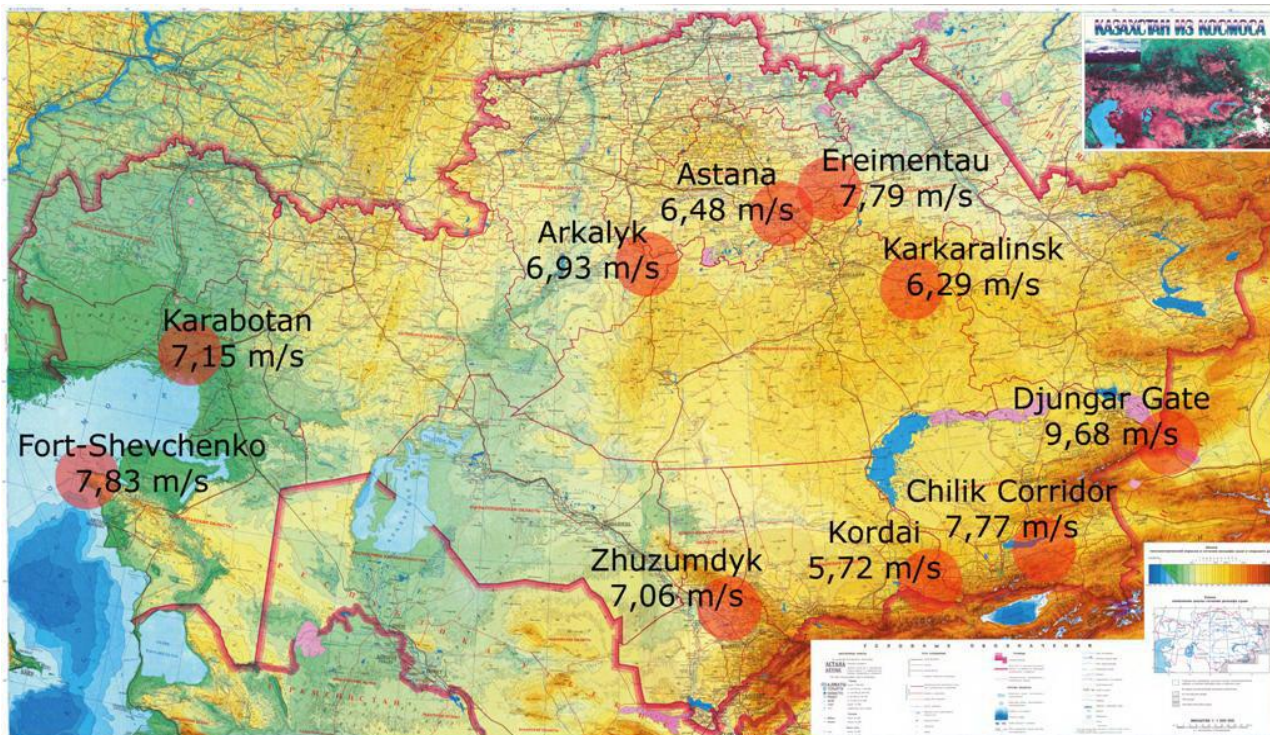


Рисунок 2 – Ветроэнергетический потенциал в ряде выбранных мест по регионам Казахстана

В рамках данной Программы предусматривается осуществление строительства ВЭС с вводом 250-300 МВт мощности к 2015г и до 2000МВт к 2030г. На этих электростанциях будут производиться до 1 млрд. кВтч электроэнергии к 2015г и до 5 млрд. кВтч к 2030г.

Таблица 2 - Инвестиционные проекты ВЭС

№ п/п	Наименование площадки	Среднегодовая скорость ветра, м/с	Мощности ВЭС, МВт	Годовое пр-во электроэнергии, млн. кВтч
1	Джунгарские ворота	10,1	50	180,0
2	Шелекский коридор	8,01	300	720,0
3	Кордай	6,06	20	48,0
4	Жузымдык- Чаян	7,61	50	150,0
5	Астана	7,25	20	140,0
6	Ерейментау	8,09	300	1100,0
7	Каркаралинск	5,91	10	18,0
8	Аркалык	7,52	50	140,0

9	Атырау	7,88	200	700,0
10	Форт-Шевченко	8,43	50	180,0
	Итого		1050/700	3376/2180

Для обеспечения законодательной поддержки использованию возобновляемой энергии и с целью привлечения инвестиций в июне 2009г принят закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».

Законом предусматривается ряд мер по поддержке возобновляемых источников энергии на рынке электроэнергии, в том числе поддержка при строительстве и подключении объектов возобновляемых источников энергии к сети, транспорте электроэнергии по сетям и продаже энергии региональным электротранспортными компаниями и АО «KEGOC».

В феврале 2009 Республикой Казахстан также ратифицирован Киотский Протокол, что позволит использовать финансовые механизмы для поддержки проектов возобновляемой энергии.

Таким образом, созданы необходимые условия для коммерческого развития ветроэнергетики в Казахстане. Успех в развитии ветроэнергетики в Казахстане будет определяться поддержкой инвестиционных проектов со стороны уполномоченного государственного органа и местных органов власти.

Вопросы изменения структуры генерирующих мощностей (рисунок 3) были рассмотрены в ряде работ, выполненных институтом. Однако реализация данного направления является долгосрочной программой.

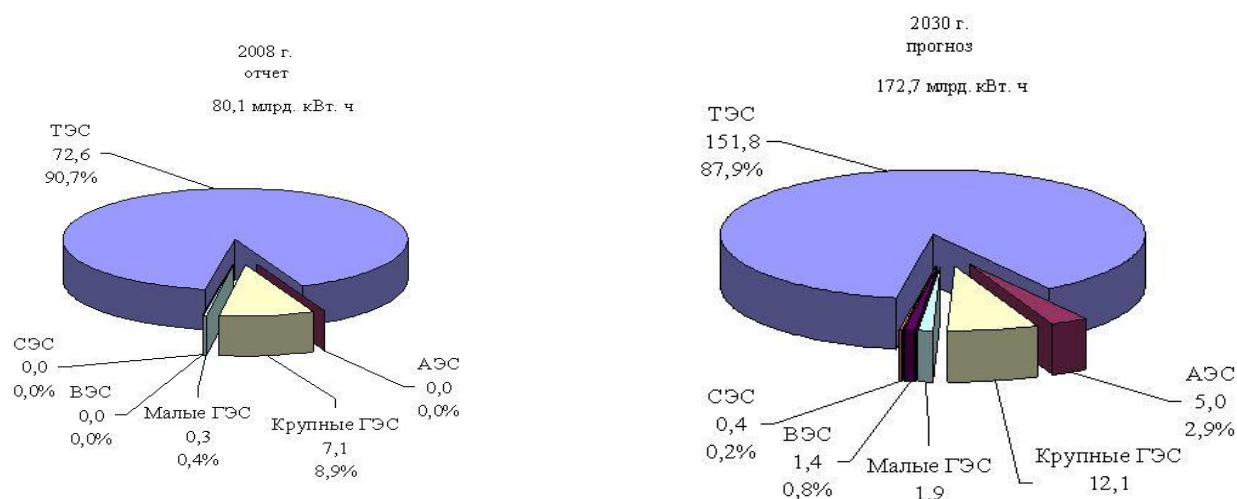


Рисунок 3 – Структура генерирующих мощностей Республики Казахстан

В соответствии с Республиканской бюджетной программой по развитию атомной энергетики РГП "НЯЦ РК" выполнены Технико-экономические исследования в обоснование строительства АЭС в Республике Казахстан.

Для замещения выбывающих по сроку наработки мощностей ТЭЦ-1, 2 ТОО "МАЭК Казатомпром" в соответствии с ТЭО инвестиционного проекта "Строительство АЭС с реакторными установками ВБЭР-300 в Мангистауской

области РК" предусматривается ввод Актауской АЭС мощностью 600 МВт в период 2015 – 2020 гг.

В городе Курчатове планируется реализация проекта строительства опытно-демонстрационной АЭС малой мощности.

Республика Казахстан обладает значительными запасами нетрадиционных и возобновляемых энергетических ресурсов (далее НВИЭ), которые включают - энергию рек, солнца, ветра и др.

В таблице 3 приведены данные по потенциалу возобновляемых энергоресурсов в Республике Казахстан (освоенного, экономического, технически возможного, теоретического) по их видам.

Таблица 3 – Потенциал НВИЭ в Республике Казахстан

Наименование	Энергоресурсы			
	Гидроресурсы		Солнца	Ветра
	Крупные ГЭС	Малые ГЭС		
Освоенные существующие	7,14* млрд.кВт.ч.	0,29* млрд. кВт.ч.	-	500 кВт/ 1,65 млн.кВт.ч.
Экономический	22,5 млрд.кВт.ч.	7,5 млрд.кВт.ч.	-	250 МВт/ 820 млн. кВт.ч.
Технически возможный	41 млрд.кВт.ч.	21 млрд.кВт.ч.	-	1000-2000 МВт/ 3,3-6,6 млрд.кВт.ч.
Теоретический	105 млрд.кВт.ч.	65 млрд.кВт.ч.	3,9-5,4 млрд.кВт.ч	1820 млрд. кВт.ч.

В области проектирования электросетевых объектов рекомендуются следующие решения:

Применение экономичных строительных и технических решений при новом строительстве и реконструкции ПС и ЛЭП:

- сокращение размеров ПС путем оптимизации схемно-компоновочных решений при сохранении надежности;

- облегченные конструкции порталов ПС;

- опоры ВЛ башенного типа (на основе многогранных и решетчатых конструкций), опоры с маркой стали повышенной прочности и коррозионной стойкости, защитой опор от коррозии методом горячего или термодиффузионного цинкования;

- применение новых высокоэффективных антикоррозионных материалов;

Применение нового современного оборудования с лучшими техническими характеристиками и большим сроком службы:

- силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов, компенсационных реакторов с эффективной системой охлаждения с циркуляцией масла и низкими потерями;

- коммутационной аппаратуры: элегазовых выключателей напряжением 35-110-220-500 кВ и вакуумных выключателей напряжении 10 кВ, отличающихся от воздушных и масляных более высокой коммутационной способностью, надежностью, долговечностью, малым весом, сниженными затратами на их эксплуатацию;

- комбинированного выключателя-разъединителя – Комбайн DCB (Disconnecting Circuit-Breaker), который существенно повышает надежность и экономичность распределительных устройств (РУ) высоковольтных подстанций, позволяет уменьшить размеры подстанции, что особенно актуально в условиях ограниченной застройки и цен на землю, снизить потребление электроэнергии на собственные нужды ПС. Для внедрения DCB в энергосистемах РК требуется внесение дополнений в ПУЭ и ПТБ (данный вопрос находится на рассмотрении в Госэнергонадзоре);

- компактных комплектных распределительных устройств в ограниченных условиях строительства, элегазовых компактных распределительных устройств 110-500 кВ (КРУЭ); жесткой ошиновки ОРУ 110-500 кВ заводской комплектации;

- кабелей 10-500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, обладающий большей пропускной способностью, высоким током термической устойчивости, низким весом, меньшим диаметром, большим сроком эксплуатации, элегазовых токопроводов 110-500 кВ;

- устройств компенсации реактивной мощности: управляемых статических средств продольной и поперечной компенсации на базе современной силовой электроники: шунтирующих шинных, линейных реакторов, СТК, сухих токоограничивающих реакторов с полимерной изоляцией, экологически безопасных, с жидким синтетическим диэлектриком, сухих конденсаторов для фильтровых и шунтовых батарей;

- современных ВЛ всех классов напряжения: воздушных компактных ВЛ с проводом АЕРО-Z, которые характеризуются коррозионной стойкостью, улучшенными аэродинамическими характеристиками, сниженным механическими нагрузками на опоры, снижением пляски проводов при обледенении, сниженными нагрузочными потерями, большей пропускной способностью.

При разработке принципов системы управления электросетевыми объектами рекомендуется применять:

- релейной защиты и линейной автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА) – выполненной на основе микропроцессорной цифровой техники с избирательным воздействием на поврежденные участки сети, обеспечивающей сохранение устойчивости и снижение ущербов при повреждении электросетевого оборудования с применением цифровых каналов связи, включая волоконно-оптические;

- автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), автоматизированной системы диспетчерского управления (SCADA) и системы телекоммуникаций, обеспечивающей:

-внедрение прогрессивных методов и средств диагностики и мониторинга основного оборудования;

-повышение скорости и безошибочности действий персонала за счет представления ему более полной, достоверной и своевременной информации о

режимах работы и состоянии основного и вспомогательного оборудования, в том числе для оперативного управления и ведения режимов;

- повышение уровня контроля и управления технологическими процессами в нормальных и аварийных режимах;

- ведение учета и поддержку заданных параметров электроэнергии;

- более точное определение зоны технологических и коммерческих потерь электроэнергии;

- развитие диспетчерской и технологической связи на основе корпоративных сетей;

- обеспечение высокой надежности и безопасности при эксплуатации оборудования.

Экономический эффект системы управления электросетевыми объектами достигается за счет быстрой локализации поврежденных участков и ликвидации аварий, сокращения количества и продолжительности перерывов электроснабжения, уменьшения ущерба от простоев, снижения ежедневных эксплуатационных затрат и затрат на ремонт оборудования, увеличения межремонтных интервалов.

Оптимизация режимов работы сетей.

Для снижения потерь мощности и электроэнергии, регулирования напряжения, повышения пропускной способности, оптимизации потоков реактивной мощности, обеспечения оптимального управления потоками активной мощности (оптимальной загрузки неоднородных электрических сетей), интенсивного демпфирования колебаний напряжения в сетях 220 кВ и выше НЭС Казахстана сетевыми средствами рекомендуется внедрение новейших разработок:

- управляемых шунтирующих реакторов на напряжении 110-500 кВ и ниже 110 кВ (УШР);

- статических компенсаторов реактивной мощности (тиристорных – СТК, на базе полностью управляемых полупроводниковых приборов – СТАТКОМ);

- фазопоротных трансформаторов (ФПТ), вставок постоянного тока (ВПТ);

- управляемых устройств продольной компенсации (УУПК);

- объединенных регуляторов потоков мощности (ОРПМ);

- электромашинных компенсаторов реактивной мощности и фазосдвигающих устройств;

- устройства плавного пуска и регулирования частоты вращения двигателей.

Выбор оптимального вида или комплекса средств компенсации и регулирования производится с учетом схемно-режимных особенностей в каждом энергоузле энергосистемы: мероприятий, проводимых генерирующими источниками, ограничения пропускной способности, ограничения по условиям статической, динамической и результирующей устойчивости, внутренних перенапряжений, резонансных явлений, быстродействия, экономических показателей.

Применение ФПТ и ВПТ особенно актуально при решении задачи повышения пропускной способности, перераспределения и управления потоками активной и реактивной мощности в неоднородных электрических сетях.

ФПТ входят в семейство устройств "гибких" (управляемых) электропередач переменного тока – FACTS (Flexible AC transmission systems), является надежной и эффективной мерой по регулированию потоков распределения между параллельными ветвями и широко используется в энергосистемах зарубежных стран.

Так, например, применение ВПТ на межсистемных связях между ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азией позволит получить не "жесткую" как в случае переменного тока, а гибкую несинхронную связь, что даст следующие преимущества:

- возможность независимого регулирования частоты в обеих системах;
- отсутствие взаимного влияния систем при динамических возмущениях (КЗ, набросы нагрузок и отключения генерирующих мощностей и прочие);
- полный контроль над направлением и величиной потока энергии между системами;
- отсутствие подпитки от ВПТ в случае КЗ в одной из систем;
- возможность связи систем с разными номинальными частотами.

В целом ЕЭС Казахстана имеет значительный транзитный потенциал – электропередачу 1150 кВ Сибирь-Казахстан-Урал, который не используется из-за значительных потерь на корону и устаревшего оборудования 1150 кВ.

В перспективе сооружение крупных электростанций: Экибастузской ГРЭС-3, Балхашской и Тургайской ТЭС предполагает самобалансирование регионов, что соответственно, приведет к снижению загрузки межсистемных транзитов 500 кВ и высвобождению их потенциала для передачи транзитных потоков мощности.

С учетом последних событий – аварии на Саяно-Шушенской ГЭС возрастает роль транзитного потенциала Урал-Казахстан-Сибирь для передачи мощности из ОЭС Урала в ОЭС Сибири, который можно повысить до 4000-5000 МВт при использовании транзита 1150 кВ на напряжении 1050 кВ с учетом опыта КНР.

В плане внедрения современных технических решений и оборудования при проектировании электросетевых объектов институт плодотворно сотрудничает с АО "KEGOC", РЭКаами, МЭМР, участвует в рабочих группах по разработке нормативно-правовых документов по внедрению энергосбережения и эффективности в Казахстане.

Начавшийся в 2000 г. экономический рост в Казахстане способствовал росту выработки электроэнергии в 2003 г. до 63,7 млрд. кВт. ч., что составило 34% роста за 4 года и росту потребления до 62,1 млрд. кВт. ч. – 23% роста за 4 года, в результате чего Казахстан стал нетто-экспортером электроэнергии.

В 2009-2010 годах ожидается некоторое снижение объемов потребления и, соответственно, производства электроэнергии, что в условиях кризиса

объяснимо. Вместе с тем, в прогнозный период ожидается значительное повышение объемов потребления электроэнергии. Соответственно, объемы производства должны расти опережающими темпами. Но при этом активы электроэнергетической отрасли достаточно изношены. На январь 2009 года, износ оборудования в Казахстане составил 70% - генерирующее оборудование; 65% - электрические сети; 80% - тепловые сети.

В настоящее время, 85,5% электроэнергии в Казахстане вырабатывается на пылеугольных электростанциях; 8,9% - на крупных гидроэлектростанциях; 5,2% на газотурбинных электростанциях и 0,4% - на возобновляемых источниках энергии. Промышленность является основным потребителем электроэнергии – около 68,7% общего потребления, домашние хозяйства потребляют 9,3%, сектор услуг - 8%, транспорт – 5,6%, сельское хозяйство – 1,2%.

К 2020 году, прогнозируется, что в структуре энергопроизводства появляется атомная энергетика и увеличится процент электроэнергии от возобновляемых источников энергии. Ожидается, что 75,9% электроэнергии в Казахстане будет вырабатываться на пылеугольных электростанциях; 9,8% - на газотурбинных электростанциях; 7,4% - крупных гидроэлектростанциях; 2,9% - атомных электростанциях и 4% - на возобновляемых источниках энергии.

За последние годы энергоемкость отечественной экономики возросла на 46%, в среднем на 30% увеличились затраты энергоресурсов на производство металла и другой базовой энергоемкой продукции, на 25% сократилось потребление электро- и теплоэнергии на душу населения. В то же время каждый процент экономии энергоресурсов обеспечивает прирост национального дохода на 0,35%. Основными причинами ухудшения энергоиспользования являются спад промышленного производства, износ энергопотребляющего и энергопроизводящего оборудования, который достиг 63-75%. Постоянно растет доля стоимости энергоресурсов в структуре затрат на производство продукции. Их доля в затратах на оплату коммунальных платежей составляет в разных регионах от 40 до 70%. Уровень оснащения приборами учета и регулирования расхода энергоресурсов в жилищно-коммунальном хозяйстве и бюджетной сфере не превышает 5%.

Энергорасточительство, сохранившееся со времен искусственной дешевизны ресурсов, усугубляется общим экономическим кризисом и отсутствием инвестиций для перестройки сферы производства и потребления топлива и энергии. До 40% всех используемых в стране энергоносителей расходуется нерационально, либо в виде прямых потерь, либо в экономике, которая не дает конкретного полезного эффекта у потребителя, отягачая расходную часть бюджетов всех уровней. На единицу выпускаемой продукции в Казахстане расходуется энергии в 2,5 раза больше, чем в США, в 3 раза больше, чем в странах Западной Европы. Выпускаемая промышленная продукция, как правило, неконкурентоспособна, а многие виды наиболее энергоемкой продукции сняты с производства. Сохранение нынешнего уровня энергоемкости промышленного производства в конечном счете поощряет неограниченный импорт потребительских товаров и экспорт сырья. В

настоящее время население оплачивает не более 35-40% фактической стоимости энергоносителей. На дотации населению, а также оплату энергоносителей, потребляемых организациями бюджетной сферы (школы, больницы и т.п.), расходуется около 42% местных бюджетов. При отсутствии индивидуальных, а часто коллективных приборов учета энергоносителей (за исключением электроэнергии) и воды, оплата взимается по данным поставщиков. Выборочные обследования показывают, что в подлежащие оплате счета включаются сверхнормативные потери и убытки от нерационального использования энерго- и водоснабжающего оборудования. Поставщики энергоносителей и воды не имеют стимулов к снижению издержек, а местные бюджеты и население оплачивают технологически неоправданные сверхнормативные потери. Нормы потребления воды и энергоносителей, используемые при проектировании инженерных сооружений и подготовке счетов для оплаты, получены исходя из фактических величин отпуска энергии и воды от централизованных источников и не отражают объективно необходимых расходов у потребителей. Так, расчетный суточный расход горячей воды на душу населения составляет около 120 л, в то время как аналогичный показатель в Швеции и ФРГ не превышает 60-70 л. Таким образом, до одной трети оплаты взимается за сверхнормативные утечки и потери.

В ходе решения этой задачи необходимо создать правовую и нормативную базу энергосбережения в комплексе на федеральном, региональном и муниципальном уровнях управления. Требуется определить реальные, отвечающие действующему законодательству финансовые источники и механизмы осуществления программ и проектов, ввести в действие экономические стимулы, выводящие энергосбережение в ряд основных приоритетов хозяйственной деятельности предприятий и организаций – производителей и потребителей топливно-энергетических ресурсов.

В результате должны быть созданы условия для решения задач в следующих основных направлениях:

- сокращение расходов областного бюджета по топливно-энергетическим ресурсам, снижение энергоемкости промышленной продукции, производимой в области, и повышение ее конкурентоспособности:
- увеличение доходной части областного бюджета за счет роста промышленного производства, в том числе энергоэффективных материалов и оборудования:
- контроль и оптимизация финансовых потоков в ТЭК и ЖКХ, решение проблемы неплатежей:
- введение гибкой тарифной политики, направленной на стимулирование энергосбережения, при усилении административного контроля над тарифообразованием:
- повышение эффективности производства, передачи, распределения и потребления энергоресурсов:
- повышение инвестиционной привлекательности региона:

- укрепление энергетической независимости региона:
- повышение надежности системы жизнеобеспечения:
- улучшение экологической обстановки в области, в частности, сокращение выбросов в атмосферу продуктов сгорания и парниковых газов.

Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав и классификация показателей

Широта предметной области энергосбережения (разнообразие энергопотребляющей продукции, различие технологических процессов, осуществляемых с потреблением ТЭР) обуславливают разнообразие возможных показателей энергосбережения. Отсутствие нормативного документа, закрепляющего определенную номенклатуру показателей энергосбережения и энергетической эффективности, критерии их классификации, затрудняет планирование и создание нормативного обеспечения энергосбережения, а также организацию и проведение энергетических обследований предприятий. Деятельность по энергосбережению может характеризоваться рядом показателей, которые могут носить как количественный, так и качественный характер. Применительно к продукции, технологическим процессам, услугам в качестве показателей энергосбережения используют показатели энергетической эффективности, характеризующие эффективностью потребления или передачи ТЭР и энергоемкостью (энергосодержанием) продукции. Кроме того, показатели энергосбережения характеризуют организационную, научную, информационную деятельность юридических и физических лиц, направленную на эффективное использование (при производстве, преобразовании, передаче и использовании) энергетических ресурсов.

В вопросах энергосбережения Казахстан сотрудничает со многими странами:

Казахстано-Норвежское сотрудничество.

"Центр энергоэффективности и чистого производства" является проводником Казахстано - Норвежской программы развития кадрового потенциала по энергоэффективности и чистому производству. Эта долгосрочная, двусторонняя программа осуществляется в сотрудничестве с Министерством энергетики и минеральных ресурсов Казахстана и с финансовой поддержкой со стороны Министерства иностранных дел Норвегии. Целями программы являются: снижение загрязнения окружающей среды, повышение энергоэффективности, улучшение экологической обстановки, а также вклад в развитие устойчивой рыночной экономики Казахстана. Программа предназначена быть катализатором в установлении основных способностей и навыков для повышения энергоэффективности и улучшения экологических условий в промышленности, зданиях и теплоснабжении. Осенью 2002 года Министерством иностранных дел Норвегии было принято решение об открытии данной программы в Казахстане. Министерство энергетики и минеральных ресурсов Казахстана подтвердило свой интерес и поддержку норвежской Программе, т.к. развитие местных возобновляемых источников

энергии и энергосбережение являются приоритетами для страны. Власти крупнейшего города Казахстана, Алматы, глубоко заинтересованы проблемами экономии энергии. Алматы является единственным городом в Казахстане. Акимат города Алматы высоко приветствует норвежскую инициативу, и подтвердил свою готовность быть активным партнером и со - финансистом программы. Городские власти подчеркнули важность осуществления энергосберегающих проектов. Однако трудность заключается в том, что местные руководители и технические специалисты имеют недостаточные знания и опыт в определении, реализации и организации финансирования реальных проектов по энергоэффективности и чистому производству. В связи с этим, развитие кадрового потенциала является ключевым моментом для решения вопросов энергоэффективности и чистого производства. Норвегия успешно реализовала программы по развитию кадрового потенциала в нескольких странах Центральной и Восточной Европы , а также в странах СНГ. Ряд центров энергоэффективности и чистого производства уже открыты и активно работают в Азербайджане, Грузии, Кыргызстане, Молдове, Румынии и Российской Федерации, внося существенный вклад в решение проблем энергосбережения и чистого производства. Норвежская консалтинговая компания ENSI - Energy Saving International AS, партнер NEEG - Норвежской Группы Энергоэффективности, играет центральную роль в инициировании и развитии содержания и концепции долгосрочных Норвежских программ развития кадрового потенциала в Энергоэффективности и Чистом Производстве. Программа в Казахстане в данное время координируется компанией ENSI, с Норвежской стороны и основывается на аналогичной концепции, подтвердившей свой успех в других странах.

Программа имеет следующие 5 основных направлений:

1. Развитие «Центра Энергоэффективности и Чистого Производства».

Развитие Центра в виде национального «Центра Высокого Качества» в области Энергоэффективности и Чистого Производства, что представляется стратегическим мероприятием для гарантирования долгосрочных результатов. Центр выступает в роли связующего звена между властями, представителями промышленности, международными компаниями, поставщиками, институтами и организациями.

Все действия будут основываться на мастерстве местных инженеров, менеджеров, экономистов и специалистов. Первоначально специалисты Центра будут нуждаться в обучении и поддержке со стороны норвежских специалистов. Шаг за шагом, они будут осуществлять различные действия с уменьшающейся поддержкой норвежских специалистов, и в конце программы они уже будут способны самостоятельно осуществлять все действия, и продолжать дальнейшее, собственное развитие. В этом направлении, сильный и самофинансируемый Центр будет гарантировать долгосрочные цели программы.

2. Совместное развитие кадрового потенциала и проектов.

Местные специалисты нуждаются в обучении и кадровом потенциале для разработки, организации финансирования, и выполнения проектов по Энергоэффективности и Чистому Производству. Для гарантирования эффективного обучения, Норвежские программы являются интерактивными, совмещающими тренинг и развитие конкретных, коммерческих проектов. В периоды между сессиями, каждый участник или группа участников выполняют домашнее задание по конкретному проекту. Выполнение домашнего задания позволяет участникам приобрести новый опыт, во время повторения и проверки своих новых знаний, подведения итогов в предварительных исследованиях, отчетах по аудиту и бизнес планах по собственным проектам, для их последующей реализации или предоставления в финансовые институты.

3. Реализация проектов Энергоэффективности и Чистого Производства.

Несколько проектов будут разработаны, как часть учебных курсов, описанных выше. Эти проекты будут включать здания, промышленные сооружения, системы районного отопления. Эта программа создаст и разработает подходящие финансовые схемы (т.е. Револьверный Фонд) для формирования финансирования выбранных демопроектов. Работая с этими проектами, местные специалисты разовьют навыки в области разработки проекта, менеджмента, финансирования проекта, мониторинга и т.п.

4. Информационная деятельность.

Местные представители административного сектора, промышленности, и лица, принимающие решения, часто испытывают недостаток информации о практических возможностях Энергоэффективности и Чистого Производства, способных положительно повлиять на их бизнес.

Для того чтобы повысить осведомленность в обществе, и таким образом повысить спроса на услуги в области Энергоэффективности и Чистого Производства, необходимо распространить информацию по уже достигнутым результатам:

Норвежская и Казахстанская поддержка станет основой сотрудничества для воплощения программы. Совместно с ЦЭЧП будут изучены возможности получения со-финансирования от Всемирной Экологической Организации, Всемирного Банка, Европейского Союза, ЮСАИД и других организаций и финансовых институтов. Процесс определения дополнительных финансовых источников и инвесторов начался с самого начала программы. Начавшаяся в октябре 2002г. деятельность Норвежской Программы Развития Кадрового Потенциала в Энергоэффективности и Чистом Производстве сейчас успешно развивается. Совместное сотрудничество рассчитано на 5 лет и предлагает большие возможности, из которых Вы можете извлечь выгоду. Для получения дополнительной информации обращайтесь в Центр Энергоэффективности и Чистого Производства.

Казахстанско – Российское сотрудничество

7 сентября 2009года в Усть –Каменогорске, Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев считает необходимым синхронизировать планы России и Казахстана по повышению энергоэффективности. С таким предложением он

выступил на пленарном заседании Форума межрегионального сотрудничества, передает ПРАЙМ-ТАСС.

«Нужно, положив руку на сердце, сказать, что нынешний уровень технического регулирования отстает от веяний времени. Более того, эта сфера государственного регулирования сама тормозит процессы по повышению энергоэффективности», — отметил Назарбаев.

В частности, он отметил, что сегодня на территории двух стран по-прежнему действуют советские Строительные нормы и правила (СНиП). «Если даже взять советские СНиПы, по которым до сих пор работают наши строители, там ничего не предусмотрено ни по энергосбережению, ни по отоплению наших зданий, ни по использованию стекла, которое не выпускает тепло и не пропускает холод внутрь. Все это надо пересмотреть и совместно поработать», — предложил Назарбаев.

Напомним, в прошлом году президент Казахстана заявил о возможности оказания помощи сибирским регионам в электроэнергетике в связи с аварией на Саяно-Шушенской ГЭС. «Абсолютно возможно оказание поддержки в электроэнергетике в связи с аварией на Саяно-Шушенской ГЭС, не только углем, но и перетоком, как мне доложили, около 500 мегаватт электроэнергии, тем более, что вопросы перетока через Казахстан давно решены», — сказал Назарбаев.

Он отметил, что Россия и Казахстан сталкиваются со схожими проблемами в электроэнергетике — такими, как физический износ основных пунктов электроэнергетики, высокое удельное потребление электроэнергии, низкие тарифы и необходимость повышения инвестиционной привлекательности рынка электроэнергетики.

Казахстан и США обсуждают энергоэффективность

Министерство индустрии и новых технологий Казахстана и Министерство энергетики США провели совместный семинар, в ходе которого были обсуждены вопросы по стимулированию развития возобновляемой энергии и энергоэффективности, сообщает посольство США в РК.

«Дискуссии по вопросу возобновляемых источников энергии затрагивали такие вопросы, как экономическая ценность развития казахстанского потенциала в этой области, а также как преодолеть возможные препятствия, двигаясь в этом направлении и использовать аналитику при создании карты для определения потенциала в деле использования энергии ветра», — говорится в сообщении.

«Участники с обеих сторон подчеркнули необходимость разработки стратегий, которые обеспечивают долгосрочную, стабильную поддержку развития чистой энергии», — отметили в пресс-службе.

В двухдневной конференции приняли участие эксперты из Национальной лаборатории возобновляемой энергии при министерстве энергетики США, Технологического Института штата Джорджия и компании Hudson Technologies.

Как напомнили в пресс-службе посольства, Соединенные Штаты Америки и Казахстан уже долгое время сотрудничают в сфере энергетики.

В частности, 11 апреля 2010 года Президент США Барак Обама и Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев встретились во время Саммита по ядерной безопасности в Вашингтоне, и приняли совместное заявление, в котором говорится о двустороннем сотрудничестве в целях усиления ядерной безопасности и нераспространения, региональной стабильности в Центральной Азии, экономического процветания, и укрепления общечеловеческих ценностей.

Тогда главы государств подчеркнули 15-летний опыт тесного сотрудничества между Республикой Казахстан и Соединенными Штатами Америки и успех в деле сокращения угрозы применения ядерного оружия по всему миру. Они выразили намерение укреплять сотрудничество в области ядерной энергетики и альтернативных источников энергии.

Контрольные вопросы:

1. Основные положения закона РК об электроэнергетике?
2. Основные положения закона РК об энергосбережении и повышении энергоэффективности?

Тема 2. Энергоаудит и энергосберегающие мероприятия

Цель: Энергоаудит, основные функции. Виды энергосберегающих мероприятий.

План:

1. Общие сведения;
2. Классификация показателей энергоэффективности и энергосбережения по отраслям.

Энергоаудит предприятия — довольно новое понятие и включает в себя комплекс мероприятий по выявлению резервов энергопотребления организации, выраженных в энергетическом эквиваленте и в тенге, а также выработка конкретных и экономически эффективных предложений по энергосбережению. Проще говоря, цель — определить, на какую величину можно реально снизить затраты на энергопотребление и как это реализовать на практике.

В наше время энергосбережение в первую очередь — это сбережение денег. В условиях постоянного повышения цен на энергоносители энергоаудит принимает большое значение в плане сокращения издержек производителей. В масштабах предприятия проведение мероприятий по энергосбережению может сэкономить ощутимые суммы.

К сожалению, зачастую энергоаудит на предприятии проводится лишь «для галочки». Недостаток грамотных специалистов приводит к слабому технико-экономическому обоснованию мероприятий по энергосбережению, а

скептическое отношение руководителей предприятий — к формальному подходу к таким мероприятиям.

Между тем эффективный энергоаудит должен определить широкий круг возможностей энергосбережения — как типовых, так и специфических, учитывающих особенности объекта. Таких, как модернизацию оборудования, реструктуризацию энергопотребления, автоматизацию управления режимами. На самом деле, часто бывает так, что дешевле купить новое оборудование, чем содержать старое, перенести наиболее энергоёмкие цеха в другие помещения, и использовать тепло и свет только тогда, когда они нужны, а не круглые сутки.

Важно подчеркнуть, что система энергоаудита быстро развивается, появляются новые технологии и методы, постоянно расширяя тем самым потенциал энергосбережения. Другими словами, потенциал энергосбережения на любом предприятии есть и будет всегда! И в этом контексте задача энергоаудитора — не просто предложить набор стандартных методов, а выбрать наиболее выгодный из наиболее эффективных в конкретных условиях.

В каких случаях энергоаудит необходим? Проведение всех возможных мероприятий по энергосбережению зачастую экономически нецелесообразно. Но всегда есть те, проведение которых даст наибольшую эффективность в конкретной ситуации. И если затраты на энергоснабжение сильно отражаются на себестоимости продукции, то выработка грамотных рекомендаций просто необходима.

Любая ошибка при этом чревата риском пустить деньги на ветер, поэтому принимать решение необходимо только на основании мнения проверенных экспертов, предоставивших грамотное обоснование. Энергоаудит включает анализ всех потоков поступления и распределения энергии, наладку и регулирование теплового оборудования и многое другое, поэтому требования к квалификации персонала — энергоаудитора должны выставляться самые высокие.

Приоритетные направления энергосберегающей политики в основных отраслях экономики страны.

Промышленность

Основными направлениями энергосбережения в промышленности является:

- структурная перестройка предприятий, направленная на выпуск менее энергоёмкой, конкурентоспособной продукции;
- специализация и концентрация отдельных и энергоёмких производств (литейных, термических, гальванических и др.) по регионам;
- модернизация и техническое перевооружение производств на базе наукоёмких ресурсо- и энергосберегающих и экологически чистых технологий;
- совершенствование существующих схем энергоснабжения предприятий;
- повышение эффективности работы котельных и компрессорных установок;
- использование вторичных ресурсов и альтернативных видов топлива, в т.ч. горючих отходов производства;

- применение источников энергии с высокоэффективными термодинамическими циклами;
- применение эффективных систем теплоснабжения, освещения, вентиляции, горячего водоснабжения; - расширение сети демонстрационных объектов;
- реализация крупных комплексных проектов, влияющих на уровень энергопотребления в республике, её энергообеспеченность и эффективность использования энергии.

Первоочерёдными мероприятиями являются:

- модернизация термического оборудования;
- утилизация тепла уходящих газов;
- повышение активности работы котельных путём автоматизации основных и вспомогательных процессов, оптимизации процессов горения, установки в промышленных котельных турбогенераторов малой мощности;
- снижение затрат на теплоснабжение зданий и сооружений, вентиляцию, освещение, горючее теплоснабжение;

Сельское хозяйство.

В сельском хозяйстве основными направлениями повышения эффективности использования ТЭР:

- внедрение энергоэффективных систем микроклимата, кормления, поения, содержания молодняка;
- внедрение систем обогрева производственных помещений инфракрасными излучателями;
- использование гелиоколлекторов для нагрева воды, используемой на технологические нужды;
- внедрение частотно-регулируемого привода для технологических установок;
- перевод котельных в водогрейный режим;
- децентрализация схем теплоснабжения с внедрением газогенераторных установок;
- замена электрокотлов и неэкономичных чугунных котлов на котельные установки, работающие на местных видах топлива;
- внедрение газогенераторных установок с применением эффективных технологий преобразования низкосортных топлив в высококалорийные;
- создание мини-ТЭЦ на базе двигателей внутреннего сгорания, установка турбогенераторов малой мощности в котельных, строительство малых ГЭС;
- термореновация производственных помещений;
- внедрение энергоэффективных систем освещения производственных помещений, уличного освещения населенных пунктов;
- установка современной аппаратуры для технического обслуживания, регулирования двигателей внутреннего сгорания.

Первоочерёдные мероприятия:

- внедрение обогреваемых полов и ковриков на животноводческих комплексах;

- перевод содержания животных на глубокую подстилку;
- внедрение энергоэффективных систем поения, кормления улучшенного содержания птицы, замена проточных поилок на ниппельные;
- термореновация производственных помещений;
- внедрение экономичных теплогенераторов, воздухонагревателей для сушки зерна;
- замена низкоэффективных котлов на более экономичные, перевод котлов на местные виды топлива;
- ликвидация длинных тепло - и паротрасс с внедрением установок локального обогрева помещений на местных видах топлива;
- внедрение систем зонного обогрева инфракрасными излучателями, гелиоколлекторных установок;
- внедрение приборов контроля и регулирования ТЭР;

Строительный комплекс:

Основными направлениями повышения эффективности использования ТЭР и реализации потенциала энергосбережения в строительстве являются:

- внедрение новых и совершенствование существующих технологий в производстве энергоёмких строительных материалов, изделий и конструкций;
- разработка и внедрение энергоэффективных технологий производства строительно-монтажных работ;
- автоматизация технологических процессов, внедрение регулируемых электроприводов;
- увеличение термосопротивления ограждающих конструкций жилого фонда;
- внедрение энергоэффективных систем освещения жилых и общественных зданий;
- повышение эффективности работы котельных;
- установка в котельных турбогенераторов малой мощности;
- оснащение приборами учёта и регулирования расхода основных энергоносителей;
- использование отходов деревообработки и местных видов топлива, утилизация вторичных энергоресурсов.

Первоочерёдные мероприятия:

- внедрение новых энергоэкономичных технологий в производстве керамических стеновых материалов, цемента, извести, листового стекла;
- повышение качества теплоизоляционных материалов, внедрение энергоэкономичных технологий получения плитного и монолитного полистиролбетона и других теплоизоляционных материалов;
- утилизация тепла уходящих дымовых газов технологических печей различного назначения;
- снижение энергозатрат в производстве сборного железобетона до научно обоснованных нормативов;
- термореновация жилого фонда в части разработки нормативно-технической документации, инструментальная приёмка объектов;

- замена низкоэффективных котлов на котельные установки с высоким КПД;

Жилищно-коммунальное хозяйство.

Основными направлениями повышения эффективности использования ТЭР и реализации потенциала энергосбережения в жилищно-коммунальном хозяйстве являются:

- ликвидация неэкономичных котельных с переводом их нагрузок на другие котельные;

- децентрализация систем теплоснабжения со строительством котельных малой мощности;

- повышение эффективности работы коммунальных котельных путём замены неэкономичных котлов на более эффективные, перевода паровых котлов в водонагрейный режим работы, использование безопасных и экономичных способов очистки поверхности нагрева от накипи и нагара, внедрение безреагентных моноблочных водоподготовительных установок, перевод котельных с мазута на газ;

- перевод котельных на местные виды топлива;

- установка в котельных электрогенерирующего оборудования;

- перекладка тепловых сетей предизолированными трубами;

- внедрение комплексной системы автоматизации и диспетчеризации котельных, тепловых сетей, ЦТП;

- тепловая реабилитация жилых и общественных зданий;

- внедрение приборов учёта, контроля и регулирования расхода ресурсов, включая оснащение квартир и жилых домов приборами учёта холодной, горячей воды и газа;

- перевод автомобильного городского коммунального транспорта на газ;

Первоочерёдные мероприятия:

- прокладка тепловых сетей предизолированными трубами;

- ликвидация длинных теплотрасс, децентрализация систем теплоснабжения со строительством котельной малой мощности;

- замена котлов с низким КПД на более экономичные;

- перевод котлов в водонагрейный режим работы;

- внедрение АСУ, диспетчеризации и мониторинг котельных, тепловых сетей, ЦТП;

- диспетчеризация сетей наружного освещения;

- внедрение сетей наружного освещения;

- внедрение систем АСУ ТП водоснабжения и водоотведения;

- внедрение приборов учёта и регулирования потребления ТЭР.

В основе современных системных подходов к принятию ОТР в строительстве (в части энергосбережения) лежит методология получения результата в три этапа :

• комплексный подход к объекту как к энергопотребляющей системе, установление и описание связей между элементами этой системы;

• анализ ограничений и формулировка показателя эффективности.
Формулировка оптимизационной задачи;

• решение оптимизационной задачи.

Однако такой подход нельзя рассматривать в виде совокупности стандартных правил - в каждом конкретном случае решение задачи требует изобретательности и творческого подхода.

Основная цель, преследуемая при проектировании энергоэффективных зданий - сокращение энергоемкости объекта путем применения соответствующих технических решений. При этом рассматривается оптимизация трех энергетически взаимосвязанных подсистем:

• энергетическое воздействие на оболочку здания атмосферных факторов;
• тепловая энергия, накапливаемая оболочкой здания, то есть наружными ограждающими конструкциями здания.

• тепловая энергия, накапливаемая воздухом помещений и элементами интерьерной среды (оборудованием, внутренними ограждающими конструкциями и т.д.).

Если рассмотреть такие технико-экономические показатели энергетической эффективности, как стоимость вырабатываемой энергии, тепла, ресурсов, гибкость конструктивной схемы, исполнения и использования, широкий выбор технологических решений, позволяющих получать энергию, тепло и ресурсы; адаптация к различным условиям, возможность использования в разных регионах; окупаемость; перспективность и т.д., то можно заметить, что далеко не всем из них можно дать количественную оценку. Например, термин «стоимость» допускает возможность использования количественных оценок, а такие показатели, как «гибкость», «адаптация», «возможность» и т.п., оценить количественно можно только в некоторых случаях. Вот почему целесообразнее производить качественную оценку данных показателей (в баллах). При этом можно потребовать выполнения некоторого минимума требований. Например, если мы говорим о широком выборе технологических схем, то предполагаем, что некоторый ограниченный перечень этих схем должен реализовываться в любом случае.

С учетом данных методов можно выделить следующие основные архитектурные и инженерные решения, подлежащие анализу и обоснованию.

Архитектурные решения

• Выбор местоположения здания с учетом региональных особенностей, существующей застройки и перспектив развития района предполагаемой застройки

- Общая архитектурно-планировочная концепция здания
- Определение объемно-пространственного решения и ориентации здания.
- Выбор варианта остекления и солнцезащиты здания
- Выбор конструктивной схемы и материалов для наружной облицовки.
- Выбор вариантов внутренней планировки.
- Выбор схемы организации освещения.

Инженерные решения

- Выбор источников энерго- и ресурсоснабжения (централизованное, автономное, нетрадиционные возобновляемые источники, комбинированный).
- Выбор вариантов доставки тепла и его утилизации, а также систем отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха.
- Выбор конструкции и материалов наружных ограждений
- Выбор осветительных приборов и оборудования.
- Выбор варианта диспетчеризации, управления выработкой, доставкой и потреблением энергетических и др. ресурсов, системы автоматизированного (автоматического) управления инженерным оборудованием здания.

Контрольные вопросы:

1. Задачи энергоаудита?
2. Основные направления энергосбережения по отраслям промышленности?

Тема 3. Потери электроэнергии

Цель: сформировать знания и навыки по использованию способов и средств снижения потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях.

План.

1. Потери мощности в элементах сети.
2. Расчет потерь мощности в линиях электропередач.
3. Расчет потерь мощности в ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой.
4. Расчет потерь мощности в трансформаторах.
5. Приведенные и расчетные нагрузки потребителей.
6. Расчет потерь электроэнергии.
7. Мероприятия по снижению потерь мощности.

Потери мощности в элементах сети.

Для количественной характеристики работы элементов электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. *Рабочий режим* – это установившееся электрическое состояние, которое характеризуется значениями токов, напряжений, активной, реактивной и полной мощностей.

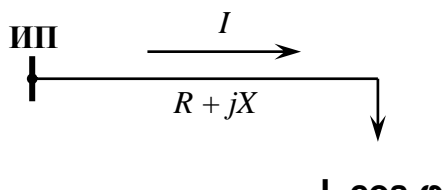
Основной целью расчета режимов является определение этих параметров, как для проверки допустимости режимов, так и для обеспечения экономичности работы элементов сетей.

Определение значений токов в элементах сети и напряжений в ее узлах начинается с построения картины распределения полной мощности по элементу, т.е. с определения мощностей в начале и конце каждого элемента. Таковую картину называют потокораспределением.

Рассчитывая мощности в начале и в конце элемента электрической сети, учитывают потери мощности в сопротивлениях элемента и влияние его проводимостей.

Расчет потерь мощности в линиях электропередач

Потери активной мощности на участке ЛЭП (рисунок 4) обусловлены активным сопротивлением проводов и кабелей, а также несовершенством их изоляции. Мощность, теряемая в активных сопротивлениях трехфазной ЛЭП и расходуемая на ее нагрев, определяется по формуле:



$$\begin{aligned} \Delta P &= 3I^2 R = 3 \cdot [(I \cos \varphi)^2 + (I \sin \varphi)^2] \cdot R = \\ &= 3 \cdot (I_a^2 + I_p^2) \cdot R = 3 \cdot \left[\left(\frac{P}{\sqrt{3}U} \right)^2 + \left(\frac{Q}{\sqrt{3}U} \right)^2 \right] \cdot R = \end{aligned}$$

Рисунок 4 – К расчету потерь мощности в ЛЭП

$$= 3 \cdot \left(\frac{P^2}{3U^2} + \frac{Q^2}{3U^2} \right) \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{3U^2} R = \frac{S^2}{3U^2} R$$

где I, I_a, I_p – полный, активный и реактивный токи в ЛЭП;

P, Q, S – активная, реактивная и полная мощности в начале или конце ЛЭП;

U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП;

R – активное сопротивление одной фазы ЛЭП.

Потери активной мощности в проводимостях ЛЭП обусловлены несовершенством изоляции. В воздушных ЛЭП – появлением короны и, в очень незначительной степени, утечкой тока по изоляторам. В кабельных ЛЭП – появлением тока проводимости а его абсорбции. Рассчитываются потери по формуле:

$$\Delta P = U^2 \cdot G, \quad (1)$$

где U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП;

G – активная проводимость ЛЭП.

При проектировании воздушных ЛЭП потери мощности на корону стремятся свести к нулю, выбирая такой диаметр провода, когда возможность возникновения короны практически отсутствует.

Потери реактивной мощности на участке ЛЭП обусловлены индуктивными сопротивлениями проводов и кабелей. Реактивная мощность, теряемая в трехфазной ЛЭП, рассчитывается аналогично мощности, теряемой в активных сопротивлениях:

$$\Delta Q = 3I^2 X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = \frac{S^2}{U^2} X.$$

Генерируемая емкостной проводимостью зарядная мощность ЛЭП рассчитывается по формуле:

$$\Delta Q_c = U^2 \cdot B ,$$

где U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП;

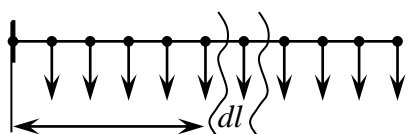
B – реактивная проводимость ЛЭП.

Зарядная мощность уменьшает реактивную нагрузку сети и тем самым снижает потери мощности в ней.

Расчет потерь мощности в ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой

В линиях местных сетей ($U_{ном} \leq 35$ кВ) потребители одинаковой мощности могут располагаться на одинаковом расстоянии друг от друга (например, источники света). Такие ЛЭП называются линиями с равномерно распределенной нагрузкой (см. рисунок 5).

В равномерно нагруженной линии трехфазного переменного тока длиной L с суммарной токовой нагрузкой I плотность тока на единицу длины составит I/L . При погонном активном сопротивлении r_0 потери активной мощности составят:



$$\begin{aligned} \Delta P &= 3 \int_0^L \left(\frac{I}{L} l\right)^2 \cdot r_0 \cdot dl = 3 \frac{I^2}{L^2} r_0 \int_0^L l^2 dl = \\ &= 3 \frac{I^2}{L^2} r_0 \frac{l^3}{3} \Big|_0^L = I^2 \cdot r_0 \cdot l = I^2 \cdot R. \end{aligned}$$

Рисунок 5 – ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой

Если бы нагрузка была сосредоточена в конце, то потери мощности определялись бы как:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R .$$

Сравнивая приведенные выражения, видим, что потери мощности в линии с равномерно распределенной нагрузкой в 3 раза меньше.

Расчет потерь мощности в трансформаторах

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах разделяются на потери в стали и потери в меди (нагрузочные потери). Потери в стали – это потери в проводимостях трансформаторов. Они зависят от приложенного напряжения. Нагрузочные потери – это потери в сопротивлениях трансформаторов. Они зависят от тока нагрузки.

Потери активной мощности в стали трансформаторов – это потери на перемагничивание и вихревые токи. Определяются потерями холостого хода трансформатора ΔP_x , которые приводятся в его паспортных данных.

Потери реактивной мощности в стали определяются по току холостого хода трансформатора, значение которого в процентах приводится в его паспортных данных:

$$\Delta Q_{\text{ст}} = \Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_{\text{ном}}. \quad (2)$$

Потери мощности в обмотках трансформатора можно определить двумя путями:

- по параметрам схемы замещения;
- по паспортным данным трансформатора.

Потери мощности по параметрам схемы замещения определяются по тем же формулам, что и для ЛЭП:

$$\Delta P_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U^2} R_T; \quad \Delta Q_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U^2} X_T, \quad (3)$$

где S – мощность нагрузки;

U – линейное напряжение на вторичной стороне трансформатора.

Для трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора потери в меди определяются как сумма потерь мощности каждой из обмоток.

Получим выражения для определения потерь мощности по паспортным данным двухобмоточного трансформатора.

Потери короткого замыкания, приведенные в паспортных данных, определены при номинальном токе трансформатора

$$\Delta P_{\text{к}} = 3 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot R_T = \frac{S_{\text{ном}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_T. \quad (4)$$

При любой другой нагрузке потери в меди трансформатора равны

$$\Delta P_{\text{мд}} = 3 \cdot I^2 \cdot R_T = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} R_T. \quad (5)$$

Разделив выражение (4) на (5), получим

$$\frac{\Delta P_{\text{к}}}{\Delta P_{\text{мд}}} = \frac{S_{\text{ном}}^2}{S}.$$

Откуда найдем $\Delta P_{\text{мд}}$:

$$\Delta P_{\text{мд}} = \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2. \quad (6)$$

Если в выражение для расчета $\Delta Q_{\text{мд}}$, подставить выражение для определения реактивного сопротивления трансформатора, то получим:

$$\Delta Q_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} X_{\text{Т}} = \frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (7)$$

Таким образом, полные потери мощности в двухобмоточном трансформаторе равны:

$$\Delta P_{\text{Т}} = \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2; \quad (8)$$

$$\Delta Q_{\text{Т}} = \Delta Q_{\text{х}} + \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (9)$$

Если на подстанции с суммарной нагрузкой S работает параллельно n одинаковых трансформаторов, то их эквивалентные сопротивления в n раз меньше, а проводимости в n раз больше. Тогда,

$$\Delta P_{\text{Т}} = n \cdot \Delta P_{\text{х}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2; \quad (10)$$

$$\Delta Q_{\text{Т}} = n \cdot \Delta Q_{\text{х}} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (11)$$

Для n параллельно работающих одинаковых трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) потери мощности рассчитываются по формулам:

$$\Delta P_{\text{Т}} = n \cdot \Delta P_{\text{х}} + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{кв}} \left(\frac{S_{\text{в}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{кс}} \left(\frac{S_{\text{с}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{кн}} \left(\frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right]; \quad (12)$$

$$\Delta Q_{\text{Т}} = n \cdot \Delta Q_{\text{х}} + \frac{1}{100 \cdot n \cdot S_{\text{НОМ}}} (U_{\text{кв}} \cdot S_{\text{в}}^2 + U_{\text{кс}} \cdot S_{\text{с}}^2 + U_{\text{кн}} \cdot S_{\text{н}}^2), \quad (13)$$

где $S_{\text{в}}$, $S_{\text{с}}$, $S_{\text{н}}$ – соответственно мощности, проходящие через обмотки высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора.

Приведенные и расчетные нагрузки потребителей

Расчетная схема замещения участка сети представляет собой довольно сложную конфигурацию, если учитывать полную схему замещения ЛЭП и трансформаторов. Для упрощения расчетных схем сетей с номинальным напряжением до 220 кВ включительно вводят понятие “приведенных”, “расчетных” нагрузок.

Приведенная к стороне высшего напряжения нагрузка потребительской ПС представляет собой сумму заданных мощностей нагрузок на шинах низшего и среднего напряжений и потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях трансформаторов. Приведенная к стороне высшего напряжения нагрузка ЭС представляет собой сумму мощностей генераторов за вычетом нагрузки местного района и потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях трансформаторов.

Расчетная нагрузка ПС или ЭС определяется как алгебраическая сумма приведенной нагрузки и половин зарядных мощностей ЛЭП, присоединенных к шинам высшего напряжения ПС или ЭС.

Зарядные мощности определяются до расчета режима по номинальному, а не реальному напряжению, что вносит вполне допустимую погрешность в расчет.

$$P_{\text{пр}} + jQ_{\text{пр}} = P_{\text{н}} + jQ_{\text{н}} + \Delta P_{\text{т}} + j\Delta Q_{\text{т}};$$
$$P_{\text{р}} + jQ_{\text{р}} = P_{\text{пр}} + jQ_{\text{пр}} - 0,5j\Delta Q_{\text{с1}} - 0,5j\Delta Q_{\text{с2}}.$$

Возможность упрощения расчетной схемы при использовании понятий “при-веденных” и “расчетных” нагрузок показано на рисунке б:

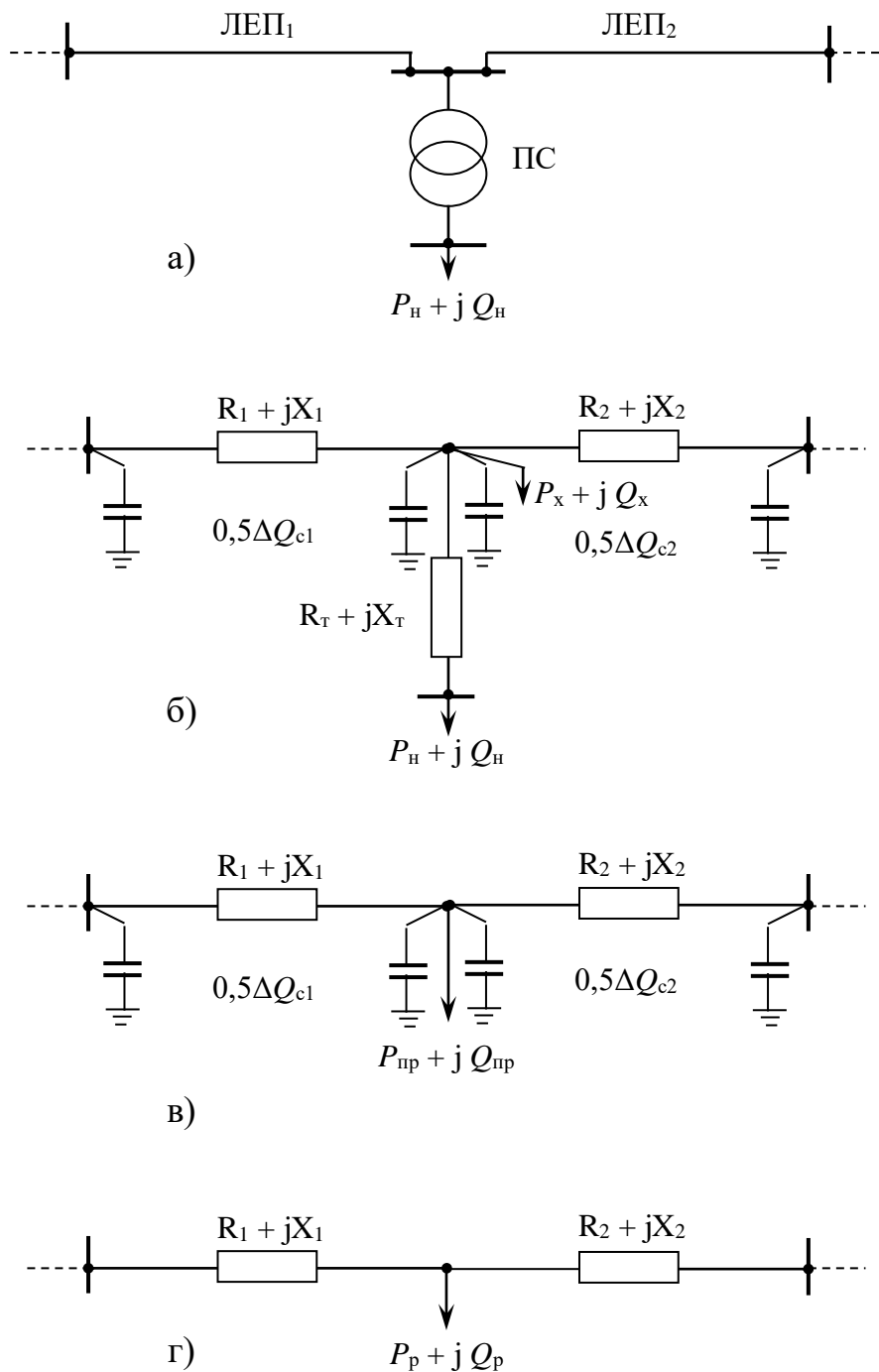


Рисунок 6 – Этапы упрощения расчетной схемы:

- а) исходная схема;
- б) полная схема замещения;
- в) схема замещения с приведенной нагрузкой;
- г) схема замещения с расчетной нагрузкой.

Расчет потерь электроэнергии

При передаче электроэнергии часть ее расходуется на нагрев, создание электромагнитных полей и другие эффекты. Этот расход принято называть

потерями. В электроэнергетике термин “потери” имеет специфическое значение. Если в других производствах потери связаны с браком продукции, то потери электроэнергии – это технологический расход на ее передачу.

Величина потерь электроэнергии зависит от характера изменения нагрузки в рассматриваемый период времени. Например, в ЛЭП, работающей с неизменной нагрузкой, потери электроэнергии за время t рассчитываются следующим образом:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t, \quad (14)$$

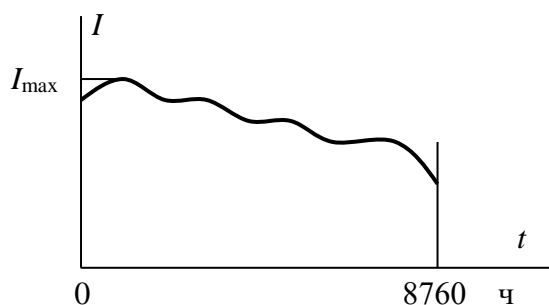
где ΔP – суммарные потери активной мощности в сопротивлении и проводимости ЛЭП.

Если нагрузка меняется, то потери электроэнергии можно рассчитать различными способами. В зависимости от используемой математической модели методы делятся на две группы:

- детерминированные;
- вероятностно-статистические.

Наиболее точным из детерминированных методов является метод расчета потерь электроэнергии *по графику* нагрузок для каждого потребителя.

Предположим, что нагрузка потребителя в году менялась по следующему графику (рисунок 7). Тогда,



$$\begin{aligned} \Delta W &= 3 \cdot R \cdot \int_0^{8760} I_t^2 \cdot dt = R \cdot \int_0^{8760} \frac{S_t^2}{U_t^2} dt = \\ &= R \cdot \left(\int_0^{8760} \frac{P_t^2}{U_t^2} dt + \int_0^{8760} \frac{Q_t^2}{U_t^2} dt \right). \end{aligned}$$

Рисунок 7 – График нагрузки потребителя

Интеграл – это фактически площадь, ограниченная графиком изменения квадрата тока. Таким образом, потери активной электроэнергии пропорциональны площади квадратичного годового графика нагрузки.

Так как напряжение на шинах электроприемника меняется незначительно, то его значение можно считать неизменным. Заменяя интеграл суммой площадей прямоугольников с шагом Δt_i , получим:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i. \quad (15)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах при заданном графике нагрузки при использовании его паспортных данных рассчитываются по формулам:

- для двухобмоточных

$$\Delta W_T = [n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k (\frac{S}{S_{НОМ}})^2] \cdot \Delta t_i; \quad (16)$$

- для трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов)

$$\Delta W_T = \{n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} [\Delta P_{кв} (\frac{S_B}{S_{НОМ}})^2 + \Delta P_{кк} (\frac{S_c}{S_{НОМ}})^2 + \Delta P_{кн} (\frac{S_H}{S_{НОМ}})^2]\} \cdot \Delta t_i. \quad (17)$$

Достоинство метода – высокая точность расчета. Недостаток – большое количество вычислений.

Графики нагрузок не всегда известны. В этом случае потери электроэнергии можно вычислить другим детерминированным методом – через τ_m . Метод основан на двух допущениях:

- максимальные потери в электрической сети наблюдаются в период максимума нагрузки в энергосистеме (утренний максимум с 9 до 11 часов; вечерний – с 17 до 21 часа);
- графики активной и реактивной мощности подобны, т.е. график реактивной мощности пересчитан из графика активной мощности.

Время максимальных потерь τ_m – это время, в течении которого при работе потребителя с максимальной нагрузкой из сети потребляется такое же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику нагрузки. Исходя из определения, запишем:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} (P_{\max}^2 \cdot \tau_a + Q_{\max}^2 \cdot \tau_p), \quad (18)$$

где τ_a , τ_p – соответственно время максимальных потерь для активной и реактивной нагрузок.

На практике эти значения усредняют и заменяют общим – τ_m . Тогда,

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_{\max}^2 \cdot \tau_m. \quad (19)$$

Для типовых графиков нагрузки величина τ_m определяется по известной величине T_m :

$$\tau_m = (0,124 + \frac{T_m}{10000})^2 \cdot 8760. \quad (20)$$

В соответствии с этим методом потери электроэнергии в элементах сети рассчитываются по формулам:

- в линии электропередач

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau_M;$$

- в двухобмоточных трансформаторах

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_X \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_M;$$

- в трехобмоточных трансформаторах (автотрансформаторах)

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_X \cdot 8760 + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{КВ}} \left(\frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МВ}} + \Delta P_{\text{КС}} \left(\frac{S_C}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МС}} + \Delta P_{\text{КН}} \left(\frac{S_H}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МН}} \right].$$

Величина $\tau_{\text{МВ}}$ рассчитывается по формуле (7.3) по величине $T_{\text{МВ}}$, значение которой определяется как средневзвешенное:

$$T_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\max i} \cdot T_{\text{М} i}}{\sum_{i=1}^n P_{\max i}}. \quad (21)$$

Аналогично определяется величина τ_M для ЛЭП, питающей несколько потребителей.

Мероприятия по снижению потерь мощности

Потери мощности и электроэнергии достигают значительных величин и являются одним из основных фактов, влияющих на экономичность сетей. Их величина регламентируется постановлениями Национального комитета по регулированию электроэнергии (НКРЭ) в сетях напряжением до 35 кВ и в сетях напряжением 35 кВ и выше.

Большая часть потерь электроэнергии (60 – 70%) приходится на сети напряжением 6 – 10 кВ. Поэтому перечисленные ниже мероприятия относятся к сетям этих напряжений и к электроприемникам:

- применение более высокой ступени напряжения (10 кВ вместо 6 кВ);
- повышение уровня напряжения в сети путем применения устройств регулирования напряжения;
- регулирование потоков активной и реактивной мощностей в отдельных звеньях сети;

- применение рациональных схем питания потребителей, которые позволяют осуществлять более экономичную загрузку ЛЭП и трансформаторов;
- рационализация энергохозяйств предприятий – улучшение $\cos\varphi$, правильный выбор мощности и загрузка электродвигателей.

Тема 4. Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

Цель: формирование знаний и навыков в области ВИЭ.

План:

1. Общие сведения;
2. Ветроэнергетика;
3. Гелиоэнергетика;
4. Альтернативная гидроэнергетика;
5. Водородная энергетика.

Общие сведения.

Альтернативная энергетика – совокупность перспективных способов получения энергии, которые распространены не так широко, как традиционные, однако представляют интерес из-за выгоды их использования при низком риске причинения вреда экологии района.

Альтернативный источник энергии — способ, устройство или сооружение, позволяющее получать электрическую энергию (или другой требуемый вид энергии) и заменяющий собой традиционные источники энергии, функционирующие на нефти, добываемом природном газе и угле. Цель поиска альтернативных источников энергии — потребность получать её из энергии возобновляемых или практически неисчерпаемых природных ресурсов и явлений. Во внимание может браться также экологичность и экономичность.

На возобновляемые (альтернативные) источники энергии приходится всего около 1 % мировой выработки электроэнергии. Речь идет о ветроэнергетических установках (ВЭУ) которые в последнее время модернизируются с огромной скоростью. Больше всего их в странах Западной Европы (Дания, ФРГ, Великобритания, Нидерланды), в США, в Индии, Китае. Речь идет о солнечных электростанциях (СЭС), которые успешно работают в более чем 30 странах и приливных электростанциях (ПЭС), построенные лишь в нескольких странах - Франции, Великобритании, Канаде, России, Индии, Китае.

Основные причины, указывающие на важность скорейшего перехода к альтернативным источникам энергии:

- Глобально-экологический: сегодня общеизвестен и доказан факт пагубного влияния на окружающую среду традиционных энергодобывающих технологий (в т.ч. ядерных и термоядерных), их применение неизбежно ведет к катастрофическому изменению климата уже в первых десятилетиях XXI века.

○ Политический: та страна, которая первой в полной мере освоит альтернативную энергетику, способна претендовать на мировое первенство и фактически диктовать цены на топливные ресурсы;

○ Экономический: переход на альтернативные технологии в энергетике позволит сохранить топливные ресурсы страны для переработки в химической и других отраслях промышленности. Кроме того, стоимость энергии, производимой многими альтернативными источниками, уже сегодня ниже стоимости энергии из традиционных источников, да и сроки окупаемости строительства альтернативных электростанций существенно короче. Цены на альтернативную энергию снижаются, на традиционную - постоянно растут;

○ Социальный: численность и плотность населения постоянно растут. При этом трудно найти районы строительства АЭС, ГРЭС, где производство энергии было бы рентабельно и безопасно для окружающей среды. Общеизвестны факты роста онкологических и других тяжелых заболеваний в районах расположения АЭС, крупных ГРЭС, предприятий топливно-энергетического комплекса, хорошо известен вред, наносимый гигантскими равнинными ГЭС, - всё это увеличивает социальную напряженность.

○ Эволюционно-исторический: в связи с ограниченностью топливных ресурсов на Земле, а также экспоненциальным нарастанием катастрофических изменений в атмосфере и биосфере планеты существующая традиционная энергетика представляется тупиковой; для эволюционного развития общества необходимо немедленно начать постепенный переход на альтернативные источники энергии.

Ветроэнергетика.

Ветроэнергетика — отрасль энергетики, специализирующаяся на использовании энергии ветра — кинетической энергии воздушных масс в атмосфере. Энергию ветра относят к возобновляемым видам энергии, так как она является следствием деятельности солнца. Базируется на основе возведения ветрогенераторов (рисунок 8).

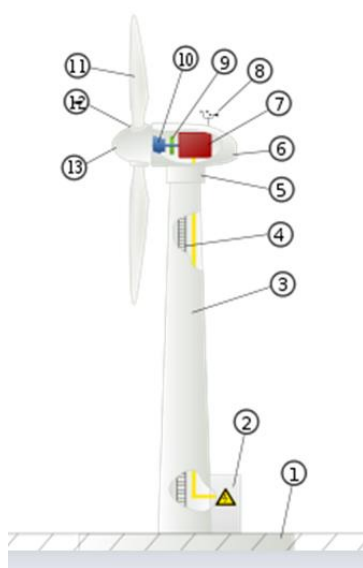


Рисунок 8 – Конструкция ветрогенераторной установки

Устройство стандартного промышленного ветрогенератора:

1. Фундамент
2. Силовой шкаф, включающий силовые контакторы и цепи управления
3. Башня
4. Лестница
5. Поворотный механизм
6. Гондола
7. Электрический генератор
8. Система слежения за направлением и скоростью ветра (анемометр)
9. Тормозная система
10. Трансмиссия
11. Лопасты
12. Система изменения угла атаки лопасти
13. Колпак ротора

Список дополнительных необходимых компонентов:

✓ Контроллер – управляет многими процессами ветроустановки, такими, как поворот лопастей, заряд аккумуляторов, защитные функции и др. Он преобразовывает переменный ток, который вырабатывается генератором в постоянный для заряда аккумуляторных батарей.

✓ Аккумуляторные батареи – накапливают электроэнергию для использования в безветренные часы. Также они выравнивают и стабилизируют выходящее напряжение из генератора. Благодаря им вы получаете стабильное напряжение без перебоев даже при порывистом ветре. Питание вашего объекта идёт от аккумуляторных батарей.

✓ Анемоскоп и датчик направления ветра – отвечают за сбор данных о скорости и направлении ветра в установках средней и большой мощности.

✓ АВР – автоматический переключатель источника питания. Производит автоматическое переключение между несколькими источниками электропитания за промежуток в 0,5 секунды при исчезновении основного источника. Позволяет объединить ветроустановку, общественную электросеть, дизель-генератор и другие источники питания в единую автоматизированную систему. Внимание: АВР не позволяет работать сети одного объекта одновременно от двух разных источников питания!

✓ Инвертор – преобразовывает ток из постоянного, который накапливается в аккумуляторных батареях, в переменный, который потребляет большинство электроприборов.

Инверторы бывают четырёх типов:

1. Модифицированная синусоида – преобразовывает ток в переменный с напряжением 220В с модифицированной синусоидой (ещё одно название: квадратная синусоида). Пригоден только для оборудования, которое не чувствительно к качеству напряжения: освещение, обогрев, заряд устройств и т.п.

2. Чистая синусоида - преобразовывает ток в переменный с напряжением 220В с чистой синусоидой. Пригоден для любого типа электроприборов: электродвигатели, медицинское оборудование и др.

3. Трехфазный – преобразовывает ток в трехфазный с напряжением 380В. Можно использовать для трехфазного оборудования.

4. Сетевой – в отличие от предыдущих типов позволяет системе работать без аккумуляторных батарей, но его можно использовать только для вывода электроэнергии в общественную электросеть. Их стоимость, обычно, в несколько раз превышает стоимость несетевых инверторов. Иногда они стоят дороже, чем все остальные компоненты ветроустановки вместе взятые.

Ветрогенераторы можно разделить на две категории: промышленные и домашние (для частного использования). Промышленные устанавливаются государством или крупными энергетическими корпорациями. Как правило, их объединяют в сети, в результате получается ветряная электростанция (ВЭС). Её основное отличие от традиционных (тепловых, атомных) — полное отсутствие как сырья, так и отходов. Единственное важное требование для ВЭС — высокий среднегодовой уровень ветра. Мощность современных ветрогенераторов достигает 6 МВт.

Принцип работы автономных ветрогенераторов.

Автономные ветрогенераторы состоят из генератора, хвостовика, мачты, контроллера, инвертора и аккумуляторной батареи. У классических ветровых установок – 3 лопасти, закреплённых на роторе. Вращаясь ротор генератора создаёт трёхфазный переменный ток, который передаётся на контроллер, далее ток преобразуется в постоянное напряжение и подаётся на аккумуляторную батарею. Ток проходя по аккумуляторам одновременно и подзаряжает их и использует АКБ как проводники электричества. Далее ток подаётся на инвертор, где приводится в наши привычные показатели: переменный однофазный ток 220В, 50 Гц. Если потребление небольшое то сгенерированного электричества хватает для электроприборов и освещения, если тока с ветряка мало и не хватает - то недостаток покрывается за счёт аккумуляторов. Такой же принцип в автомобилях: когда мы едем, генератор в машине заряжает аккумуляторы и снабжает электричеством все приборы в машине, когда машина останавливается, то аккумулялированный ток идёт из АКБ. Ничего сверхсложного в ветряках нет, в них используются все те изобретения которые мы постоянно используем каждый день, не подозревая об этом.

Расчет мощности ветрогенератора:

$$P = \frac{1}{2} \alpha \rho \pi S^2 v^3 \quad (22)$$

α - КПД турбины (зависит от типа ветрогенератора, дизайна, максимум 0,59);

ρ - плотность воздуха;

S – площадь турбины;

v – скорость турбины.

Схемы работы ветрогенератора:

1. **Автономное обеспечение объекта (с аккумуляторами).** Объект питается только от ветроэнергетической установки (рисунок 9).



Рисунок 9 – Схема автономного обеспечения объекта (с аккумуляторами)

2. **Ветрогенератор (с аккумуляторами) и коммутацией с сетью.** АВР позволяет переключить питание объекта при отсутствии ветра и полном разряде аккумуляторов на электросеть. Эта же схема может использоваться и наоборот – ветрогенератор, как резервный источник питания. В этом случае АВР переключает вас на аккумуляторные батареи ветрогенератора при потере питания от электросети (рисунок 10).



Рисунок 10 – Схема ветрогенератора и коммутацией с сетью

3. **Гибридная автономная система – солнце-ветер.** Возможно подключение солнечных фотомодулей к ветрогенераторной системе через

гибридный контроллер или с помощью отдельного контроллера для солнечных систем (рисунок 11).

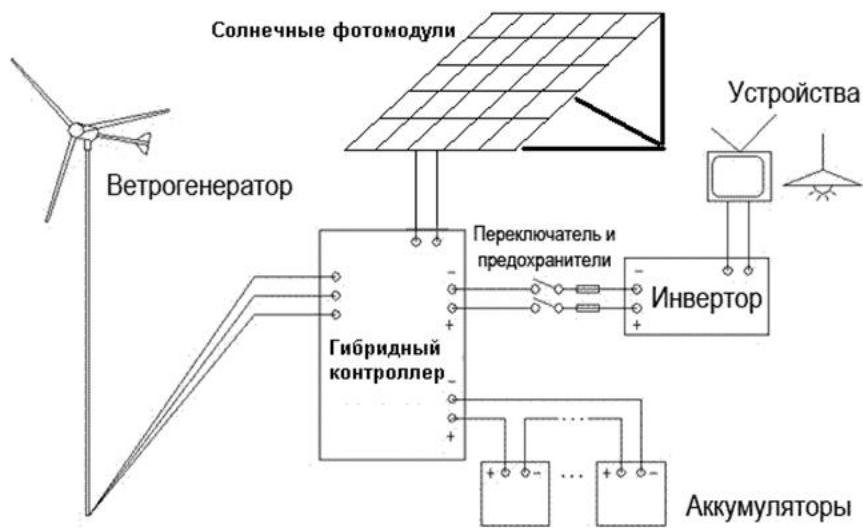


Рисунок 11 – Схема гибридной автономной системы – солнце-ветер

4. Увеличение производительности системы. Возможно установить два и более генератора, инвертора и комплекта аккумуляторов для увеличения мощности системы (рисунок 12).

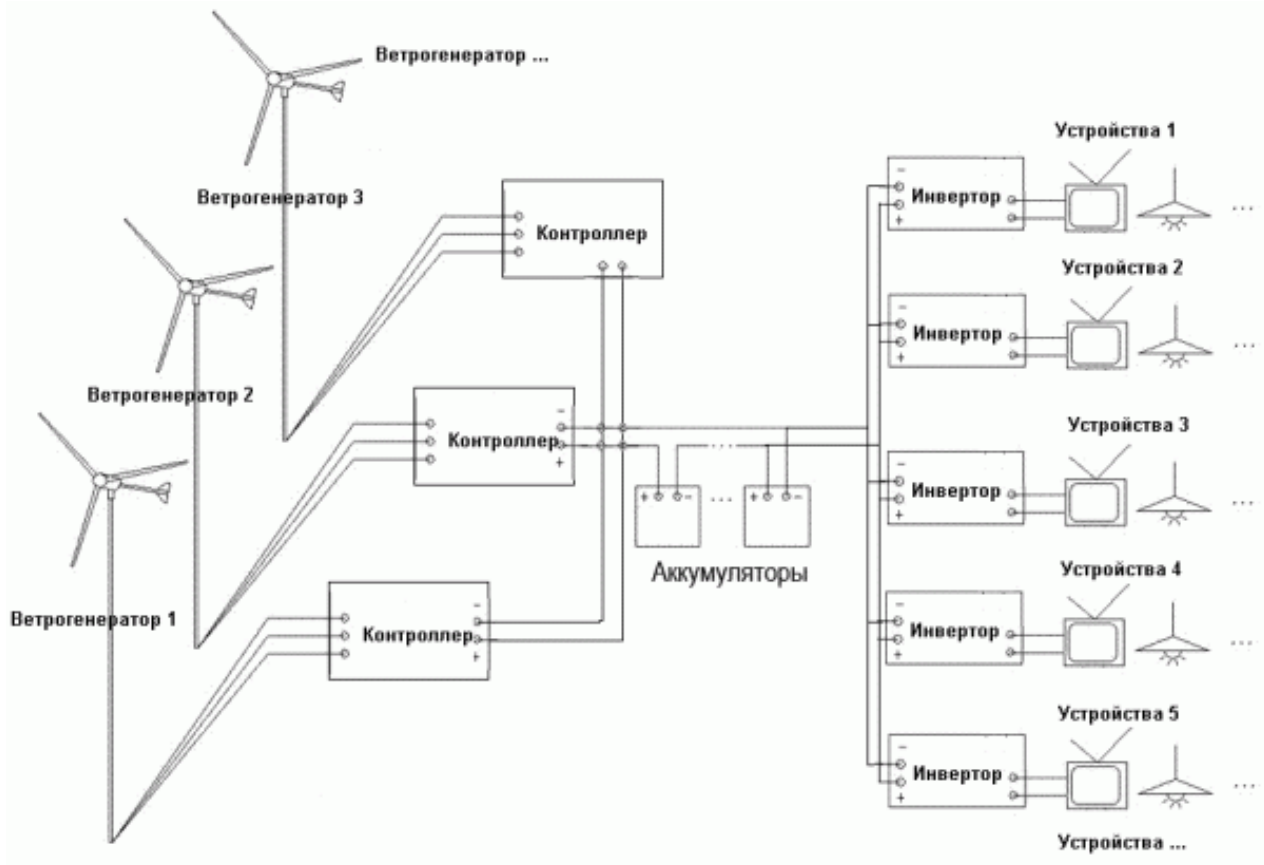


Рисунок 12 – Схема интегрированной системы увеличения мощности

Гелиоэнергетика.

Гелиоэнергетика (лат. “солнечная энергетика”) - направление нетрадиционной энергетики, основанное на непосредственном использовании солнечного излучения для получения энергии в каком-либо виде. Солнечная энергетика использует возобновляемый источник энергии является экологически чистой, то есть не производящей вредных отходов. Производство энергии с помощью солнечных электростанций хорошо согласовывается с концепцией распределённого производства энергии.

Целесообразным я считаю рассмотреть принцип работы фотоэлектрического преобразователя, без которого невозможно бы было существование солнечных батарей, а они, в свою очередь, являются основой гелиоэнергетики.

Фотоэлектрический преобразователь (фотоэлемент) — электронный прибор, который преобразует энергию фотонов в электрическую энергию. Первый фотоэлемент, основанный на внешнем фотоэффекте, создал Александр Столетов.

Наиболее эффективными, с энергетической точки зрения, устройствами для превращения солнечной энергии в электрическую являются **полупроводниковые фотоэлектрические преобразователи** (ФЭП), поскольку это прямой, одноступенчатый переход энергии (рисунок 13). При характерной для ФЭП равновесной температуре порядка 300—350 Кельвинов и $T_{\text{солнца}} \sim 6000 \text{ К}$ их предельный теоретический КПД $< 29 \%$. В лабораторных условиях уже достигнут КПД 26 %.



Рисунок 13 – Фотоэлектрический преобразователь

Физический принцип работы солнечных батарей.

Преобразование энергии в ФЭП основано на фотовольтаическом эффекте, который возникает в неоднородных полупроводниковых структурах при воздействии на них солнечного излучения.

Неоднородность структуры ФЭП может быть получена легированием одного и того же полупроводника различными примесями (создание p - n-переходов) или путём соединения различных полупроводников с неодинаковой шириной запрещённой зоны-энергии отрыва электрона из атома (создание

гетеропереходов), или же за счёт изменения химического состава полупроводника, приводящего к появлению градиента ширины запрещённой зоны (создание варизонных структур).

Эффективность преобразования зависит от электрофизических характеристик неоднородной полупроводниковой структуры, а также оптических свойств ФЭП, среди которых наиболее важную роль играет фотопроводимость , обусловленная явлениями внутреннего фотоэффекта в полупроводниках при облучении их солнечным светом.

Принцип работы ФЭП можно пояснить на примере преобразователей с р-п- переходом, которые широко применяются в современной солнечной и космической энергетике. Электронно-дырочный переход создаётся путём легирования пластинки монокристаллического полупроводникового материала с определённым типом проводимости (т.е. или р- или п- типа) примесью, обеспечивающей создание поверхностного слоя с проводимостью противоположного типа. Концентрация легирующей примеси в этом слое должна быть значительно выше, чем концентрация примеси в базовом (первоначальном монокристалле) материале, чтобы нейтрализовать имеющиеся там основные свободные носители заряда и создать проводимость противоположного знака. У границы п-и р- слоёв в результате перетечки зарядов образуются обеднённые зоны с нескомпенсированным объёмным положительным зарядом в п-слое и объёмным отрицательным зарядом в р-слое. Эти зоны в совокупности и образуют р-п-переход.

Возникший на переходе потенциальный барьер (контактная разность потенциалов) препятствует прохождению основных носителей заряда, т.е. электронов со стороны р-слоя, но беспрепятственно пропускают неосновные носители в противоположных направлениях. Это свойство р-п-переходов и определяет возможность получения фото-ЭДС при облучении ФЭП солнечным светом.

Созданные светом в обоих слоях ФЭП неравновесные носители заряда (электронно-дырочные пары) разделяются на р-п-переходе: неосновные носители (т.е. электроны) свободно проходят через переход , а основные (дырки) задерживаются. Таким образом, под действием солнечного излучения через р-п-переход в обоих направлениях будет протекать ток неравновесных неосновных носителей заряда- фотоэлектронов и фотодырок, что как раз и нужно для работы ФЭП. Если теперь замкнуть внешнюю цепь, то электроны из п-слоя, совершив работу на нагрузке , будут возвращаться в р-слой и там рекомбинировать (объединяться) с дырками, движущимися внутри ФЭП в противоположном направлении. Для сбора и отвода электронов во внешнюю цепь на поверхности полупроводниковой структуры ФЭП имеется контактная система. На передней, освещённой поверхности преобразователя контакты выполняются в виде сетки или гребёнки, а на тыльной могут быть сплошными.

Необратимые потери энергии в ФЭП.

Основные необратимые потери энергии в ФЭП связаны с:

- ✓ отражением солнечного излучения от поверхности преобразователя,

- ✓ прохождением части излучения через ФЭП без поглощения в нём,
 - ✓ рассеянием на тепловых колебаниях решётки избыточной энергии фотонов,
 - ✓ рекомбинацией образовавшихся фото-пар на поверхностях и в объёме ФЭП,
 - ✓ внутренним сопротивлением преобразователя и некоторыми другими физическими процессами.
- ✓ Для уменьшения всех видов потерь энергии в ФЭП разрабатываются и успешно применяются различные мероприятия. К их числу относятся:
- ✓ использование полупроводников с оптимальной для солнечного излучения шириной запрещённой зоны;
 - ✓ направленное улучшение свойств полупроводниковой структуры путём её оптимального легирования и создания встроенных электрических полей;
 - ✓ переход от гомогенных к гетерогенным и варизонным полупроводниковым структурам;
 - ✓ оптимизация конструктивных параметров ФЭП (глубины залегания р-п перехода, толщины базового слоя, частоты контактной сетки и др.);
 - ✓ применение многофункциональных оптических покрытий, обеспечивающих просветление, терморегулирование и защиту ФЭП от космической радиации;
 - ✓ разработка ФЭП, прозрачных в длинноволновой области солнечного спектра за краем основной полосы поглощения;
 - ✓ создание каскадных ФЭП из специально подобранных по ширине запрещённой зоны полупроводников, позволяющих преобразовывать в каждом каскаде излучение, прошедшее через предыдущий каскад, и пр.;

Также существенного повышения КПД ФЭП удалось добиться за счёт создания преобразователей с двухсторонней чувствительностью (до +80 % к уже имеющемуся КПД одной стороны), применения люминесцентно переизлучающих структур, предварительного разложения солнечного спектра на две или более спектральные области с помощью многослойных плёночных светоделителей (дихроичных зеркал) с последующим преобразованием каждого участка спектра отдельным ФЭП и т. д.

Альтернативная гидроэнергетика.

Волновые электростанции.

Энергия волн — энергия, переносимая волнами на поверхности океана. Может использоваться для совершения полезной работы — генерации электроэнергии, опреснения воды и перекачки воды в резервуары. Энергия волн — возобновляемый источник энергии.

Мощность волнения оценивают в кВт на погонный метр, то есть в кВт/м. По сравнению с ветровой и солнечной энергией энергия волн обладает гораздо большей удельной мощностью. Так, средняя мощность волнения морей и океанов, как правило, превышает 15 кВт/м. При высоте волн в 2 м мощность достигает 80 кВт/м. То есть, при освоении поверхности океанов не может быть нехватки энергии. Конечно, в механическую и электрическую энергию можно

использовать только часть мощности волнения, но для воды коэффициент преобразования выше, чем для воздуха — до 85 %.

Волновая энергия представляет собой сконцентрированную энергию ветра и, в конечном итоге, солнечной энергии. Мощность, полученная от волнения всех океанов планеты, не может быть больше мощности, получаемой от Солнца. Но удельная мощность электрогенераторов, работающих от волн, может быть гораздо большей, чем для других альтернативных источников энергии.

Несмотря на схожую природу, энергию волн принято отличать от энергии приливов и океанских течений. Выработка электроэнергии с использованием энергии волн не является распространенной практикой, в настоящее время в этой сфере проводятся только экспериментальные исследования.

Приливные электростанции.

Для выработки электроэнергии электростанции такого типа используют энергию прилива. Для устройства простейшей приливной электростанции (ПЭС) нужен бассейн - перекрытый плотиной залив или устье реки. В плотине имеются водопропускные отверстия и установлены турбины, которые вращают генератор. Во время прилива вода поступает в бассейн. Когда уровни воды в бассейне и море сравняются, затворы водопропускных отверстий закрываются. С наступлением отлива уровень воды в море понижается, и, когда напор становится достаточным, турбины и соединенные с ним электрогенераторы начинают работать, а вода из бассейна постепенно уходит (рисунок 14) .

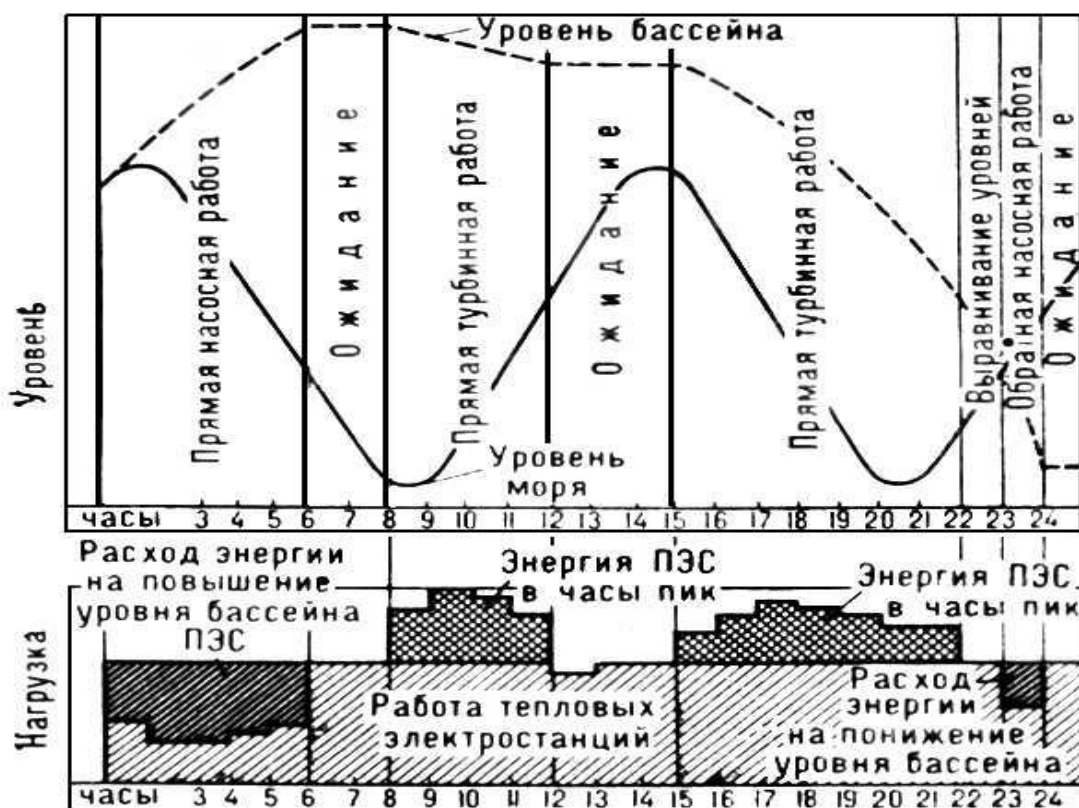


Рисунок 14 – Принцип суточной работы приливной электростанции

Считается экономически целесообразным строительство приливных электростанций в районах с приливными колебаниями уровня моря **не менее 4 м**. Проектная мощность приливной электростанции зависит от характера прилива в районе строительства станции, от объема и площади приливного бассейна, от числа турбин, установленных в теле плотины

В приливных электростанциях двустороннего действия турбины работают при движении воды из моря в бассейн и обратно. Приливные электростанции двустороннего действия способна вырабатывать электроэнергию непрерывно в течение 4...5 ч с перерывами в 1...2 ч четыре раза в сутки. Для увеличения времени работы турбин существуют более сложные схемы - с двумя, тремя и большим количеством бассейнов.

Недостаток приливных электростанций в том, что они строятся только на берегу морей и океанов, к тому же они развивают не очень большую мощность, да и приливы бывают всего лишь два раза в сутки. И даже они экологически не безопасны.

Они нарушают нормальный обмен соленой и пресной воды и тем самым - условия жизни морской флоры и фауны. Влияют они и на климат, поскольку меняют энергетический потенциал морских вод, их скорость и территорию перемещения.

Морские теплостанции, построенные на перепаде температур морской воды, способствуют выделению большого количества углекислоты, нагреву и снижению давления глубинных вод и остыванию поверхностных. А процессы эти не могут не сказаться на климате, флоре и фауне региона.

Водородная энергетика.

Водородная энергетика — развивающаяся отрасль энергетики, направление выработки и потребления энергии человеком, основанное на использовании водорода в качестве средства для аккумуляирования, транспортировки и потребления энергии людьми, транспортной инфраструктурой и различными производственными направлениями.

Водород выбран как наиболее распространенный элемент на поверхности земли и в космосе, теплота сгорания водорода наиболее высока, а продуктом сгорания в кислороде является вода (которая вновь вводится в оборот водородной энергетике). Водородная энергетика относится к нетрадиционным видам энергетики.

Основным элементом данной отрасли энергетики является разработка топливных элементов.

Топливный элемент — электрохимическое устройство, подобное гальваническому элементу, но отличающееся от него тем, что вещества для электрохимической реакции подаются в него извне — в отличие от ограниченного количества энергии, запасенного в гальваническом элементе или аккумуляторе (рисунок 15).

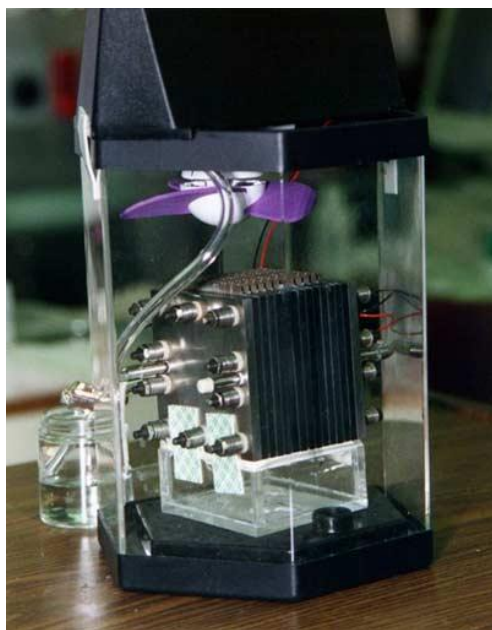


Рисунок 15 – Лабораторная модель водородного топливного элемента

Топливные элементы – это электрохимические устройства, и у них нет такого жёсткого ограничения на КПД, как у тепловых машин. Соответственно, они могут иметь очень высокий коэффициент преобразования химической энергии в электрическую (~80 %).

Принцип разделения потоков топлива и окислителя.

Обычно в низкотемпературных топливных элементах используются: водород со стороны анода и кислород на стороне катода (водородный элемент) или метанол и кислород воздуха. В отличие от топливных элементов, одноразовые гальванические элементы содержат твердые реагенты, и когда электрохимическая реакция прекращается, должны быть заменены, электрически перезаряжены, чтобы запустить обратную химическую реакцию, или, теоретически, в них можно заменить электроды. В топливном элементе реагенты втекают, продукты реакции вытекают, и реакция может протекать так долго, как поступают в нее реагенты и сохраняется работоспособность самого элемента.

Пример водородно-кислородного топливного элемента.

Водородно-кислородный топливный элемент с ионнообменной мембраной (или «с полимерным электролитом») содержит ионопроводящую полимерную мембрану, которая разделяет два электрода — анод и катод. Каждый электрод обычно представляет собой угольную пластину (матрицу) с нанесенным катализатором — платиной, или сплавом платиноидов и др. композиции (рисунок 16).

На катализаторе анода молекулярный водород диссоциирует и теряет электроны. Протоны проводятся через мембрану к катоду, но электроны отдаются во внешнюю цепь, так как мембрана не пропускает электроны.

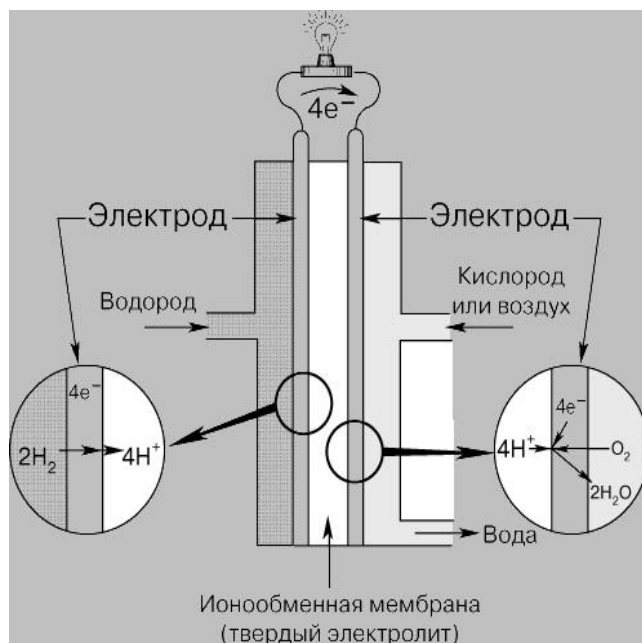


Рисунок 16 – Состав водородно-кислородного топливного элемента

На катализаторе катода молекула кислорода соединяется с электроном (который подводится из внешних коммуникаций) и образует воду, которая является единственным продуктом реакции (в виде пара и/или жидкости).

Топливные элементы не могут хранить электрическую энергию, как гальванические или аккумуляторные батареи, но для некоторых применений, таких как работающие изолированно от электрической системы электростанции, использующие непостоянные источники энергии (солнце, ветер), они совместно с электролизерами и емкостями для хранения топлива (напр. водорода), образуют устройство для хранения энергии. Общий КПД такой установки (преобразование электрической энергии в водород, и обратно в электрическую энергию) 30-40 %.

Контрольные вопросы.

1. Перечислите особенности ветроэнергетики
2. Перечисляете особенности использования гелиоэнергетики

Тема 5. Энергосбережение

Цель: формирование знания по применению энергосберегающих технологий. Автоматизация процессов.

План:

1. Общие сведения об энергосбережении
2. Автоматизация и энергосбережение водоснабжения;
3. Автоматизация и энергосбережение теплоснабжения;
4. Бытовое энергосбережение;

5. Использование ВИЭ в сельском хозяйстве.

Общие сведения об энергосбережении

В современном мире необходимым условием сохранения жизни и развития цивилизации стало обеспечение человечества достаточным количеством энергии и топлива. Проблема ограниченных запасов природных топливно-энергетических ресурсов вызвала необходимость разработки программ по энергосбережению. Энергосбережение - самый эффективный способ развития современной мировой энергетики.

Энергосбережение - комплекс мер по реализации правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование (и экономное расходование) топливно-энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии (ГОСТ Р 51387-99 «Энергосбережение»).

В настоящее время энергосберегающие технологии являются одним из ключевых направлений развития энергетической политики Казахстана. Так как экономика страны характеризуется высокой энергоёмкостью, необходимыми мерами по обеспечению экономии энергии являются:

- ликвидация технологической отсталости промышленности,
- оснащение предприятий новым энергосберегающим оборудованием,
- модернизация сферы ЖКХ,
- внедрение энергосберегающих технологий,
- привлечение в энергосбережение должного объема инвестиций,
- работа с населением,
- борьба с бесхозяйственностью в использовании энергетических ресурсов.

Ещё одним направлением, призванным в будущем заменить традиционные виды топлива, является переход на энергосберегающие технологии в рамках использования возобновляемых источников энергии, к которым относятся: твердая биомасса и животные продукты, промышленные отходы, гидроэнергия, геотермальная энергия, солнечная энергия, энергия ветра, энергия приливов морских волн и океана. Это даёт не только значительное уменьшение расходов на энергетические затраты, но и имеет большие экологические плюсы.

На современном этапе можно выделить **три основных направления энергосбережения:**

- полезное использование (утилизация) энергетических потерь;
- модернизация оборудования с целью уменьшения потерь энергии;
- интенсивное энергосбережение.

Цели и задачи энергосбережения

Основной целью энергосбережения является повышение энергоэффективности всех отраслей, во всех пунктах населения, а также в стране в целом.

Перед тем, как разработать комплекс мер по энергосбережению и повышению энергоэффективности для конкретного субъекта хозяйствования, проводят энергоаудит. Энергетическое обследование представляет собой сбор

информации об использовании энергетических ресурсов с целью получения достоверных данных об объеме используемых энергетических ресурсов, показателях энергетической эффективности, выявление возможностей энергосберегающих технологий и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте.

Важнейшей стратегической задачей государственной политики энергосбережения является создание совершенной системы управления энергетической эффективностью и энергосбережением, которая должна решаться путем сокращения высокого энергопотребления предприятиями Казахстана.

Энергоёмкость производственной отрасли Казахстанских предприятий значительно превышает показатели промышленных предприятий развитых стран. Энергоэффективность промышленных компаний Европы и даже некоторых развивающихся стран значительно выше, отсюда и неконкурентоспособность товаров, выпущенных на предприятиях нашей страны. Огромная энергоёмкость производства является причиной не только высокой себестоимости производимых товаров, но и разорения фабрик и заводов.

В созданной законодательной базе определены приоритетные задачи развития энергосберегающих технологий:

- снижение энергопотребления в сопоставимых условиях не менее чем на 3% в год в течение пяти лет (начиная с 2010 года);

- создание новой идеологии государственных закупок, включающей в себя замену освещения на энергосберегающие лампы и осветительные приборы, введение права устанавливать минимальные требования по энергоэффективности при закупке товаров для нужд государства;

- введение требований для производителей и импортеров товаров по обязательной маркировке продукции по классам энергоэффективности;

- изменение тарифной политики путем применения долгосрочных методов тарифного регулирования;

- введение требований к организациям коммунального комплекса, обязывающих учитывать при формировании инвестиционных программ мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Энергосберегающие технологии.

Энергосберегающие технологии представляют собой комплекс мер и решений, направленных на уменьшение бесполезных потерь энергии. Это новый подход к технологическим процессам, характеризующийся более высоким коэффициентом полезного использования ТЭР.

По данным специалистов доля энергозатрат в себестоимости продукции в Казахстане достигает 30 - 40%. Во многом это вызвано использованием устаревшего оборудования на крупных предприятиях, в ЖКХ и других сферах деятельности. К примеру, на большинстве отечественных предприятий до сих пор используются электродвигатели с большой мощностью, которые рассчитаны на максимальную нагрузку, хотя пиковый период работы составляет всего 10 -15% от общего количества рабочего времени.

Решением этой проблемы может стать оптимизация оборудования за счет использования электроприводов, автоматизация технологических и производственных процессов.

Ещё одним видом эффективного применения энергосберегающих технологий является применение так называемого «умного» освещения. Такие энергосберегающие системы освещения позволяют снизить потребление электроэнергии в десять раз. Энергосберегающий эффект достигается тем, что свет включается автоматически и только тогда, когда он нужен.

Более трети всех энергоресурсов страны расходуется на отопление зданий. Без минимизации непродуктивных потерь тепла перечисленные энергосберегающие меры будут малоэффективны. Поэтому, в современном строительстве применяются технологии с использованием утепления стен, энергосберегающей кровли, энергосберегающих красок, современных стеклопакетов, экономичных систем обогрева.

Хороший энергосберегающий эффект дают новейшие котельные, где применение новых энергоносителей позволяет снизить затраты на обслуживание и существенно повысить КПД, а также перейти на использование более дешевого и экологичного топлива. При проектировании систем вентиляции применяют системы рекуперации (утилизации для повторного использования) тепла отработанного воздуха и переменной производительности приточно-вытяжных агрегатов в зависимости от числа людей в здании.

Все большей популярностью пользуются энергосберегающие технологии, основанные на применении альтернативных и возобновляемых источников энергии:

- использование солнечной энергии, которое осуществляется за счет специальных солнечных батарей и коллекторов, которые монтируются в кровлю домов или устанавливаются прямо на крыше, а также солнечными и фотоэлектрическими электростанциями;

- строительство современных гидроэлектростанций, в которых энергия текущих рек преобразуется в электроэнергию;

- применение биотоплива, которое получают из отходов древесины, производственных и бытовых отходов, высокоурожайных растений.

В будущем, по прогнозам специалистов, большую популярность приобретут энергосберегающие дома, в которых комфортная температура поддерживается зимой без применения систем отопления, а летом - без систем кондиционирования. Первые такие дома уже появились в некоторых городах нашей страны.

В условиях все более возрастающего дефицита основных энергоресурсов, повышающейся стоимости их добычи и современных экологических проблем внедрение энергосберегающих инновационных технологий является необходимым условием успешного развития экономики и сохранения окружающей среды. Также технологии энергосбережения решают многие проблемы в сфере ЖКХ и повышают эффективность производства.

Автоматизация и энергосбережение водоснабжения

Характерным свойством систем управления, определяющим их как особый класс динамических систем, является использование текущей информации об управляемых и управляющих воздействиях при реализации обратных и компенсирующих связей, предназначенных для обеспечения оптимального качества управления по выбранному критерию.

Основы научного подхода к проектированию автоматических устройств были заложены еще в XIX в. русским ученым И.А.Вышнеградским, определившим, что машина и регулятор образуют единую динамическую систему. Им сформулированы также основные положения теории устойчивости и важнейшие закономерности регулирования по принципу обратной связи.

Повышение мощности, сложности и стоимости технологических комплексов и систем как объектов управления, ужесточение требований к качеству продукции, охране окружающей среды и безопасности персонала, а также обеспечение длительной работоспособности оборудования являются экономическими и социальными предпосылками к непрерывному совершенствованию систем управления.

В настоящее время достигнуты определенные успехи в создании автоматизированных (с участием человека) и полностью автоматических управляющих систем. Это способствовало бурному развитию микропроцессорных средств, способных выполнять весь комплекс функций по преобразованию, передаче, обработке, хранению и использованию информации для воздействия на технологический процесс и для связи с оператором. В первую очередь осуществляются измерение, контроль и регулирование состояния технологических объектов.

Энергосбережение и автоматизация с каждым годом становится все более актуальной проблемой. Ограниченность энергетических ресурсов, высокая стоимость энергии, негативное влияние на окружающую среду, связанные с её производством, - все эти факторы невольно наводят на мысль, что разумней снижать потребление энергии, нежели постоянно увеличивать её производство, а значит, и количество проблем. Во всем мире уже давно не только постоянно ведется поиск путей уменьшения энергопотребления за счет его рационального использования, но и достаточно эффективно применяется.

Сохранение энергии - наиболее обещающий путь к решению в ближайшей перспективе проблем нехватки ископаемого топлива для производства и переработки сельскохозяйственной продукции. Здесь хотелось бы отметить, что, с одной стороны, сельское хозяйство не является крупным потребителем ископаемого топлива по сравнению топливным хозяйством и транспортом, а также то, что в будущем спрос на производимую продукцию будет неизменно возрастать, с другой стороны для увеличения производства продукции сельское хозяйство должно развиваться интенсивно используя индустриальные технологии, а этот процесс неразрывно связан с возрастанием потребления энергии: на сегодняшний день прирост продукции на 1 % влечет за собой увеличение расхода энергоресурсов на 2 - 3 %. К тому же в Казахстане на 1 га пашни затрачивается до 250-280 кг условного топлива, тогда как, например, в

США -140 кг. Затрагивая мировые тенденции энергосбережения, хотелось бы отметить, что сельское хозяйство РК значительно отстает в этой области от зарубежных стран. Это объясняется, главным образом тем, что разразившийся в 70-е годы энергетический кризис заставил страны Западной Европы, США, Канады, Японии разработать и внедрить систему технических, технологических, организационных и экономических мероприятий, позволивших обеспечить рост производства продукции сельского хозяйства при уменьшении энергозатрат. В структуре потребления наибольший удельный вес приходится на дизельное топливо - порядка 30 %; бензин - 11-16 %; природный газ -20%; электроэнергия и уголь - 10-11%. Как видно основное потребление энергии осуществляется за счет использования первичных невозобновляемых источников энергии. Поэтому в современных условиях вопрос экономии топливно-энергетических ресурсов приобретает особую остроту.

К тому же растущий дефицит сельхозмашин и низкий уровень их готовности в сочетании с удорожанием топлива и смазочных материалов привел к тому, что площади посевов и поголовье скота неизменно сокращается. Надежды на то, что это может быть компенсировано ростом урожайности и продуктивности, не подтверждаются. Более того, снижение потребления минеральных и органических удобрений привело к падению плодородия почв. По сути дела, в последние годы сельскохозяйственное производство осуществлялось в “долг”, за счет эксплуатации природного потенциала земли, без его восстановления сельское хозяйство становится все более уязвимым к перепадам погодных условий, все более неустойчивым и труднопрогнозируемым. Следовательно, без организации товарного производства на базе энергоресурсосбережения не может быть нормального отечественного рынка продовольствия, сориентированного на массового потребителя.

В свете всего вышеуказанного выделяются два пути энергосбережения: использование первичных и вторичных энергоресурсов. Причем при использовании первичных источников энергии, образовавшихся в результате геологического развития Земли, главный упор необходимо сделать на использование первичных возобновляемых источников энергии (использование энергии Солнца, ветра, приливов-отливов, геотермальной энергии и т.д.) или иначе альтернативных источников энергии. В данном случае предполагается альтернатива использованию первичных невозобновляемых источников энергии (уголь, нефть, газ, слюда, сланцы и т.д.).

Использование вторичных источников энергии - является главным резервом сохранения энергии и главным образом это - применение энергосберегающих технологий, основными из которых являются:

- совершенствование конструктивных решений систем вентиляции, средств регулирования микроклимата, эксплуатации теплового оборудования и т. д.;
- использование тепловых насосов;

- регенерация теплоты на животноводческих фермах;
- использование биогаза;
- использование естественного холода;
- использование отходов (солома, стебли, опилки, ветки деревьев и т. д.)

для целей отопления;

- использование вторичных энергоресурсов промышленных предприятий;

Конечно же, все мероприятия по энергосбережению должны проводиться на различных уровнях их реализации. И первый уровень включает мероприятия, которые зависят от работников хозяйств, и выражается в поддержании технических параметров машин и оборудования в процессе эксплуатации на уровне их значений в соответствии с ГОСТами на их изготовление. Это, например, регулировка зазоров между клапанами и толкателями двигателя, между контактами прерывателя-распределителя, сцепления, тормозов и т.д., своевременная замена неисправных деталей системы питания (форсунок, свечей), устранение подтекания трубопроводов и др. Сюда также относятся и мероприятия по рациональному использованию и обслуживанию машин: повышение загрузки, использования пробега, квалификации, а также обеспечение механизированной доставки, хранения и заправки машин ТСМ. Развитие второго уровня зависит от работников управленческих структур и отраслей АПК, научно-конструкторских организаций, обслуживающих и снабженческих предприятий. К этому уровню относят в основном мероприятия научно-технического прогресса. Создание новой техники позволит снизить расход или уменьшить потери топлива и электроэнергии, которые возникают из-за несовершенства имеющихся конструкций. Третий уровень зависит от политики государства проводимой в сфере энергосбережения.

Таким образом, применение энергосбережения в сельском хозяйстве должно решить вопросы не только снижения прямых и совокупных затрат энергии, причем средства сэкономленные благодаря рациональному использованию энергии необходимо направлять на дальнейшие энергосберегающие меры (т.е. работать по принципу реинвестиций), но и увеличения производства продукции.

Водоснабжение сельских потребителей должно быть хорошо механизировано и автоматизировано. Благодаря автоматизации человек практически освобожден от ручного труда при добыче, доставке и распределении воды на предприятия и в быту. Автоматизация позволила увеличить производительность труда по водоснабжению в 20 раз, снизить эксплуатационные затраты в 10 раз.

Для подъема и раздачи воды применяют водонасосные установки, состоящие из водоприемников, очистительных сооружений, резервуаров чистой воды или водонапорных башен, соединительной водопроводной сети и электронасосов со станциями управления. Наиболее широко в сельском хозяйстве распространены центробежные и осевые насосы. Насосы выполняют

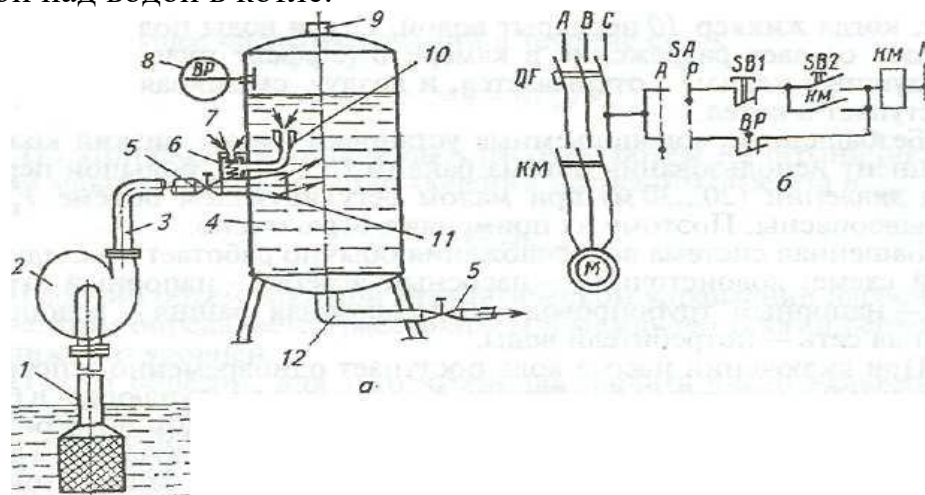
в моноблоке с электродвигателями и погружают в воду или располагают на поверхности земли.

Для подъема воды из открытых водоемов и шахтных колодцев используют также плавающие центробежные насосы. Широко распространены так называемые объемно-инерционные насосы с электромагнитным вибрационным приводом, рассчитанные на малую подачу воды (до 1 м³/ч при напоре 20 м).

В водоснабжении используют водонасосные установки трех типов: башенные с водонапорным баком, безбашенные с водонапорным котлом и непосредственной подачей воды в водопроводную сеть. Почти в 90 % случаев используют башенные водонасосные установки с расходом воды до 30 м³/ч. Если расход воды составляет 30...65 м³/ч, то рекомендуют двухагрегатные насосные станции с водонапорным котлом. При расходе воды более 65 м³/ч экономически целесообразно использовать насосные установки с непосредственной подачей воды в распределительную сеть.

Безбашенная автоматическая водоподъемная установка типа ВУ (рисунок 17) предназначена для подъема воды из открытых водоемов и шахтных колодцев глубиной до 5 м при напоре 25...80 м. Установка состоит из всасывающей трубы 1 с приемным фильтром насосного агрегата 2, нагнетательной 3 и водоразборной 12 труб с запирающими вентилями 5, воздушно-водяного бака 4 с датчиком давления 8 и струйным регулятором запаса воздуха, имеющего камеру смешивания 6, воздушный клапан 7, жиклер 10 и диффузор 11.

Схема управления в автоматическом режиме работает следующим образом. Вода к потребителю поступает под давлением воздушной подушки, расположенной над водой в котле.



1 – всасывающая труба; 2 – насосный агрегат; 3 – нагнетательная труба; 4 – воздушно-водяной бак; 5 – запирающий вентиль; 6 – камера смешивания; 7 – воздушный клапан; 8 – датчик давления; 9 – предохранительный клапан; 10 – жиклер; 11 – диффузор; 12 – водозаборная труба

а) технологическая схема подъемной установки воды;

б) принципиальная электрическая схема подъемной установки воды

Рисунок 17 – Технологическая и принципиальная схемы

При разборе воды из котла давление в котле снижается и контакты манометрического датчика давления ВР замыкаются, катушка магнитного пускателя КМ получает питание и включает электронасос.

Давление включения, МПа, рассчитывают по формуле:

$$P_1 = (H_{св} + H_p + H_{пот})10^{-2}, \quad (23)$$

где $H_{св}$ — свободный напор у потребителя, м (для одноэтажных зданий 8 м, для двухэтажных — 12 м);

H_p — разность отметок расчетных точек водопроводной сети и минимального уровня воды в баке, м;

$H_{пот}$ — потери напора в водопроводной сети, м.

При увеличении уровня воды давление в котле повышается до заданного значения, при котором контакты ВР размыкаются и насос отключается.

Давление выключения, МПа, определяют по формуле :

$$P_2 = 1,7 P_1 + 0,7. \quad (24)$$

Ручное управление электронасосом осуществляется кнопками SB2 «Пуск» и SB1 «Стоп».

Объем воздушной подушки в баке постоянно уменьшается, так как часть воздуха растворяется и выносится с водой. Вследствие этого уменьшается давление воздушной подушки и регулирующий объем в котле снижается.

Для автоматического поддержания объема воздушной подушки служит регулятор, обеспечивающий подкачку воздуха до давления в баке 250 кПа. При максимальных аварийных давлениях срабатывает предохранительный клапан 9. Пополнение воздуха происходит, когда жиклер 10 перекрыт водой. Струя воды под действием насоса создает разрежение в камере 6 (эффект пульверизации), воздушный клапан 7 открывается, и воздух, смешиваясь с водой, поступает в котел.

Безбашенные водоподъемные установки имеют низкий коэффициент использования объема бака (0,15...0,2)V, большой перепад давлений (20...30 м) при малом регулирующем объеме V_p и взрывоопасны. Поэтому их применяют ограниченно.

Башенная система водоснабжения обычно работает по следующей схеме: водоисточник — насосный агрегат — напорный агрегат — напорный трубопровод — водонапорная башня — водопроводная сеть — потребители воды.

При включении насоса вода поступает одновременно к потребителям и в напорный бак башни. Количество поступающей в бак воды равно разности между подачей насоса и расходом потребителей. После наполнения бака насосный агрегат отключается и водоснабжение потребителей обеспечивается водой, запасенной в баке. Вместимость бака стандартных водонапорных башен-

колонок 15...50 м³ и более. При этом общая вместимость бака определяется как сумма трех объемов: регулирующего, запасного и «мертвого». «Мертвый» объем, как правило, невелик. В него входят отстойная часть бака и часть объема бака от его верхней кромки до максимального уровня воды (высотой примерно 0,3 м).

Запасной объем должен хранить хозяйственно-производственный запас на случай перерыва в электроснабжении и, главное, пожарный запас воды, размеры которого определяются строительными нормами и правилами.

Регулирующий объем V_p (м³), подача насоса G_H (м³/ч) и текущее потребление воды G_p (м³/ч) определяют продолжительность работы насосного агрегата:

$$T_{\Pi} = V_p / (G_H - G_p) \quad (25)$$

Продолжительность паузы определяется по формуле:

$$T_{\Pi} = V_p / G_p. \quad (26)$$

Соответственно время цикла $T_{\Sigma} = T_p + T_{\Pi}$

Максимальное число включений будет при :

$$n = 0,25(G_H / V_p). \quad (27)$$

Наибольшее число включений в течение суток

$$n_{\max} = 24n = 6(G_H / V_p). \quad (28)$$

По этой формуле определяют рабочий объем V_p , ограничивающий максимальное число включений насосного агрегата n_{\max} :

$$n = 6 G_H / n_{\max} \quad (29)$$

Рабочий объем бака при автоматическом управлении насосным агрегатом определяется расстоянием h между датчиками верхнего и нижнего уровней.

Таким образом, для того чтобы обеспечить число включений погружного насоса не более допустимого по техническим условиям, расстояние между датчиками верхнего и нижнего уровней (зона неоднозначности двухпозиционного регулятора) должно быть

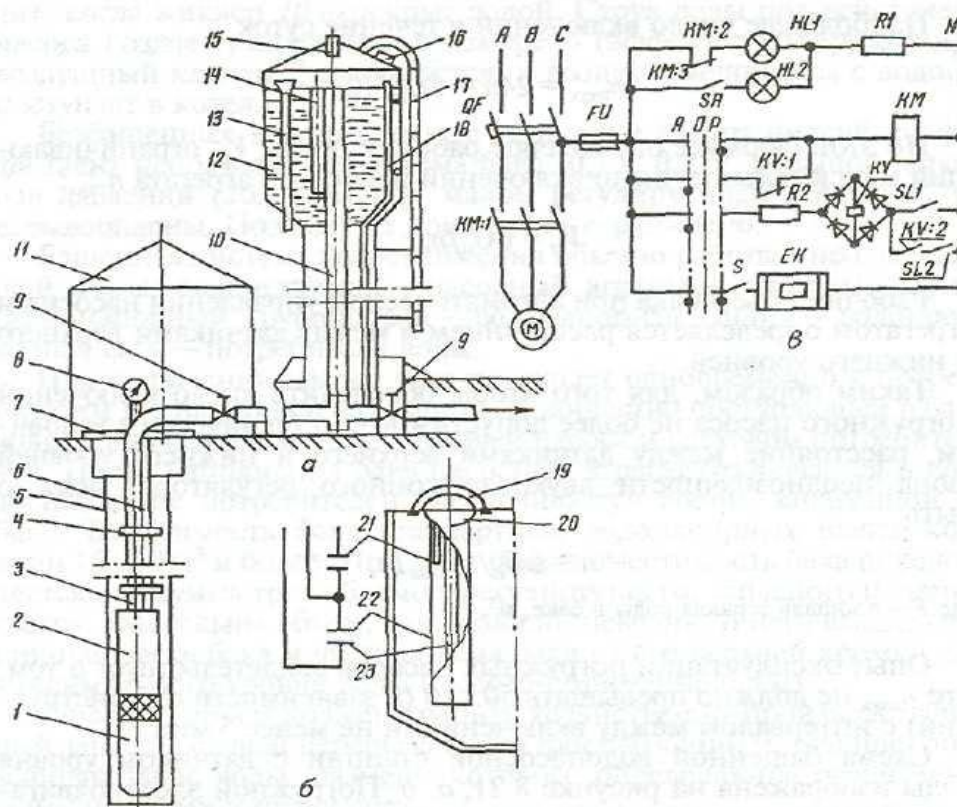
$$n = 6 G_H / (n_{\max} F), \quad (30)$$

где F — площадь зеркала воды в баке, м².

Опыт эксплуатации погружных насосов свидетельствует о том, что p_{\max} не должно превышать 50...70 (в зависимости от конструкции) с интервалом между включениями не менее 5 мин.

Схема башенной водонасосной станции с датчиком уровня воды изображена на рисунке 18. Погружной электродвигатель 1 в монолите с многоступенчатым насосом 2 закреплен на водоподъемных трубах 3 и опущен в скважину 5. Трубы закреплены в плите 7, установленной в санитарно-техническом помещении 11. Скважины укреплены обсадными трубами диаметром 100...450 мм. Электродвигатели выполнены сухими, полусухими или заполненными водой. Наиболее распространены электродвигатели, заполненные водой. Резинометаллические или пластиковые подшипники также смазываются водой. К электродвигателю подведен кабель 6, закрепленный на водоподъемных трубах хомутами 4. Всасывающая часть трубы снабжена сеткой, задерживающей крупные примеси, которые могут содержаться в воде.

Бак 12 башни выполнен сварным из листовой стали и установлен на кирпичной, железобетонной или металлической опоре. К баку подведен напорно-разводящий трубопровод 10. Конец напорной трубы доведен до верхнего уровня, а отвод воды из бака происходит через обратный клапан у нижнего уровня. Бак оборудован внешней 17 и внутренней 18 лестницами, люком 16, вентиляционным клапаном 15, датчиком уровня 14 и водосливной трубой 13, исключающей переполнение бака водой в случае неотключения насоса. На водопроводе установлен манометр 8 и задвижки 9.



1— погружной электродвигатель; 2 — многоступенчатый насос; 3 — водоподъемные трубы; 4— хомуты; 5— скважина; 6— кабель; 7— плита; 8— манометр; 9— задвижки; 10— напорно-разводящий трубопровод; 11 — санитарно-техническое помещение; 12 — бак; 13 — водосливная труба; 14 — датчик уровня; 15—вентиляционный клапан; 16 — люк; 17 и 18— внешняя и внутренняя лестницы; 19— скоба; 20 — защитный корпус; 21, 22 и 23-электроды соответственно верхнего, нижнего и общего уровней (а,б) технологическая схема установки и схема датчика уровня воды (в) и принципиальная электрическая схема управления

Рисунок 18 – Башенная водонасосная установка с погружным электродвигателем

Электродный датчик уровня состоит из защитного корпуса 20, скобы 19 для крепления датчика в баке и трубчатых электродов: верхнего 21, нижнего 23 и общего 22 уровней. Внутри центрального электрода расположен нагревательный элемент, который включен в холодное время для исключения обмерзания электродов.

На рисунке 18 (в) показана принципиальная электрическая схема управления типа ПЭТ башенной водонасосной установкой. Она позволяет в ручном и автоматическом режимах пускать и останавливать электронасос, защищает электродвигатель от перегрузок и коротких замыканий, сигнализирует при помощи сигнальных ламп о включенном и отключенном состоянии насоса.

Ручное включение электронасоса осуществляют переводом переключателя SA в положение P, а отключение — в положение 0. Автоматический режим работы задают переводом переключателя в положение Л. Если в баке воды нет, то контакты (электроды) датчика верхнего SL1 и нижнего SL2 уровней разомкнуты, следовательно, контакты реле KV в цепи катушки магнитного пускателя KM замкнуты. Магнитный пускатель срабатывает и включает электронасос M. По мере накопления воды в баке перекрываются водой сначала контакты SL2 нижнего уровня, а затем SL1 верхнего уровня. При этом реле KV получает питание через воду. Kontakтами KV: 1 оно разрывает цепь питания магнитного пускателя KM, и электронасос отключается. Реле KV остается включенным через контакты KV: 2, SL1 и SL2. Оно отключается только тогда, когда вода разомкнет не только верхние контакты, но и нижние. В этом случае контакты KV: 1 в цепи магнитного пускателя KM вызовут повторное включение электронасоса M. Отключенное состояние насоса определяется по зеленой лампе HL1, а включенное — по красной HL2.

Защита двигателя осуществляется при помощи типовых расцепителей магнитного пускателя KM а автомата QF.

На холодный период года выключателем S включается электрообогреватель EK датчика, предотвращающий обледенение и промерзание электродов датчика уровня.

Автоматизация и энергосбережение теплоснабжения.

Основные принципы автоматизации котельных установок.

В состав котельной входят водогрейные, либо паровые котлы, газорегуляторная установка, системы водоподготовки, подготовки топлива, деаэрационно-питательная установка, насосы различного назначения, газоанализаторы, вентиляционная система, узлы учета энергоресурсов, и другое вспомогательное оборудование, представленное на рисунке 19.

Система управления котлом обеспечивает:

- автоматическую подготовку котла к розжигу
- автоматический розжиг горелок
- управление нагрузкой и оптимизацию соотношения топливо-воздух
- управление тепловым режимом работы котла
- защиту, сигнализацию и блокировки работы котла при неисправностях
- поагрегатный учет энергоресурсов

Система управления общекотельным оборудованием обеспечивает:

- управление деаэрационно-питательной установкой
- управление насосами, автоматический ввод резервного насоса, переключение насосов в зависимости от количества отработанных часов
- контроль и управление параметрами общекотельного оборудования, поддержание температурных графиков по температуре наружного воздуха
- учет выработанной и потребленной энергии, расчет удельных норм расхода топлива на выработку тепловой энергии.

В состав комплекса технических средств автоматизированной системы управления котельной входят:

- центральный диспетчерский пульт (ЦДП), состоящий из одного или нескольких АРМ операторов;
- шкафы автоматики котлов и общекотельного оборудования.

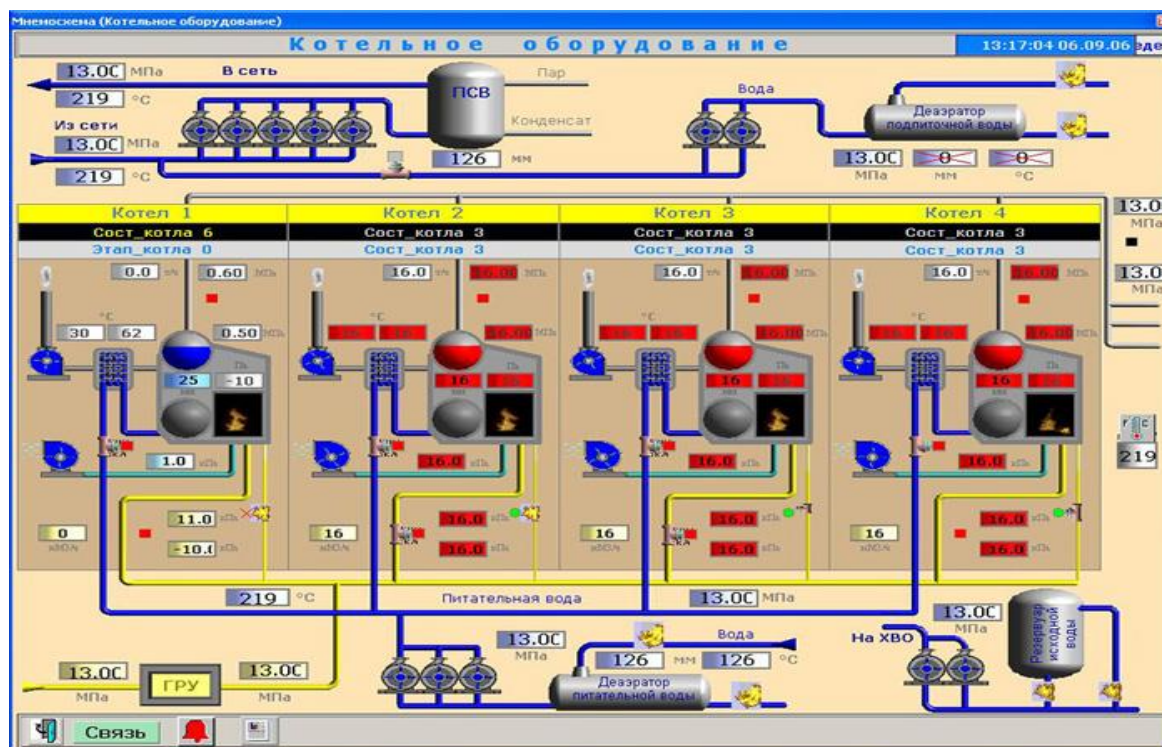


Рисунок 19 – Система автоматического управления котельным оборудованием.

Центральный диспетчерский пульт предназначен для дистанционного управления технологическим процессом, отображения всей технологической информации о состоянии объекта управления в виде мнемосхем, графиков, таблиц, формирования отчетной документации.

Шкафы автоматики предназначены для автоматизированного управления оборудованием котельной и включают в себя:

- промышленный контроллер Modicon TSX Premium (Schneider Electric) со встроенным портом Ethernet 100Мбит/с для обмена информацией между шкафами автоматики и АРМ операторов
- цветную сенсорную панель оператора Magelis (Schneider Electric) со встроенными архивами для управления объектом
- твердотельные и развязывающие реле, преобразователи
- коммутационная и светосигнальная аппаратура, звуковая сигнализация

Результат и эффект внедрения:

- повышение надежности работы котельной;
- экономия электроэнергии 20-40% за счет регулирования частоты вращения двигателей вентиляторов дымососов;
- экономия топлива 2-6% за счет оптимального поддержания соотношения топливо-воздух;
- протоколирование и архивирование информации, анализ работы операторов и оборудования, разбор аварийных ситуаций на основании архивных данных;
- улучшение условий труда обслуживающего персонала

Бытовое энергосбережение.

В жилом секторе для экономии ТЭР (в виде тепловой и электрической энергии), на бытовом уровне можно применить ряд простых мероприятий, которые не требуют привлечения дополнительных средств.

В комплексе эти мероприятия получили название «Бытовое энергосбережение», перечислим их:

- 1) утеплить окна и наружные двери, балконы и лоджии: оклеить толстой бумагой или липкой лентой, завесить окна и балконные двери толстыми занавесками, но так, чтобы они не закрывали отопительные приборы и не препятствовали циркуляции тепла;
- 2) для индивидуального дома можно утеплить наружные стены методом «Термошуба»;
- 3) дополнительно укрепить прозрачную полиэтиленовую плёнку на окнах, создав, тем самым, эффект тройного остекления или установив рамы с тройным остеклением;
- 4) закрыть более чем на половину вентиляционные отверстия в туалетной и ванной комнатах, на кухне, а так же дымоходы плотной бумагой или картоном (или пластиком) как показано на рисунке 3, но только для

холодного периода года, когда из-за значительного перепада наружной и внутренней температур воздуха возрастает перепад давления и скорость движения удаляемого воздуха в вентиляционном канале или дымоходе, то есть становится повышенным воздухообмен в помещении. Если здание многоэтажное, то необходимо прикрывать более чем на половину отверстие вытяжного канала на этажах ниже нейтральной плоскости и менее половины площади канала на этажах выше нейтральной плоскости здания.

5) Повысить эффективность теплоотдачи от отопительных приборов следующими способами:

5.1 установить *отражающий экран* за отопительным прибором и под подоконником из блестящей или алюминиевой фольги, алюминиевой плёнки или оцинкованной жести;

5.2 между отражающим экраном и стеной положить теплоизолирующий слой из войлока или толстой ткани (картона), что позволит повысить температуру в помещении на $1 \div 2$ °С;

5.3 установить на отопительных приборах термостаты РТД (терморегуляторы) и краны, в СНИП «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» приведены рекомендации об установке терморегуляторов, также регламентируют их установку на каждый отопительный прибор; это дает экономию в системах отопления на $15 \div 25$ %, а срок окупаемости составляет $1,5 \div 4$ года;

5.4 изолировать все трубы горячей воды, также скрытые в каналах стояки и магистрали в подвалах, на чердаках (технических этажах) утеплителем или войлоком, пенистым материалом или теплоизолирующими сегментами для снижения теплопотерь трубопроводами;

5.5 не загромождать отопительные приборы мебелью, чтобы не препятствовать циркуляции тёплого воздуха по комнате;

б) снижать расход электроэнергии на освещение и бытовую технику:

6.1 использовать энергосберегающее и энергоэффективное освещение – это обеспечение необходимой нормы освещённости при уменьшении затрат на потребляемую энергию источниками освещения

6.2 правильно пользоваться холодильниками и морозильниками:

а) размораживать холодильники/морозильники как только толщина льда достигнет $5 \div 10$ мм;

б) не открывать холодильник/морозильник без надобности и надолго;

в) поставить холодильник/морозильник в самом холодном месте кухни, подальше от плиты и отопительных приборов, смотри рисунок 5в;

г) класть на хранение в холодильник/морозильник только холодные продукты;

- д) при покупке нового холодильника/морозильника учитывать его энергосберегающие характеристики (смотри статьи в журнале «Энергоэффективность» за 2002-2003 года);
- 7) отключать все бытовые электрические приборы, которые не используются и холодильники/морозильники в том числе;
- 8) использовать меньше горячей и холодной воды, для этого выполнять следующие требования:
- 8.1 оперативно устранять все течи в кранах и трубах, всегда иметь в доме запасные уплотнительные прокладки, смотри плакаты рисунок 6;
 - 8.2 мыть посуду первый раз в ёмкости с моющим средством, а потом под струёй воды ополаскивать;
 - 8.3 использовать распылители воды, которые надеваются на водоразборный кран и создают объёмную струю, создание которой затрачивается меньше воды;
 - 8.4 кипятить воды не больше, чем нужно;
 - 8.5 периодически удалять накипь с внутренней поверхности чайников и кастрюль, так как накипь является теплоизолятором и для нагрева воды потребуется затратить больше теплоты;
 - 8.6 если мыться в душе, а не в ванной, то экономится большой объём воды;
 - 8.7 мыть автомобиль не из шланга, а из ведра или бутылки;
 - 8.8 изолировать войлоком, пенистым материалом или теплоизолирующим материалом все трубы горячей воды, которые проходят в здании (подвал, чердак и т.д.), для снижения теплопотерь и холодной воды для предотвращения замерзания;
 - 8.9 установить счётчики электроэнергии, газа, тепла и воды, и регулярно записывать потребление в вашем доме.
- 9) применение тёплых полов в квартире (частном доме) в помещениях ванной, санузле, спальню комнате, кухне позволяет экономить энергию затрачиваемую на их обогрев; рекомендации по устройству таких полов с применением греющих полимерных проводов дают специалисты БГПА (НИЛ ИнТС), их конструкции успешно прошли апробацию в жилых квартирах, при устройстве систем отопления производственных, животноводческих и агротехнических помещений, обогреве трубопроводов, емкостей, кабин машин и механизмов, грунта в грядках, парниках, удалении снега и льда с поверхностей, прогреве бетона в стыках сборных и устройстве монолитных конструкций, а также изготовлении обогревающих устройств различного назначения;
- 10) применение для теплоснабжения систем нагрева воды с использованием солнечной энергии;
- 11) применение тепловых насосов, теплоутилизаторов и др.;
- 12) для вновь строящихся коттеджей можно запроектировать энергосберегающую систему воздушного отопления

Кроме организационных и технических мероприятий по бытовому энергосбережению в агропромышленном комплексе активно применяется

экономия энергии в освещении объектов производства и быта. Энергоэффективное освещение подразумевает обеспечение необходимой освещённости при уменьшении затрат на потребляемую электроэнергию и замену источников света.

Необходимая освещённость должна соответствовать заданным нормам и параметрам в нужном месте и в нужное время при обеспечении качественных характеристик освещения: требуемый спектральный состав излучения, ограничение пульсаций светового потока и неравномерность распределения яркости в поле зрения, отсутствие в поле зрения близких источников вызывающих слепящее действие. Необходимая освещённость достигается за счёт оптимизации размещения светильников, подбора цвета и контраста /15/, /16 и др./.

Освещение в нужное время означает гарантию того, что освещение обеспечивается всё время, когда в освещённом пространстве находятся люди. Освещение должно быть в нужном месте для обеспечения необходимой освещённости в определённых заданных пространствах.

Энергоэффективное освещение может быть выполнено за счёт минимизации трёх переменных:

- число часов использования;
- установленная мощность светильников;
- затрат на приобретение и установку или замену ламп.

Бытует мнение, что энергоэффективное освещение дорогое. В действительности – это не так, так оно выгодно и позволяет экономить деньги. Первоначальная стоимость новой системы освещения выше, чем малоэффективной. Однако, в течение нескольких лет или месяцев, она себя окупает за счёт сбережения электроэнергии и средств на замену источников света.

Для воплощения в жизнь концепции энергоэффективного освещения необходимо осуществлять комплексный подход к системе освещения: *источник света – пускорегулирующий аппарат – светильник – осветительная установка – экология – эксплуатация.*

В настоящее время для большинства общественных зданий городского и аграрного сектора доля энергопотребления на освещение составляет от 30 % до 45 % от общего потребления энергии в здании. Иногда до двух третьих от этой величины можно сберечь благодаря дешёвым и простым энергосберегающим мероприятиям:

- 1) Выключение освещения при выходе из помещения;
- 2) Поддержания отражающей поверхности осветительных приборов в чистоте (на грязной поверхности теряется до 50 % освещённости) – наиболее дешёвые способы по энергосбережению.
- 3) Светлый интерьер создаёт дополнительное ощущение более светлого пространства и уменьшает потребность в использовании искусственного освещения. Сбережение электроэнергии на уровне 30-70 % даёт сочетание

двух составляющих: хорошего естественного освещения и хорошо регулируемого искусственного освещения.

Из известного зарубежного опыта известно, что автоматизация системы освещения позволяет снизить энергопотребление на 30-50 % .

Так же нужно применять и более дорогостоящие мероприятия, в которых заложен *значительный потенциал энергосбережения при за счёт повышения эффективности преобразования электрической энергии в световую*, к таким мероприятиям относятся:

1) снижения установленной мощности источника света без ухудшения светоотдачи; этого достигаем благодаря применению энергоэффективных источников света с высокой светоотдачей $P_{уд}$ (лм/Вт);

2) применения высокоэффективных пускорегулирующих аппаратов (ПРА) с малым собственным потреблением энергии: электронные ПРА, электромагнитные ПРА на кремниево-железных сердечниках с высокой магнитной проницаемостью; высокочастотные электронные пускорегулирующие аппараты (ЭПРА);

3) применение светильников с высоким КПД, имеющих высокую отражающую поверхность (применение алязакированного алюминия с коэффициентом отражения 98 %), замена рассеивателя из органического стекла на рассеивающую решётку из выше названного материала и т.д.;

4) применение светильников отражённого света уменьшает затраты на освещение до 30 %;

5) оптимальное размещение светильников для освещения требуемого пространства;

б) автоматизировать системы освещения; использовать *датчики движения* и другие новые разработки;

7) надлежащее техническое обслуживание (периодическая замена ламп и чистка).

8) применять *люминисцентные лампы, галогеновые лампы, натриевые лампы высокого давления* (для уличного и объектного освещения в комплекте с ЭПРА) и другие энергосберегающие лампы;

9) применение светопроводов из полимерных материалов (для оформления вывесок и витрин, праздничного украшения зданий и др.).

Люминисцентные лампы имеют ряд преимуществ по сравнению с другими осветительными приборами:

1) экономия электроэнергии до 30% по сравнению с питанием от электромагнитного ПРА и шестикратная экономия энергии по сравнению с аналогичной лампой накаливания;

2) повышение на 20% светоотдачи, благодаря высококачественному функционированию люминисцентных источников света;

3) увеличение срока службы лампы на 20% и более, за счет оптимального режима с плавным подогревом нитей накала (катодов);

4) мгновенное включение без дополнительного стартера и бесшумная работа светильника;

5) ровный без мерцания свет не утомляющий зрение при длительной зрительной нагрузке, благодаря высококачественному функционированию люминисцентных ламп;

б) отсутствие стробоскопического эффекта;

7) пригодность к эксплуатации в резервных (аварийных) установках 200-250 В. постоянного тока;

8) отсутствие электромагнитных помех, защита от помех в электросети.

Недостатки ЭПРА и люминисцентных ламп: высокая стоимость по сравнению с лампой накаливания.

Использование ВИЭ в сельском хозяйстве

Применение биогаза

В последнее десятилетие большое внимание уделено развитию в нашей стране использованию нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в связи с дефицитом собственных топливно-энергетических ресурсов. Одним из нетрадиционных и возобновляемых источников энергии может служить энергия получаемая из биомассы. Именно полученный в хозяйствах республики биогаз и выработка энергии из него позволит экономить природные и сжиженные газы.

Все источники биомассы можно разделить на три основные группы:

1) к первой группе относятся специально выращенные для энергетических целей наземные растения. Наибольшее значение имеют лесоводческие энергетические хозяйства для выращивания различных пород деревьев: быстрорастущая порода ивы (разработка белорусских ученых), эбеновое дерево, эвкалипт, пальма, гибридный тополь и др. Одним из перспективных энергетических культур является земляная груша (топинамбур), сладкое сорго, сахарный тростник.

2) ко второй группе источников биомассы относятся различные органические остатки и отходы:

а) биологические отходы животных (навоз крупного рогатого скота, помёт домашней птицы и др.);

б) остатки от сбора урожая сельскохозяйственных культур и побочные продукты их переработки, такие как солома ржи и пшеницы, кочерыжка кукурузного початка, стебель хлопка, скорлупа земляного ореха, отходы картофеля, рисовая шелуха и солома, лузга семечек, костра льна и др.;

в) отходы лесозаготовок, лесопиления и деревообработки: кора, опилки, древесные щепки, стружки;

г) промышленные сточные воды (в частности, текстильных, молочных, а так же других предприятий по переработке пищевых продуктов);

д) городские отходы (твёрдые и сточные воды).

3) третья группа – это водные растения, в том числе морские водоросли, среди которых гигантские ламинарии (бурые водоросли), водяной гиацинт. Океан рассматривается как основной поставщик крупных морских бурых водорослей и водорослей обитающих на дне (бентические растения), а так же водорослей плавающих в стоячей воде. Кроме того анализируется

возможность использования биомассы эстуарий солёных и пресноводных болот.

Энергетический потенциал водных растений довольно высок. Так, например свежие морские водоросли 29,2 т.н.э/га/год; водяной гиацинт -53,6 т.н.э/га/год, а сахарный тростник 40,0 т.н.э/га/год [21], [26].

В зависимости от влажности и степени биоразлагаемости биомасса перерабатывается термохимическими методами (прямое сжигание, газификация, пиролиз, ожижение) или биологическими (анаэробная переработка, этапольная ферментация). С их помощью, из биомассы можно получить различные конечные энергетические продукты, включая тепло, пар, низко- и высококалорийные газы и различные жидкие топлива. Одним из самых широко используемых методов переработки биомассы остаётся прямое сжигание с целью получения тепла или электроэнергии. Наиболее перспективным процессом превращения биомассы являются термохимическая газификация, ферментация и анаэробная переработка, в результате которых получают синтез-газ (метан). Для Беларуси перспективным может стать развитие биоэнергетики на основе обновляемого энергетического ресурса, такого как древесина. Сюда можно отнести и выращивание быстрорастущих сортов древесины. Уже ведутся исследования по выращиванию энергетических плантаций канадской ивы и сахалинского горца Вейриха. Эти деревья способны обновляться в течении 25 лет, а обрубку и сбор топлива проводят через 3 года, причём один гектар плантации способен дать в среднем 20 м³ древесины. Так же изучаются возможности выращивания и целесообразности выращивания в наших климатических условиях сахалинского бамбука и Сильвии широколистной. Разрабатывается и получает широкое применение технология сжигания древесных гранул.

Получении биогаза при анаэробном сбраживании

Одним из способов получения биогаза является способ *анаэробного* (без доступа кислорода), сбраживании или *ферментации* (перепревании) органических веществ биологической массы самого различного происхождения при температуре 30÷370 °С, а так же при постоянном перемешивании загруженного сырья, периодической загрузке исходного сырья в ёмкость для ферментации и выгрузке сброженного материала [22] Ёмкость, в которой происходит процесс сбраживания, называется *метантенком или реактором*. При соблюдении всех оговоренных выше условий под действием имеющихся в биомассе бактерий органические вещества разлагаются и образуют смесь газов, которая называется **биогаз**. Для получения биогаза могут быть использованы отходы обработки сельскохозяйственных культур — силос, солома, пищевые и другие отходы ферм, навоз, птичий помёт, сточных вод и тому подобное сырьё содержащее органические вещества. Важно, чтобы среда сырья была нейтральной, без веществ которые мешают действию бактерий, например мыла, стиральных порошков, антибиотиков [20].

Биогаз содержит 50÷80 % метана (СН₄), 50÷20 % диоксида углерода (СО₂), 0÷3 % сероводорода (Н₂С), а так же примесей: водорода, аммиака и окислов

азота. Биогаз не имеет неприятного запаха. Теплота сгорания 1 м³ биогаза достигает 21÷29 МДж, что примерно эквивалентно сжиганию 0,6 л бензина, 0,85 л спирта, 1,7 кг дров или использованию 1,4÷1,6 кВт*ч электроэнергии. Эффективность сбраживания зависит от соблюдения анаэробных условий, температурного режима и продолжительности сбраживания. Сбраживание навоза возможно при температуре 30÷35 °С (*мезофильный режим брожения*) и 50÷60°С и выше (*термофильный режим*).

Продолжительность сбраживания навоза зависят от вида биомассы. Для навоза крупного рогатого скота и куриного помета продолжительность составляет 20 суток (сут), свиного навоза - 10 сут. Активность микробной реакции в значительной мере определяется соотношением углерода и азота. Наиболее благоприятные условия при соотношении $C/N = 10:16$.

С 1 м³ реактора выход биогаза достигает 2÷3 м³ биогаза, от птичьего помёта - 6 м³ /21/. В сутки от одного животного можно получить следующее количество биогаза: крупный рогатый скот (массой 500÷600 кг) — < 1,5 м³; свиньи (массой 80÷100 кг) — 0,2 м³; куры или кролики — 0,015 м³.

Данные об удельном выходе биогаза от различных сельскохозяйственных отходов приведены в таблице 4. [22].

Энергию, которую получают от сжигания биогаза можно использовать для различных нужд сельского хозяйства. С помощью приводимого газовым двигателем внутреннего сгорания электрического генератора можно получать электроэнергию. Недостатком является то, что часть выработанной энергии необходимо использовать на работу самой биогазовой установки (в некоторых установка до 50 % вырабатываемой энергии).

Биогаз можно сжигать как топливо в горелках отопительных установок, водогрейных котлов, газовых плит и использовать в холодильных установках абсорбционного типа, в автотракторных двигателях, в агрегатах инфракрасного излучения. Карбюраторный двигатель легко переводится на газ, в том числе на биогаз. Для этого карбюратор заменяют на смеситель. Не представляет трудностей перевод дизельных двигателей на работу с газом. При переводе с дизельного топлива на природный газ мощность двигателя снижается на 20 %, с природного на биогаз — на 10 %. Расход биогаза составляет в среднем 0,65 м³/кВт*ч. Давление газа перед двигателем должно быть не менее 0,4 кПа [10].

В животноводстве для подогрева воды потребность в биогазе на одно животное в год составляет: дойной коровы — 21—30 м³, свиных — 1,4—4,9 м³. Большие значения этих цифр относятся к малым фермам, меньшие — к средним.

Таблица 4 – Выход биогаза из органических отходов

Органические отходы	Выход биогаза, л/кг
---------------------	---------------------

Навоз свиней	340—550
Навоз крупного рогатого скота	90 — 310
Помет птиц	310 -620
Навоз овец	90—310
Отходы животноводческих помещений	175 — 280
Солома пшеницы	200—300
Солома ячменя	250—300
Солома кукурузы	280 — 450
Конопля	280
Отходы зеленых культур	330—360
Лен	360
Трава	280—550
Камыш	170
Ботва картофельная	280—490
Листья сахарной свеклы	400—500
Водоросли	420—500
Ил каналов	310—740

Потребность в биогазе для отопления доильных помещений равна: при числе коров 40 — 164/327 м³/год; при числе коров 60 - 212/410 м³/год; при числе коров 80 — 262/530 м³/год. В числителе указаны данные при температуре наружного воздуха до — 10 °С, в знаменателе — при температуре наружного воздуха t_n ниже — 10°С.

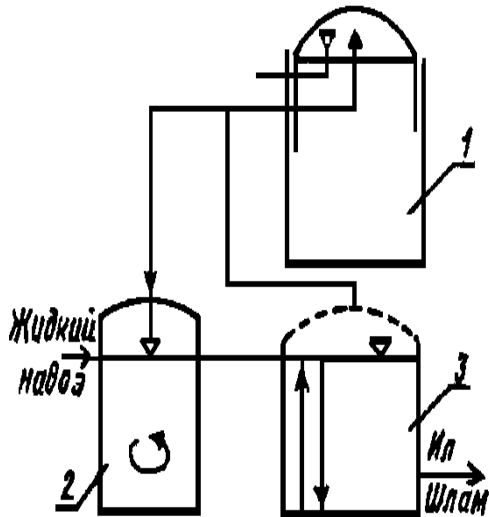
Для отопления птичников при наружной температуре — 10°С и внутренней 18°С требуется примерно 1,2 м³/ч на 1000 голов.

Остаток (метановую бражку) можно использовать в качестве удобрения.

Биогазовые установки (БГУ) в зависимости от особенностей технологической схемы бывают трех типов: непрерывные, периодические и аккумулятивные [10].

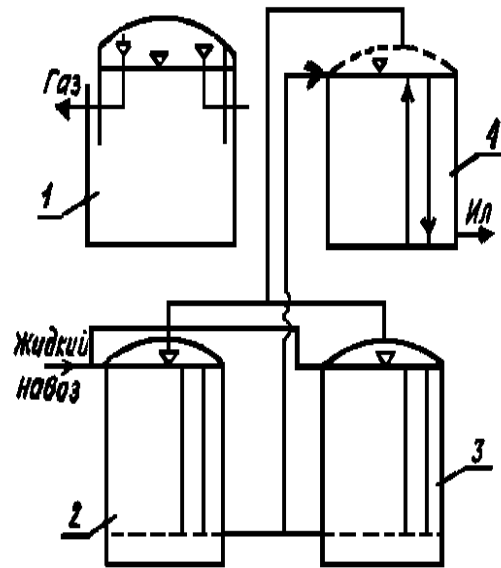
При непрерывной (проточной) схеме (рисунок 20) свежий субстрат загружают в камеру сбраживания непрерывно или через определенные промежутки времени (от 2 до 10 раз в сутки), удаляя такое же количество сброженной массы. Эта система позволяет получить максимальное количество биогаза, но требует больше материальных расходов.

При периодической (циклической) схеме (рисунок 21) имеются две камеры сбраживания, которые загружают по очереди. В данном случае полезный объем камер используется менее эффективно, чем при непрерывной. Кроме того, нужны значительные запасы навоза или другого субстрата для их заполнения.



1 – газгольдер; 2 – реактор; 3 – хранилище ила (шлама)

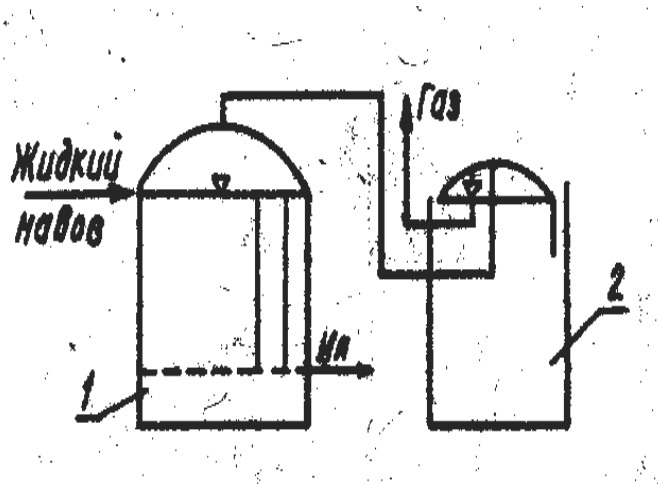
Рисунок 20 - Схема биогазовой установки непрерывного сбраживания:



1 – газгольдер; 2 – первый реактор; 3 – второй реактор; 4- хранилище ила (шлама)

Рисунок 21 - Схема периодического сбраживания:

При аккумулятивной схеме хранилище для навоза служит одновременно камерой сбраживания и хранения перебродившего навоза до его выгрузки (рисунок 22).



1 – реактор и хранилище; 2 - газгольдер

Рисунок 22 - Схема аккумулятивного сбраживания:

Контрольные вопросы:

1. Принципы автоматизации водоснабжения в сельском хозяйстве?
2. Принципы автоматизации теплоснабжения в сельском хозяйстве?
3. Принципы бытового энергосбережения;

4. Основные принципы внедрения ВИЭ?

Практические задания

В указаниях к выполнению практических задач даются основные сведения об изучении курса, пояснение, где и как производится получение тепловой и электрической энергии; приводится методика определения потерь электроэнергии в линиях электропередачи и расчет размера платы за потребление энергии; дана классификация ВЭР; перечисляются причины перерасхода тепла в жилищном хозяйстве; приведена методика расчета нормы расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

Практическая работа №1

Тема: Традиционные способы получения тепловой и электрической энергии.

Цель: Изучить основные понятия и методы решения.

План:

1. Основные понятия электрической и тепловой энергии;
2. Методы решения.

Тепловая энергия широко используется на современных производствах и в быту в виде энергии пара, горячей воды, продуктов сгорания топлива.

Электрическая энергия является одним из наиболее совершенных видов энергии в виду ряда достоинств.

Электрическая и тепловая энергия производятся на:

- *тепловых* электрических станциях на органическом топливе (ТЭС) с использованием в турбинах водяного пара - (паротурбинные установки - ПТУ), продуктов сгорания - (газотурбинные установки - ГТУ), их комбинаций - (парогазовые установки - ПГУ);

- *гидравлических* электрических станциях (ГЭС), использующих энергию падающего потока воды, течения, прилива;

- *атомных* электрических станциях (АЭС), использующих энергию ядерного распада.

Процесс производства электроэнергии на ТЭС можно разделить на три цикла: химический - процесс горения, в результате которого теплота передается пару; механический - тепловая энергия пара превращается в энергию вращения; электрический - механическая энергия превращается в электрическую.

Общий коэффициент полезного действия (КПД) ТЭС состоит из произведения КПД циклов:

$$\eta_{\text{ТЭС}} = \eta_{\text{х}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{э}};$$
$$\eta_{\text{х}} \approx \eta_{\text{э}} \approx 90\%$$

КПД идеального механического цикла определяется так называемым циклом Карно:

$$\eta_M = \frac{T_1 - T_2}{T_1} \cdot 100\%$$

где T_1 и T_2 - температура пара на входе и выходе паровой турбины.

На современных ТЭС $T_1 = 550^\circ\text{C}$ (823°K), $T_2 = 23^\circ\text{C}$ (296°K).

$$\eta_M = \frac{823 - 296}{823} \cdot 100\% = 64\%$$

$$\eta_{\text{ТЭС}} = 0,9 - 0,64 - 0,9 = 0,5.$$

Практически с учетом потерь КПД ТЭС составляет 36... 39 %.

Теплота сгорания основных видов органического топлива колеблется: 6 200...7 500 кДж/кг - многозольные сланцы, высоковлажный торф, бурый уголь; 25 000...29 000 кДж/кг - высококалорийный каменный уголь; 33 000.. .42 000 кДж/кг - нефтепродукты и газ.

В расчетах широко используется понятие условного топлива с теплотой сгорания 29 300 кДж/кг (7 000 ккал/кг).

Пример 1.1 Произвести перерасчет в единицы условного топлива 3 тонны бурого угля с теплотой сгорания 7 500 кДж/кг.

Решение. Произведем перерасчет 3^х тонн бурого угля в условное топливо, для этого выполним вычисления

$$K = \frac{7500}{29300} = 0,256;$$

и далее $3000 \cdot 0,256 = 0,768$ т.у.т.

Задание для самостоятельного решения.

Исходные данные к индивидуальному заданию заданы в таблице. По примеру 1.1 произвести индивидуальные расчеты по исходным данным таблицы 5.

Таблица 5 - Индивидуальные задания к практической работе №1

Номер варианта	Вид топлива	Кол. топлива, т
1	многозольные сланцы	1
2	бурый уголь	2
3	высококалорийный каменный уголь	20
4	нефтепродукты	3
5	газ	5,5

Контрольные вопросы:

1. Назовите виды электростанций?
2. Какое выражение цикла Карно?
3. Выражение к.п.д. ТЭС?

Практическая работа №2

Тема №2. Транспортирование и потребление тепловой и электрической энергии.

Цель: Изучить основные понятия и методы решения.

План:

1. Системы тепло и электроснабжения;
2. Методы решения и расчета.

Основными потребителями тепловой энергии являются: промышленные предприятия, организации и жилищно-коммунальное хозяйство. Для большинства производственных потребителей требуется тепловая энергия в виде пара либо горячей воды.

В жилищно-коммунальном хозяйстве основными потребителями тепловой энергии являются системы отопления жилых и общественных зданий. В жилых и общественных зданиях температура поверхности отопительных приборов в соответствии с требованиями санитарно-гигиенических норм не должна превышать 95°C, а температура воды в кранах горячего водоснабжения должна быть не ниже 50...60°C в соответствии с требованиями комфортности и не выше 70°C по нормам техники безопасности.

Системы теплоснабжения. Системой теплоснабжения называется комплекс устройств по выработке, транспорту и использованию теплоты.

Теплоноситель - среда, которая передает теплоту от источника теплоты к нагревательным приборам систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Параметры теплоносителей - температура и давление. Вместо давления в практике эксплуатации используется напор H .

Напор и давление связаны зависимостью

$$H = \frac{P}{\rho \cdot g}$$

где H - напор, м;

P - давление, Па;

ρ - плотность теплоносителя, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с².

Мощность теплового потока Q (кВт), отдаваемого водой, характеризуется формулой

$$Q = G \cdot c_p \cdot (t_1 - t_2)$$

где G - массовый расход воды через систему теплоснабжения, кг/с;
 c_p - удельная теплоемкость воды ($c = 4,19$ кДж/кг К);
 t_1 - температура воды после источника теплоты до системы потребления, °С;
 t_2 - температура воды после системы потребления до источника теплоты, °С.

В современных системах теплоснабжения применяют следующие значения температур воды: $t_1 = 105$ (95)°С, $t_2 = 70$ °С - в системе отопления жилых и общественных зданий.

Электрические сети. Электроэнергетическая (электрическая) система - это совокупность электрических частей электростанций, электрических сетей и потребителей электроэнергии, связанных общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления электрической энергии.

Линия электропередачи (воздушная или кабельная) – электроустановка предназначенная для передачи электрической энергии. В нашей стране применяются стандартные номинальные напряжения трехфазной системы частотой 50 Гц в диапазоне 6...750 кВ – высокого напряжения и 0,38; 0,66 кВ низкого напряжения.

Передача электрической энергии от электростанций по линиям электропередачи осуществляется при напряжениях 110...750 кВ.

2.1. Определение потери электроэнергии в линиях

Для определения потерь электроэнергии применяют метод, основанный на понятиях времени максимальных потерь (τ) и времени использования максимума нагрузки (T_{\max}).

На основании статистических данных определено среднее число часов использования максимальной нагрузки T_{\max} для характерных групп потребителей:

внутренне электрическое освещение - 1500.. .2000 ч;

наружное электрическое освещение - 2000.. .3000 ч; промпредприятия, работающие в одну смену - 2000.. .2500 ч;

в две смены - 3000...4500 ч; в три смены - 3000... 7000 ч.

На практике величину максимальных потерь τ определяют по кривым зависимости этого времени от продолжительности использования максимума нагрузки и коэффициента мощности $\cos \varphi$, полученных на основании графиков нагрузки.

Потери энергии в линиях. Эти потери (в кВт-ч и квар-ч) можно определить следующим образом:

$$\Delta W_a = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{л}} \cdot \tau \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta W_p = 3 \cdot I^2 \cdot X_{\text{л}} \cdot \tau \cdot 10^{-3},$$

где $R_{\text{л}}$, $X_{\text{л}}$ - соответственно активное и реактивное сопротивление линии, Ом

При расчетах электрических сетей активное сопротивление R для медных и алюминиевых проводов определяют по формуле

$$R = \frac{l}{\gamma \cdot s}$$

где l - длина участка линии (провода), м;
 s - площадь поперечного сечения, мм²;

γ - удельная проводимость материала жил проводов при данной температуре, м/(Ом-мм²) (для медных проводников $\gamma = 53$; для алюминиевых $\gamma = 32$).

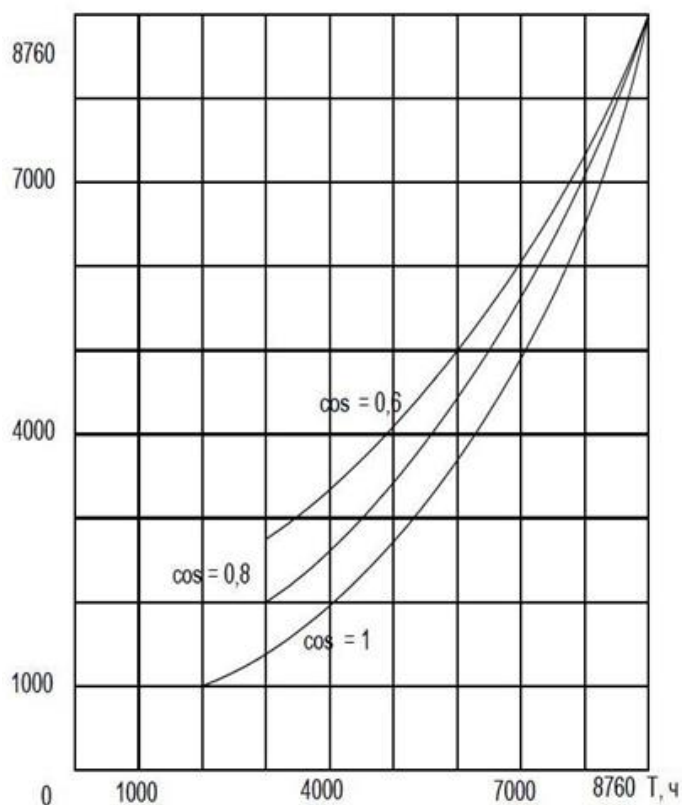


Рисунок 23 – Зависимость времени максимальных потерь от продолжительности использования максимума нагрузки

Индуктивное сопротивление трехфазных линий X , Ом/км, можно определить по таблице 6.

Таблица 6 - Индуктивные сопротивления линий электропередачи

Сечение, мм.кв.	Линии напряжением , кВ							
	Воздушные				Кабельные			
	до 1	6-10	35	до 220	до 1	6	10	35
4.....6	-	-	-	-	0,09	-	-	-
10.....25	0,36	0,41	-	-	0,07	0,1	0,11	-
35.....70	0,38	0,38	0,42	-	0,06	0,08	0,09	-
95.....120	0,30	0,35	0,40	-	0,06	0,08	0,08	0,12

150....240	-	-	-	0,4	0,06	0,08	0,08	0,11
------------	---	---	---	-----	------	------	------	------

Пример 2.1 Произвести расчет потерь электроэнергии в линии электропередачи, имеющей параметры:

Исходные данные: линия питающая наружное освещение; напряжение - 380 В; ток 99 А; коэффициент мощности ($\cos\varphi = 0,8$); длина линии - 2,0 км; сечение кабеля - 35 мм², материал жил - алюминий.

Решение. Для наружного освещения среднее число часов использования максимальной нагрузки $T_{\max} = 2000$ ч, тогда время потерь $\tau = 1500$ ч.

Вычислим потери электроэнергии в линии, для этого определим активное сопротивление кабельной линии $R_{л} = (2000 / (32 \cdot 35)) = 1,78$ Ом.

Реактивное сопротивление определим из таблицы 6.

$$X_{л} = 0,06 \text{ Ом};$$

$$\Delta W_a = 3,99^2 \cdot 1,78 \cdot 1500 \cdot 10^{-3} = 64881 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_a = 3,99^2 \cdot 0,06 \cdot 1500 \cdot 10^{-3} = 2187 \text{ квар}\cdot\text{ч}.$$

2.2. Расчет размера платы за потребление электроэнергии

В Республике Казахстан для расчетов с потребителями за электрическую энергию применяются одно- и двухставочные тарифы.

Одноставочные тарифы используют для расчета с населением, государственными учреждениями, маломощными промышленными потребителями (мощностью до 750 кВт-А), сельским хозяйствам, электрифицированным транспортом.

Размер платы определяется как произведение цены за 1 кВт-ч на общее потребленное ее количество за данное время суток, месяц, квартал, год.

$$П = T_{ээ} \cdot Э_{потр},$$

где $T_{ээ}$ - тариф на электроэнергию, тенге/кВт-ч;

$Э_{потр}$ - объем потребления энергии, кВт-ч.

Двухставочный тариф состоит из двух частей основной ставки за 1 кВт мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы, и дополнительной - за 1 кВт-ч потребленной энергии, как при расчетах по одноставочному тарифу.

Плата равна:

$$П = a \cdot P_m + b \cdot Э_{потр},$$

где a - ставка максимума нагрузки, тенге/кВт; P_m - максимум нагрузки, кВт;

b - ставка за 1 кВт-ч потребленной активной энергии, тенге/кВт-ч;

$Э_{потр}$ - энергия, потребленная и учтенная по счетчику, кВт-ч.

Пример 2. Произвести расчет платы энергосистеме за пользование электроэнергией по двухставочному тарифу.

Исходные данные: заявленная мощность участия в максимуме энергосистемы - $P_m = 3200$ кВт; предприятие потребляет электроэнергии в год - $\mathcal{E}_{\text{потр}} = 8600$ тыс. кВт·ч; ставка за 1 кВт заявленной мощности - $a = 13508$ тенге/кВт за месяц.; ставка за 1 кВт·ч потребляемой активной электроэнергии - $b = 12,55$ тенге/кВт·ч.

Решение

Определим ставку за заявленную мощность

$$P_p = 3200 \cdot 13580 \cdot 12 = 518707 \text{ тыс.тенге.}$$

Оплата за потребленную электроэнергию составит $P_s = 8600000 \cdot 12,55 = 170930000$ тыс.тенге

Плата энергосистеме за пользование электроэнергией будет равна $P = 518707 + 170930000 = 108448707$ тыс.тенге

Задания для самостоятельного решения.

Задание 1. Произвести расчет потерь электроэнергии в линии электропередачи, имеющей параметры, заданные в таблице 7: Скрытая прокладка.

Таблица 7 - Индивидуальные задания к теме №2 практической работы

Номер варианта	Uном, В	Iном, А	cos	L, км	F, мм.кв.	Марка кабеля
1	380	30	0,9	0,5	35	АВВГ
2	380	50	0,85	0,8	35	ВВГ
3	380	80	0,9	0,9	50	ВВГ
4	380	110	0,85	1,2	120	АВВГ
5	380	150	0,8	1,5	240	АВВГ
6	380	165	0,85	0,4	120	ВВГ
7	380	200	0,9	1,0	150	ВВГ
8	380	220	0,7	1,1	185	АВВГ

Задание 2. Произвести расчет платы энергосистеме за пользование электроэнергией по двухставочному тарифу, исходные данные выбрать в таблице 8.

Таблица 8 – Индивидуальные задания к теме №2 практической работы

Номер варианта	P_{\max} , Вт	$W_{\text{год}}$, кВт*ч	$\text{Ц}_{\text{мес}}$, тг/кВт	$\text{Ц}_{\text{час}}$, тг/кВт
1	1500	4500	10800	10
2	1800	5760	10692	11
3	2200	6600	9504	9
4	2600	10400	16848	12
5	3000	9000	27000	15
6	2400	8600	32000	19
7	5000	12000	34100	20
8	6000	18000	35500	21

Контрольные вопросы:

1. Что такое линия электропередачи?
2. Как определяются потери электроэнергии в линии?
3. Что такое тариф на транспортирование электроэнергии?

Практическое занятие №3

Тема №3. Энергосбережение в быту.

Цель: Изучить основные понятия и методы решения.

План:

1. Характеристика теплосбережения;
2. Характеристика энергосбережения.

Тепловая энергия

В жилищном хозяйстве потребляется около 30 % тепловой энергии, получаемой от сжигания твердого и газообразного топлива, добываемого в стране и ввозимого из Казахстана. И поэтому экономия теплоты является важнейшей народнохозяйственной задачей. Суммарная потребность эксплуатируемых жилых зданий в тепловой энергии примерно в 30 раз больше этой потребности для новых жилых зданий.

Существующий перерасход тепловой энергии в эксплуатируемых жилых зданиях по сравнению с расчетным расходом сейчас оценивается в среднем в 25 % и более. Причины перерасхода тепла:

- пониженные теплозащитные свойства наружных ограждающих конструкций - стен, заполнение световых проемов (окон, балконных дверей), совмещенных покрытий зданий;

- перерасход теплоты, расходуемой на нагрев наружного воздуха, проникающего в помещения через не плотности в притворах оконных

- проемов, балконных и входных дверей (из-за большой щелистости);
- отсутствие регуляторов систем отопления, что приводит к перегреву ряда помещений зданий;
- работа котельных с низким коэффициентом полезного действия;
- перерасход горячей воды, поступающей из системы горячего водоснабжения в зданиях повышенной этажности.

Основные мероприятия, позволяющие сократить перерасход тепловой энергии в жилых зданиях являются:

- оснащение систем отопления и горячего водоснабжения приборами, позволяющими автоматически регулировать их параметры и работу (выполнение этого мероприятия потребует больших капиталовложений и осуществление связано рядом сложностей);
- приведение в исправное состояние всех контрольно-измерительных приборов и арматуры систем отопления и горячего водоснабжения;
- выполнить ремонт и регулировку задвижек на всем протяжении тепловых сетей от котельных до ввода в здание;
- выявить и устранить избыточные поверхности нагрева (радиаторы), установленные самовольно жильцами;
- выявить и устранить все неисправности наружных ограждающих конструкций зданий (утепление окон и дверей на отопительный период).

Определение потерь тепловой энергии через остекление

Потери тепловой энергии через остекление определяются по формуле:

$$\Delta Q = 24 \cdot k \cdot (t_{вн} - t_{н}) \cdot T \cdot S,$$

где k – удельные тепловые потери через остекление, ккал/м·ч °С, определяются по таблице 9;

T – отопительный период, дней;

S – площадь остекления, м².

Электрическая энергия

Со стороны потребителей электроэнергии может производиться конкретная работа по рациональному использованию энергоресурсов с пользой для себя и государственной системы электроснабжения это:

- применение новейших технических энергосберегающих средств;
- изменение привычек.

Некоторые технические возможности, позволяющие рационально использовать электрическую энергию и экономить денежные средства за потребленную электроэнергию состоят в следующем:

- применение более экономичных осветительных приборов, в настоящее время отечественная и зарубежная электротехническая промышленность освоила технологию и наладила выпуск энергосберегающих источников света и осветительных приборов (галогенных ламп накаливания, компактных люминесцентных ламп), которые при сравнительно меньшей мощности создают не меньшую освещенность, чем лампы накаливания (технические

данные ламп накаливания, люминесцентных и компактных люминесцентных ламп приведены в таблицах 10 -12);

Таблица 9 – Сопротивление теплопередаче заполнений световых проемов

Заполнение световых проемов	Сопротивление теплопередаче	к, ккал/м ³ °С
Одинарное остекление в деревянных переплетах	0,18	4,8
Одинарное остекление в металлических переплетах	0,15	5,7
Двойное остекление в деревянных переплетах	0,42	2Д
Двойное остекление в металлических переплетах	0,34	2,5
Тройное остекление в деревянных переплетах	0,55	1,6
Тройное остекление в металлических переплетах	0,46	1,9
Блоки стеклянные пустотелые	0,33	2,6
Профильное стекло швеллерного сечения	0,16	5,4
Профильное стекло коробчатого сечения	0,31	2,8
Органическое стекло одинарное	0,19	4,5
Органическое стекло двойное	0,36	2,4
Органическое стекло тройное	0,52	1,7
Двухслойные стеклопакеты в деревянных переплетах	0,36	2,4
Двухслойные стеклопакеты в металлических переплетах	0,31	2,8

– применение автоматических выключателей с пневматическим замедлителем, позволяющих после включения отключать осветительные приборы с замедлением по истечении определенной выдержки времени до нескольких минут, которые могут быть установлены для управления электрическим освещением ступеней лестниц частных домов, а также в местах, не требующих постоянного освещения;

– применение управления электрическим освещением с двух мест (коридор, ступени лестницы и т. д.);

– применение комбинированного освещения, например верхнее общее освещение и настольная лампа, общее освещение и торшер, общее освещение и бра и т. д.

Изменение привычек даст немалую возможность для экономии электроэнергии:

– отключать ненужные в данный момент электроосветительные приборы;

Таблица 10 - Технические данные ламп накаливания

Тип лампы	Потребляемая мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	Тип цоколя
В215-225-15	15	120	8,0	Резьбовой Е27/27
В215-225-25	25	220	8,8	
В215-225-40	40	430	10,8	
БК215-225-40	40	475	11,9	
В215-225-60	60	730	12,2	
БК215-225-60	60	800	13,3	
В215-225-75	75	960	12,8	
БК215-225-75	75	1030	13,7	
В215-225-100	100	1380	13,8	
БК215-225-100	100	1500	15,0	
В215-225-150	150	2220	14,8	
В215-225-150-1	150	2220	14,8	
Г215-225-150	150	2090	13,9	
Г215-225-150-1	150	2090	13,9	
В215-225-200	200	3150	15,7	Е27/30
Г215-225-200	200	2950	14,7	
Г215-225-300-1	300	4850	16,1	

Таблица 11 – Технические данные люминесцентных ламп

Мощность, Вт	Световой поток, лм			
	ЛБ	ЛДЦ	ЛЕЦ	ЛТБЦЦ
4	140	-	-	-
6	270	-	-	-
8	380	-	305	245
13	830	-	570	500
15	835	600	-	-
16	-	-	830	-
18	1250	850	850	735
20	1200	850	865	700
30	2180	1500	1400	-
36	3050	2200	2150	-
40	3200	2200	2190	1750
60	-	-	-	-
58	4700	-	3330	-
65	4800	3160	3400	-
80	5400	3800	-	-

– отключать бытовые электрические приборы и аппаратуру от сети на ночь и при длительном не использовании, так как блоки питания телевизоров с дистанционным управлением, компьютеров, аудио-и видео аппаратуры,

радиотелефонов остаются включенными в электрическую сеть и потребляют некоторое количество электроэнергии, даже после выключения их кнопкой автономного выключателя так называемый режим ожидания «Stand – by», отключая эти приборы из розетки электрической сети, можно экономить не только электроэнергию, но и сохранить работоспособными электробытовые приборы и снизить риск возникновения пожара;

– в настоящее время широко используются электрические чайники мощностью 1800 – 2000 Вт для быстрого кипячения воды, так как мощность электронагревательного прибора большая, то заполнять емкость чайника следует необходимым для употребления количеством воды, этим самым можно быстро вскипятить воду и сэкономить электроэнергию.

Таблица 12 – Технические данные компактных люминесцентных ламп

Тип лампы	Мощность, Вт	Размеры, мм		Световой поток, лм	Тип цоколя
		длина	диаметр		
КЛ7,ТБЦП	7	135	28	400	G23
КЛ9,ТБЦП	9	167	28	600	G23
КЛ11,ТБЦП	11	235	28	900	G23
КЛС9,ТБЦ	9	150	85	425	E27
КЛС13,ТБЦ	13	160	85	600	E27
КЛС18,ТБЦ	18	170	85	900	E27
КЛС25,ТБЦ	25	180	85	1200	E27

Определение размера платы за электроэнергию населением

Размер платы за потребленную электроэнергию населением производится по одноставочному тарифу и определяется как произведение цены за 1 кВт·ч на общее потребленное ее количество за данное время (месяц, квартал, год)

$$П = T_{э} \cdot Э_{потр}$$

где $T_{э}$ - тариф на электроэнергию, тенге/кВт·ч;

$Э_{потр}$ - объем потребления энергии, кВт·ч.

Под тарифом понимается система отпускных цен за электроэнергию, дифференцированных для различных групп потребителей (на 1.02.2011 г. тариф на электроэнергию для частных лиц составил 11,2 тенге/кВт·ч.

Пример 1. Показания счетчика на 1.02.11 - 3945,0 кВт·ч; на 1.03.11 - 4045,0 кВт·ч. Определим количество электроэнергии, потребленное за июль месяц

$$Э_{потр} = 4045,0 - 3945,0 = 100 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим плату за электроэнергию

$$\Pi = 11,2 \cdot 100 = 1120 \text{ тенге.}$$

Задания для самостоятельного решения.

Задание 1. Определить количество и плату за электроэнергию, потребленное за месяц, имеющей параметры, заданные в таблице 3.5

Таблица 13 - Индивидуальные задания к теме №3 практической работы

Номер варианта	Цэ, тг/кВт	Нач. показания, кВт*ч	Конечн. показания, кВт*ч
1	9,5	0	280
2	9,8	60	380
3	10	110	1085
4	10	250	560
5	11	3580	4000

Контрольные вопросы:

1. Что определяются потери тепловой энергии?
2. Условия рационального использования энергоресурсов?
3. Основные отличия люминесцентных лампы от ламп накаливания?

Практическое занятие №4

Тема №4. Расчет расхода тепловой и электрической энергии.

Цель: Изучить основные понятия и методы решения.

План:

1. Определение технологической нормы расхода электроэнергии на механообработку (кВтч/ нормо-час);
2. Определение общепроизводственной (общецеховой) нормы расхода электроэнергии (на условную единицу).
3. Определение общепроизводственной (общезаводской) нормы расхода электроэнергии (на условную единицу предприятия)
4. Расчет нормы расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию помещений
5. Определение нормы расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение

В механических и сборочных цехах нормы расхода устанавливаются на единицу производимой цехом работы (продукции), измеряемой в нормо-часах.

Для автоматизированных участков, на которых расход электроэнергии не связан прямо с затратами живого труда - в качестве единицы измерения продукции (работы) принимается 1 станко-час.

При расчете норм расхода все оборудование цеха разбивается на технологические группы, как показано в таблице 14. При разбивке оборудования на группы учитывается не только общее назначение оборудования по видам обработки (токарные, фрезерные и т.д).

Норма расхода электроэнергии по группе станков в общем виде определяется в кВт-ч на единицу продукции:

$$H_i = \frac{\sum P_{ni} \cdot \tau \cdot K_i}{\text{кпд} \cdot \Pi}$$

где P_{ni} - номинальная (установленная) мощность электродвигателей у станка i - группы, кВт;

n - количество станков в группе;

K_{ni} - коэффициент использования мощности;

Π - годовой объем выпуска продукции;

кпд - средневзвешенный к.п.д. электродвигателей станков;

τ - число часов работы оборудования за учитываемый период (полезное время);

$$\Pi = T_{\text{н/ч}} \cdot K,$$

где $T_{\text{н/ч}}$ - трудоемкость изготовления единицы изделий, н-ч;

K - количество изготовленных изделий, шт.

Норма расхода электроэнергии на производство единицы продукции (работы) при механическом виде обработки ($H_{\text{мех}}$) складывается из норм расхода электроэнергии по токарной, сверлильной, фрезерной, шлифовальной и др. группы оборудования и рассчитывается в кВт-ч/ед. продукции по формуле:

$$H_{\text{мех}} = \frac{\sum H_i \cdot \Pi_i}{\sum \Pi_i}$$

где H — норма расхода электроэнергии на производство продукции по z -ой группе оборудования;

Π_i - объем выпускаемой продукции на z -ой группе оборудования;

k - количество групп.

Расход электроэнергии на всю производственную продукцию (кВт-ч):

$$W = H_{\text{мех}} \cdot \Pi .$$

Таблица 14 - Технологическое оборудование

Номер	Вид оборудования	Кол-во, шт	Руст. группы, кВт	Кисп	Трудоемкость единицы, нормо-час	Выпуск продукции, шт
1	Горизонтально-фрезерный станок	25	247,5	0,12	2,6	1000
2	Шлицефрезерный станок	41	467,4	0,12	1,2	2000
3	Вертикально-фрезерный станок	27	332,1	0,12	2,6	1500
4	Продольно-фрезерный станок	15	367,5	0,12	1,2	2500
5	Продольно-фрезерный станок	19	589	0,12	2,6	3000
6	Токарно-винторезный станок	22	261,8	0,14	1,5	1000
7	Токарно-винторезный станок	44	871,2	0,14	1,8	2000
8	Токарно-револьверный станок	43	395,6	0,14	1,5	1500
9	Токарно-револьверный станок	21	518,7	0,14	1,8	2500
10	Токарно-вертикальный станок	19	1170,4	0,14	1,6	3000
11	Радикально-сверлильный станок	20	116	0,14	2,1	1000
12	Радикально-сверлильный станок	25	307,5	0,14	2,6	2000
13	Вертикально-сверлильный станок	30	123	0,14	2,1	1500
14	Вертикально-сверлильный станок	35	595	0,14	2,6	2500
15	Вертикально-сверлильный станок	32	236,8	0,14	1,2	3000
16	Круглошлифовальный станок	18	234	0,17	4,2	1000
17	Круглошлиф-й станок	20	648	0,17	5,1	2000
18	Горизонтально-проточной автомат	25	1070	0,17	4,6	1500
19	Зубодолбежный полуавтомат	22	244,2	0,17	3,9	2500
20	Зубодолбежный полуавтомат	24	110,4	0,17	4,5	3000

Пример 1. Определить технологическую норму расхода электроэнергии на 1 нормо-час по механическому цеху.

Данные для расчета приведены в таблице 14.

Для расчета выделяем две группы станков: токарная, сверлильная, в таблицу 15.

Таблица 15 - Исходные данные

Группа станков	Кол-во, шт	$P_{уст}$, кВт	Лсв	$K_{и}$	τ , ч	Π , н·ч
токарная	38	654,8	0,89	0,17	1752	4200
сверлильная	14	205,4	0,87	0,17	1620	5440

Определим норму расхода электроэнергии на один нормо·ч и технологическую норму для каждой группы станков:

– для токарной группы

$$N_{нч} = 654,8 \cdot 0,17 \cdot 1752 + (0,89 \cdot 38 \cdot 4200) = 1,37 \text{ кВт} \cdot \text{ч/нормо} \cdot \text{ч} ;$$

- для сверлильной группы

$$N_{нч} = 205,4 \cdot 0,17 \cdot 1620 + (0,87 \cdot 14 \cdot 5440) = 0,85 \text{ кВт} \cdot \text{ч/нормо} \cdot \text{ч}.$$

Технологическая норма расхода электроэнергии на один нормо-ч по механическому цеху:

$$N_{мех} = (1,37 \cdot 4200 + 0,85 \cdot 5440) / (4200 + 5440) = 1,07 \text{ кВт} \cdot \text{ч/нормо} \cdot \text{ч}$$

Технологический расход электроэнергии составил:

$$W_T = 1,07 \cdot (4200 + 5440) = 10315 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определение общепроизводственной (общецеховой) нормы расхода электроэнергии (на условную единицу).

Общепроизводственная цеховая норма

$$N_{оз} = \frac{W_{тп}^{ц} + W_{всп}^{ц} + \Delta W^{ц}}{\Pi_{ц}}$$

где $W_{тп}^{ц}$ - расход электроэнергии на технологические нужды цеха, кВт·ч;

$W_{всп}^д$ - расход электроэнергии на вспомогательные цеховые нужды, кВт·ч;
 $\Delta W^д$ - потери электроэнергии во внутрицеховых сетях и преобразователях, кВтч (для цеховых сетей можно не учитывать);

Π - выпуск продукции цехом, у·ед.

Расход электроэнергии на вспомогательные нужды определяется по формуле

$$W_{всп}^д = P_{уст} \cdot K_u \cdot T_p$$

где $P_{уст}$ - установленная мощность оборудования, кВт;

K_u - коэффициент использования данного оборудования;

T_p - время работы оборудования за год (определяется как произведение время работы в сутки на количество рабочих дней), час

Пример 2. Определить расход электроэнергии на цеховые вспомогательные нужды

Исходные данные: цех - механосборочный; $P_{уст} = 100$ кВт;

$K_u = 0,2$; время работы цеха при 8 часом рабочем дне - 252 дня в год;

трудоемкость условной единицы - 0,8 нормо·ч.

Определим расход электроэнергии

$$W_{всп} = 100 \cdot 0,2 \cdot 8 \cdot 252 = 40320 \text{ кВт·ч}$$

Определим выпуск продукции

$$\Pi_{ц} = \frac{4200 + 5440}{0,8} = 12050 \text{ у.е.}$$

Общецеховая норма расхода электроэнергии составит

$$H_c = \frac{10315 + 40320}{12050} = 4,2 \text{ кВт·ч/уе}$$

Определение общепроизводственной (общезаводской) нормы расхода электроэнергии (на условную единицу предприятия)

Данные для расчета приведены в таблице 16.

Общепроизводственная заводская норма:

$$H_z = \frac{\sum W_{ц} + W_{всп}^з + \Delta W^з}{\Pi_{ц}}$$

Таблица 16 - Исходные данные по подразделениям предприятия

Но мер	Цех	Установленная мощность, кВт			Время работы		Объем здания, м ³	Численность, чел		Количество душевых сеток	Площадь остекления, м.куб	Вид остекления	Расход газа, кг в т
		Мех. оборуд	Терм ич	Проч ее	Чел/сут	Дней		ИТР	Рабо чие				
1	Термический №1	12	1100	180	24	352	2800	7	48	5	700	2-е, метал.. переплете	44280
2	Термический №2	24	2100	200	16	252	4700	11	72	7	800	2-е, метал. переплете	125400
3	Термический №3	26	1800	206	24	300	4100	9	54	5	900	2-е, метал. переплете	86500
4	Механосборочный №1	180	-	60	8	252	2700	11	96	10	700	1-е, дер. перепл.	
5	Механосборочный №2	200	-	80	12	252	6100	18	124	12	800	1-е, дер. перепл.	
6	Механосборочный №3	220	-	70	14	252	4800	16	108	10	900	1-е, дер. перепл.	
7	Заводоуправление	-	-	110	8	252	9700	246	26	1	680	2-е, дер. перепл.	
8	Сварочно-сборочный №1	20	-	320	16	252	4100	7	71	7	400	2-е, метал переплете	
9	Сварочно-сборочный №2	20	-	340	8	252	4800	7	76	7	500	2-е, метал переплете	

Продолжение таблицы 16

Номер	Цех	Установленная мощность, кВт			Время работы		Объем здания, м ³	Численность, чел		Количество душевых сеток	Площадь отекления, м.куб	Вид остекления	Расход газа, кг у.т.
		Мех. обор уд	Терми ч	Проч ее	Чел/сут	Дней		ИТР	Рабочие				
10	ЦТНП	40		760	8	252	3500	9	87	9	600	2-е, метал. переплете	8000
11	Окрасочный	40		840	16	252	4100	11	112	11	600	2-е, метал. переплете	42800
12	ЦЭЭС	20		180	8	252	2700	7	114	11	400	2-е, метал. переплете	
13	Ремонтно-механический №1	110	160	40	8	252	3700	9	48	5	400	2-е, дер. перепл.	2400
14	Ремонтно-механический №2	190	160	60	14	252	3900	10	64	6	450	2-е, дер. перепл.	6800
15	Прессово-заготовительный №1	40	120	860	16	282	2800	11	98	10	600	стеклоблоки	5200
16	Прессово-заготовительный №2	40	120	820	8	252	3100	9	86	9	500	стеклоблоки	9600

где $W_{вс}^3$ - расход электроэнергии на заводские вспомогательные нужды (включая общепроизводственные расходы электроэнергии на вспомогательные цеха), кВт·ч;

AW^3 - потери электроэнергии в заводских сетях и трансформаторах (составляют для предприятий 5... 10 % от потребляемой электроэнергии);

P_3 - объем выпуска продукции по заводу, усл. ед.

Расход электроэнергии по подразделениям предприятия определяется аналогично расходу электроэнергии на вспомогательные нужды.

Пример 3. Определить расход электроэнергии прессового участка\ согласно данным таблицы 17

Таблица17 – Исходные данные

Подразделение	Установленная мощность $P_{вст}$, кВт			Коэффициент использования $K_{и}$			Время работы	
	мех. обр.	терм.	прочее	мех. обр.	терм.	прочее	час в сутки	дней
Прессовое	120	40	80	0,17	0,5	0,2	8	252
...

Определим расход электроэнергии прессовым подразделением.

$$Q_{пр} = (120 \cdot 0,17 + 40 \cdot 0,5 + 80 \cdot 0,2) \cdot 8 \cdot 252 = 113702 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Расчет нормы расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию помещений

Расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий и сооружений (на обогрев) определяется исходя из индивидуальных отраслевых норм расхода тепловой энергии на отопление и на вентиляцию зданий, работы обогрева каждого отдельного здания, а также средней температуры наружного воздуха за отопительный период и продолжительности работы отопления за год.

Расход тепловой энергии на отопление зданий определяется по формуле

$$Q_{об} = q_0 \cdot W \cdot 10^{-6},$$

где q_0 - удельная тепловая характеристика зданий, ккал/м³ ·сут·°С [4];

W - работа на обогрев здания, м³·сутки·°С .

Работа обогрева здания определяется по формуле

$$W = V \cdot (t_{вн} - t_{ср}) \cdot n,$$

где V - наружный строительный объем здания, м^3 ;

$t_{\text{вн}}$ - нормируемая температура воздуха внутри помещения, $^{\circ}\text{C}$

(за расчетную температуру воздуха внутри помещения принимаем нормируемую температуру воздуха в производственном помещении в отопительный период по табл.5.5);

$t_{\text{ср}}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, $^{\circ}\text{C}$ ($t_{\text{ср}} = -1,6^{\circ}\text{C}$ [5]);

n - продолжительность работы отопления, сутки (для г.Костаная $n = 194$ сут.).

Индивидуальная норма расхода тепловой энергии на обогрев i -го здания, $\text{Мкал/тыс.} \cdot \text{м}^3 \cdot \text{сут} \cdot ^{\circ}\text{C}$, равна:

$$N_{\text{об}} = \frac{Q_{\text{об}i} \cdot 10^3}{W_i}$$

Средневзвешенная норма расхода на обогрев всех зданий, $\text{Мкал/тыс.} \cdot \text{м}^3 \cdot \text{сут} \cdot ^{\circ}\text{C}$, рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{ср.об}} = \frac{\sum Q_{\text{об}i} \cdot 10^3}{W_i}$$

Данные для расчета расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий приведены в таблице 16

Пример 4. Выполнить расчет расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий.

Исходные данные: $V = 10200 \text{ м}^3$; удельная тепловая характеристика здания составляет: на отопление - $0,3 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}$, на вентиляцию - $0,6 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}$; температура внутри здания составляет $+15^{\circ}\text{C}$.

Определим работу на обогрев здания

$$W = 10200 \cdot (15 - (-1,6))194 = 32848080 \text{ м}^3 \cdot \text{сут} \cdot ^{\circ}\text{C}.$$

Расход тепловой энергии составит

$$Q_{\text{об}} = 24 \cdot (0,3 + 0,6) \cdot 328480080 \cdot 10^{-6} = 709,5 \text{ Гкал}.$$

Определим норму расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию

$$N_{\text{об}} = (709500/32848,08) = 21,6 \text{ Мкал/тыс} \cdot \text{м}^3 \cdot \text{сут} \cdot ^{\circ}\text{C}$$

Определение нормы расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение (Мкал/чел)

Расход тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения можно определить по формуле:

$$Q_{ГВС} = Q_{хоз} + Q_{душ},$$

где $Q_{хоз}$ - расход тепла на хозяйственно-бытовые нужды, Гкал;

$Q_{душ}$ - расход тепла на душевые, Гкал.

Суточный расход тепла на хозяйственно-бытовые нужды рассчитывается по формуле:

$$Q_{хоз} = q \cdot n \cdot c \cdot (t_r - t_x),$$

где q - норма расхода горячей воды на одного работающего, л/сутки·чел.;

n - количество работающих в смену, чел. (Норма расхода горячей воды согласно СН и П 2.04.01 - 85 составляет 20 л/сутки на одного рабочего в помещении с тепловыделением 20 ккал/м³ и более, например, термический цех, 11 л/сутки на одного рабочего в помещениях с тепловыделением менее 20 ккал/м³ и 7 л/сутки на одного административного работника и ИТР);

c - теплоемкость воды, ккал/кг·°С (теплоемкость воды составляет 1 ккал/кг·°С);

t_r - температура горячей воды, °С (расчетная температура горячей воды в водозаборных кранах и душевых сетках принята равной 55°С);

t_x - температура холодной воды, °С (температура холодной воды принята равной 5 °С зимой и 15 °С - летом).

Суточный расход тепла на душевые определяется по формуле:

$$Q_{душ} = q \cdot n \cdot c \cdot (t_r - t_x),$$

q - норма расхода воды на одну душевую сетку, л/сутки (норма расхода воды на одну душевую сетку составляет 270 л/сутки);

n - количество душевых сеток.

Норма расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение рассчитывается по формуле:

$$N_{ГВС} = (Q_{ГВС}/N)$$

где N – численность работников предприятия, чел

Пример 5. Рассчитать норму расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение

Исходные данные (в том числе и данные в таблица 18):

Цех - кузнечный; численность рабочих - 120 чел, ИТР - 8 чел; количество душевых сеток - 11 шт.; время работы душевой сетки в смену - 1 ч; цех работает 252 дня в год по 16 ч·сутки (зима - 119 дней, лето - 133 дня)

Таблица 18 - Тепловая характеристика зданий

Подразделения	$t_{вн.}$ град	Объем здания, м ³	Удельная тепловая характеристика, ккал/м ³ час. град	
			отопление	вентиляция
Термический	15	до 10	0,4-0,3	1,3-1,2
		10-20	0,3-0,25	1,2-1
Механосборочный	16	до 5	0,55	
		5-10	0,55-0,45	0,4-0,25
Заводоуправление	18	5-10	0,33-0,3	0,12-0,11
Сварочно-	16	до 5	0,38-0,35	0,53-0,45
ЦТНП	16	до 5	0,6-0,55	4-3
Окрасочный	16	2-5	0,6-0,55	4-3
ЦЭЭС	15	2-3	0,5	
Ремонтно-механически	16	5-10	0,6-0,5	0,15-0,1
Прессово-заготовительны	15	до 5	0,35-0,35	0,53-0,3

Определим расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды:

$$\text{для зимы } Q_{\text{зв}} = (120 \cdot 11 + 8 \cdot 7) \cdot (55 - 5) \cdot 119 \cdot 10^6 = 8,2 \text{ Гкал};$$

$$\text{для лета } Q_{\text{лв}} = (120 \cdot 11 + 8 \cdot 7) \cdot (55 - 15) \cdot 133 \cdot 10^6 = 7,3 \text{ Гкал}.$$

Определим расход тепловой энергии по душевым сеткам

$$\text{для зимы } Q_{\text{дв}} = 11 \cdot 270 \cdot (55 - 5) \cdot 119 \cdot 10^6 = 17,7 \text{ Гкал};$$

$$\text{для лета } Q_{\text{лд}} = 11 \cdot 270 \cdot (55 - 15) \cdot 133 \cdot 10^6 = 15,8 \text{ Гкал}.$$

Расход тепловой энергии на горячее водоснабжение составил

$$Q_{\text{ГВС}} = 8,2 + 7,3 + 17,7 + 15,8 = 49 \text{ Гкал}.$$

Норма расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение равна

$$N_{\text{ГВС}} = (4900/120 + 8) = 382,2 \text{ Мкал/чел}$$

Задания для самостоятельного решения.

Задание 1. Определить технологическую норму расхода электроэнергии на 1 нормо-час по механическому цеху по вариантам в таблице 19.

Таблица 19 - Индивидуальные задания к теме №4 практической работы

Номер вар.	Вид оборудования	Кол-во, шт	$P_{уст}$, кВт	Лсв	$K_{и}$	τ , ч	Π , н.ч
1	Шлицифрезерный стан.	41	467,4	0,12	1,2	1850	2000
2	Токарно-винторезный станок	22	261,8	0,14	1,5	1560	1000
3	Токарно-вертикальный станок	19	1170,4	0,14	1,6	2100	3000
4	Круглошлифовальный станок	18	234	0,17	4,2	950	1000
5	Зубодолбежный полуавтомат	22	244,2	0,17	3,9	1750	2500

Задание 2. Выполнить расчет расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий по вариантам в таблице 20

Таблица 20 - Индивидуальные задания к теме №4 практической работы

Номер варианта	V , м ³	$q_{0отопл}$, ккал/м ³ · сут · °С	$q_{0вент}$, ккал/м ³ · сут · °С	$t_{ср}$, °С
1	300	0,2	0,1	+11
2	500	0,3	0,6	+15
3	800	0,4	0,5	+25
4	450	0,38	0,3	+20
5	1000	0,12	0,4	+18

Задание 3. Рассчитать норму расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение по вариантам в таблице 21

Таблица 21 - Индивидуальные задания к теме №4 практической работы

Номер вар.	Цех	Кол-во ИТР, шт	Кол-во раб, шт	Кол-во душ сеток, шт.	Время раб. Душ. сет, ч/см	Время работы, ч/сут	Время работы, сут/год
1	ЦТНП	2	18	4	1	7	252
2	Окрасочный	3	12	6	1,5	8	252
3	ЦЭЭС	5	24	8	2	12	282
4	Ремонтно-механический	6	30	12	3	14	252
5	Прессово-заготовительный	8	20	12	4	16	252

Контрольные вопросы:

1. Как определяется норма расхода электроэнергии по группе станков?
2. Из чего состоит норма расхода электроэнергии на производство единицы продукции при механическом виде?
3. Как определяется общепроизводственная заводская норма расхода электроэнергии?
4. Как определяется расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий и сооружений?

Практическое занятие №5

Тема №5. Энергообеспечение автоматизированной поточно-транспортной системы.

Цель: Изучить основные принципы построения и расчета схем автоматизированного управления технологическим процессом.

План:

1. Выбор электродвигателей основных производственных механизмов;
2. Разработка схем электропитания;
3. Выбор аппаратуры управления и защиты главных цепей электроприемников.

Выбор электродвигателей основных производственных механизмов

Основными потребителями электроэнергии разрабатываемой схемы питания являются трёхфазные асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором серии 4А [11]. Выбор производится согласно следующего выражения

$$P_{2н} \geq P_3 ,$$

где $P_{2н}$ – номинальная мощность электродвигателя, выбранного из справочника, кВт;

P_3 – заданная номинальная мощность электродвигателя, кВт.

Основные технические данные выбранных электродвигателей занести в таблицу 22:

Расчет номинальных и пусковых токов электроприемников

Если известны номинальные мощности электроприёмников, то их номинальные токи (в амперах) могут быть определены по следующему соотношению:

для трёхфазных электроприёмников переменного тока:

$$I = \frac{1000 \cdot P}{1.73 \cdot U \cdot \eta \cdot \cos \varphi}$$

где P – номинальная мощность электроприёмника (группы электроприёмников), кВт;

U_n – номинальное напряжение (для электроприёмников переменного тока – фазное напряжение сети), В;
 $\cos\varphi$ – коэффициент мощности;
 η – КПД электродвигателя.

Таблица 22 - Основные технические данные двигателей серии 4А.

Наименование технологических механизмов	Синхронная частота вращения, об/мин.	Типоразмер электродвигателя	$P_{2ном}$, КВт.	Энергетические показатели		Коэффициент кратности пускового тока к номин.
				КПД при 100%	$\cos\varphi$ при 100%	
1						
2						
3						

Пусковой ток выбранных электродвигателей определяется следующим выражением:

$$I_{пуск} = KI_{ном},$$

где K – коэффициент кратности пускового тока электродвигателя к номинальному току. Определяется согласно [11,12,13].

Основными техническими решениями данной практической работы являются: род тока, напряжение, мощность и тип электроприёмников; напряжение питающей силовой сети; способ защиты на всех ступенях от щита низкого напряжения трансформаторной подстанции до намечаемого к установке силового распределительного пункта; режим работы электроприёмников (кратковременный, повторно кратковременный, длительный); характеристика среды в технологическом комплексе; способ прокладки главных цепей от распределительного силового пункта до электроприёмников; категоричность объекта.

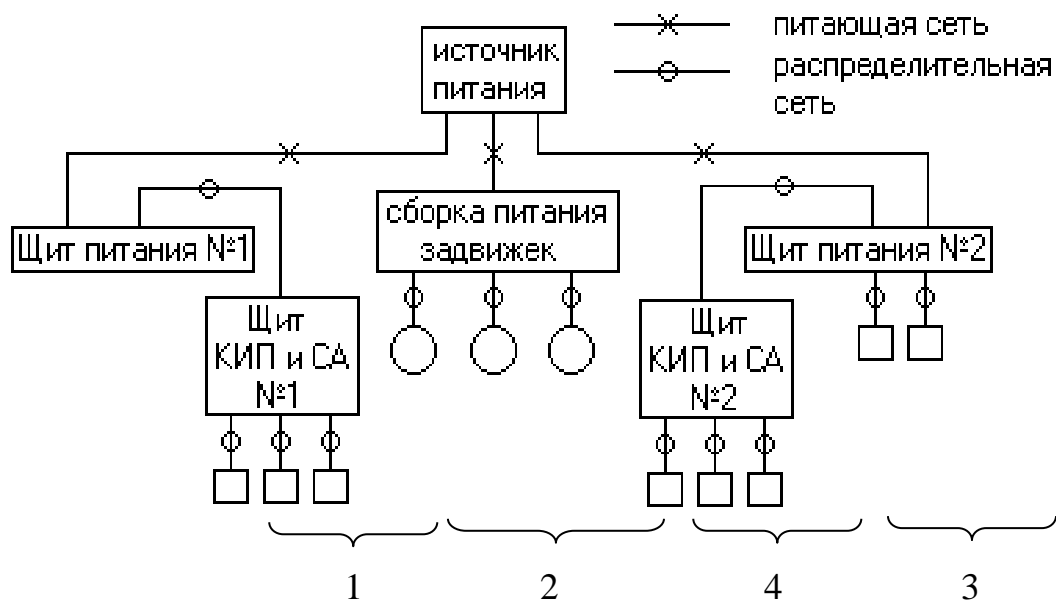
Разработка схем электропитания.

Выбор схемы электропитания определяется главным образом требуемой бесперебойностью электроснабжения, территориальным расположением источников питания и электроприёмников, значением нагрузки, удобством и безопасностью эксплуатации.

В схемах электропитания различают два основных звена (рисунок 24):

- 1) питающую сеть (питающие линии) – сеть от источников питания до щитов и сборок питания;
- 2) распределительную сеть – сеть от щитов и сборок питания до электроприёмников. К распределительной сети относятся также цепи,

всех назначений, связывающие первичные приборы и датчики с вторичными приборами и регулирующими устройствами.



- 1, 4 – датчики, первичные приборы и т.п.;
 2 – электродвигатели;
 3 – отдельно стоящие приборы.

Рисунок 24 - Основные звенья схемы электропитания

Однолинейная схема питающей сети.

Схема питающей сети выполняется в однолинейном изображении – рисунок 25. На схеме показывают аппараты управления и защиты, устанавливаемые как со стороны источника питания, так и со стороны щитов питания системы автоматизации, а также электрические линии - связи между ними. У изображений аппаратов управления и защиты на схеме питающей сети указывают буквенно-цифровое обозначение и тип аппаратов [13].

Аппаратура управления и защиты питающей сети со стороны источника питания учитывается в схемах силового электроснабжения. Аппараты управления и защиты со стороны щитов питания учитываются в схемах автоматизации.

При однолинейном изображении схем питания необходимо знать, в каких цепях устанавливают аппараты управления и защиты. В питающих двухпроводных сетях переменного тока, трёхфазных трёхпроводных и четырёхпроводных системах с изолированной и глухозаземлённой нейтралью, в двухпроводных сетях постоянного тока аппараты управления и защиты устанавливаются в нормально незаземлённых фазных проводниках (полюсах). Только во взрывоопасных помещениях класса В-1 в двухпроводных однофазных питающих сетях аппараты защиты от токов короткого замыкания устанавливают как в фазном, так и в нулевом проводах [12, 13].

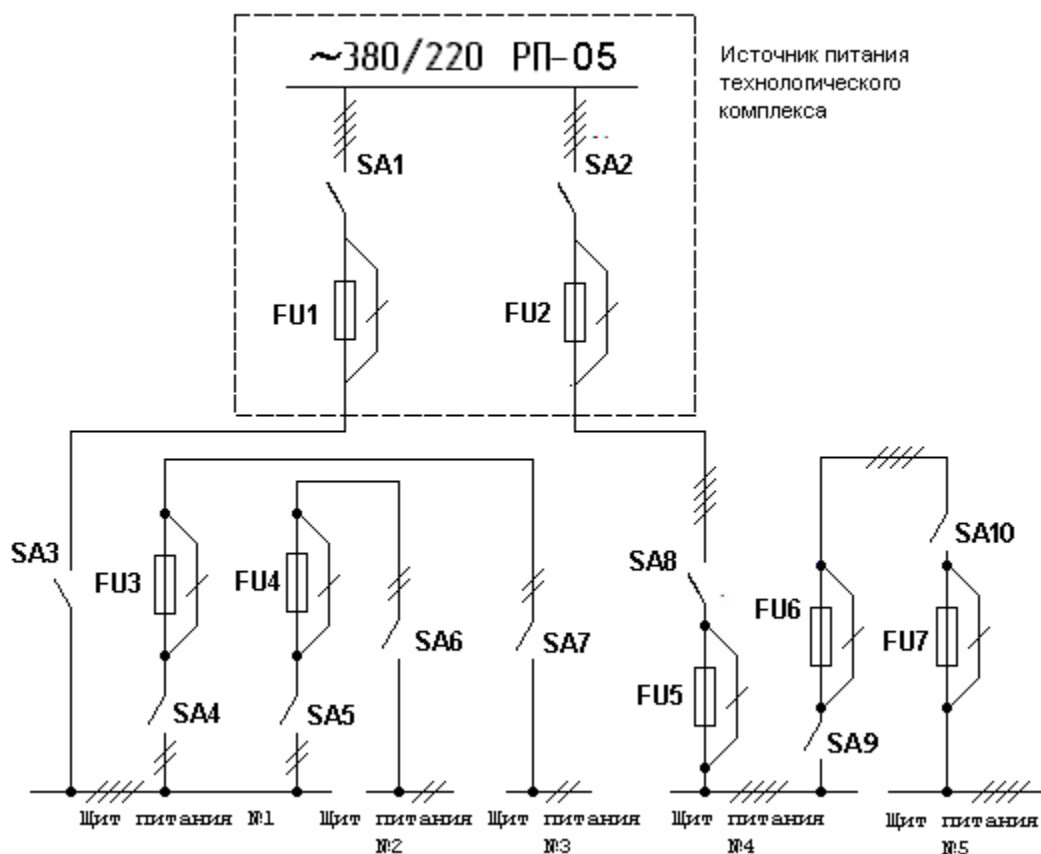


Рисунок 25 – Пример изображения схемы питающей сети

Схемы распределения энергии по силовым электроприёмникам

Чертёж принципиальной электрической схемы питания выполняют только в проектах автоматизации производственных процессов. На этом чертеже показывают:

- а) схему распределения энергии по электроприёмникам технологического комплекса;
- б) принятую аппаратуру защиты и управления в главных цепях электроприёмников и её данные;
- в) способы выполнения проводки от силового распределительного пункта до электроприёмников;
- г) марки и сечения проводов (кабелей) от силового распределительного пункта к электроприёмникам;
- д) мощности, напряжения и род тока электроприёмников;
- е) суммарную установленную мощность электроприёмников, присоединяемых к силовому распределительному пункту;
- ж) тип силового распределительного пункта, принятого для распределения энергии по электроприёмникам.

При составлении принципиальных схем питания рекомендуется использовать специальные матрицы (рис.20), позволяющие внести

единообразии в выполнении схем. Матрицы должны быть предварительно изготовлены на листах формата А3.

Выбор аппаратуры управления и защиты главных цепей электроприемников

Основные требования.

Выбор аппаратов управления и защиты в системах электропитания производится с учётом следующих основных требований [12,13], и заносятся в опросные листы, указанные на рисунках 26 и 27.

а) напряжение и номинальный ток аппаратов должны соответствовать напряжению и допустимому длительному току цепи. Номинальные токи аппаратов защиты следует выбирать по возможности наименьшими по расчётным токам отдельных электроприёмников, при этом аппараты защиты не должны отключать цепь при кратковременных перегрузках (например, при пусках электродвигателей);

б) аппараты управления должны без повреждений коммутировать пусковой ток электроприёмника и отключать полный рабочий ток, а также без разрушения допускать отключение пускового тока;

Силовой распределительный пункт.	Номинальный ток рубильника, А.						
	Номер по плану, тип, напряжение, В; установленная мощность, кВт.						
	Предохранитель отходящих линий.	Номинальный ток предохранителя, А					
		Ток плавкой вставки, А					
Отходящая линия.							
Марка, площадь сечения, мм ² , способ прокладки.			Длина участка, м.				
Пусковой аппарат.	Тип						
	Обозначение.						
	Номинальный ток нагревательного элемента, А.						
Марка, площадь сечения, мм ² , способ прокладки.			Длина участка, м.				
Электроприёмник.	Номера по технологической схеме.						
	Тип.						
	Номинальная мощность, кВт.						
	Ток, А.	Номинальный.					
Пусковой.							
Наименование механизма.							

Рисунок 26 - Матрица принципиальной электрической схемы питания технологического комплекса. Первый вариант – защита главных цепей осуществляется плавкими предохранителями

в) аппараты защиты по своей отключающей способности должны соответствовать токам короткого замыкания в начале защищаемого участка; отключение защищаемой линии или электроприёмника должно производиться с наименьшим временем;

Номинальный ток вводного аппарата, А.						
Силовой распределительный пункт.	Номер по плану, тип, напряжение, В; установленная мощность, кВт.					
	Выключатель автоматический отходящих линий.	Номинальный ток выключателя, А				
		Номинальный ток расцепителя, А				
Отходящая линия.						
Марка, площадь сечения, мм ² , способ прокладки.		Длина участка, м.				
Пусковой аппарат.	Тип					
	Обозначение.					
	Номинальный ток нагревательного элемента, А.					
Электроприёмник.	Номера по технологической схеме.					
	Тип.					
	Номинальная мощность, кВт.					
	Ток, А.	Номинальный.				
Пусковой.						
Наименование механизма.						

Рисунок 27 - Вариант второй. Защита главных цепей осуществляется автоматическими выключателями.

г) при коротких замыканиях, по возможности, должна быть обеспечена селективность работы защитных аппаратов с ниже – и вышестоящими защитными и коммутационными аппаратами; рекомендуется номинальные токи каждого последующего по направлению тока аппарата защиты (предохранителей и тепловых расцепителей) принимать на две ступени ниже предыдущего, если это не приводит к завышению сечения проводов;

д) аппараты защиты должны обеспечивать надёжное отключение одно- и многофазных коротких замыканий в сетях с глухозаземлённой нейтралью и двух- и трёхфазных коротких замыканий в сетях с изолированной нейтралью в наиболее удалённой точке защищаемой цепи. Для этого токи однофазных коротких замыканий в сетях с изолированной нейтралью должны превышать не менее чем:

- в три раза номинальный ток плавкой вставки предохранителя данной цепи;

- в три раза номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, имеющего только электромагнитный расцепитель (отсечку) с номинальным током до 100А (во взрывоопасных установках указанные кратности токов имеют другие значения) [12];

е) в сетях с изолированной нейтралью, защищаемых только от коротких замыканий, в которых сечения проводников выбраны с учётом требований раздела 12, допускается указанную выше расчётную проверку кратности тока

короткого замыкания не выполнять; в сетях с глухозаземлённой нейтралью эта проверка обязательна.

Выбор рубильников, пакетных выключателей, тумблеров

Выбор этой аппаратуры производится:

а) по номинальному напряжению сети

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{н.с}}$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение рубильника, пакетного выключателя, тумблера; $U_{\text{н.с}}$ – номинальное напряжение сети;

б) по длительному расчётному току цепи

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{длит}}, I_{\text{откл}} > I_{\text{длит}},$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток рубильника; $I_{\text{откл}}$ – наибольший отключаемый выключателем, тумблером ток; $I_{\text{длит}}$ – длительный расчётный ток цепи.

Кроме того, рубильники, пакетные выключатели и тумблеры должны без повреждений включать пусковые токи электроприёмников, которые, как известно, могут превосходить их номинальные токи в несколько раз, а также без разрушения отключать эти пусковые токи.

Выбор предохранителей.

Различают предохранители с большой тепловой инерцией, способные выдерживать значительные кратковременные перегрузки током, и безинерционные, обладающие малой тепловой инерцией и ограниченной способностью к перегрузкам. К первым относятся в основном предохранители со свинцовыми токопроводящими мостиками, ко вторым – с медными. В схемах электропитания систем автоматизации наибольшее распространение имеет вторая группа плавких вставок.

Предохранители выбираются по следующим условиям:

а) по номинальному напряжению сети

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н.с.}},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение предохранителя; $U_{\text{н.с.}}$ – номинальное напряжение сети.

Рекомендуется номинальное напряжение предохранителей выбирать по возможности равным номинальному напряжению сети (в этих случаях плавкие вставки имеют лучшие защитные характеристики);

б) по длительному расчётному току линии

$$I_{\text{ном. вст.}} \geq I_{\text{длит}},$$

где $I_{\text{ном. вст.}}$ – номинальный ток плавкой вставки; $I_{\text{длит}}$ – длительный расчётный ток линии.

Кроме того, при использовании безинерционных предохранителей не должно происходить перегорание плавкой вставки от кратковременных толчков тока, например, от пусковых токов электродвигателей исполнительных механизмов и электроприводов задвижек. Поэтому при выборе предохранителей для защиты таких электроприводов необходимо также выполнение и другого условия:

$$I_{\text{ном. вст.}} \geq I_{\text{пуск.}}/2.5$$

Это отношение выведено на основе практического опыта и исходит из того, что ускоренное старение плавких вставок не наблюдается, если максимальный ток, протекающий через вставку в течение какого-то времени, не превышает примерно половины тока, который расплавит её за то же время. Это означает, например, что если ток, равный $5I_{\text{ном. вст.}}$, расплавляет плавкую вставку за две секунды, то в течении этого же времени через вставку может проходить ток, равный $2.5I_{\text{ном. вст.}}$, и возникающий при этом временный перегрев вставки не вызывает заметного окисления и ускоренного его старения.

Часто в проектной практике возникает необходимость в защите магистральной линии, по которой питается группа электродвигателей исполнительных механизмов или задвижек, причём часть из них или все они могут пускаться одновременно. В этом случае предохранители выбираются по следующему соотношению:

$$I_{\text{ном. вст.}} \geq I_{\text{кр.}}/2.5,$$

где $I_{\text{кр.}} = I_{\text{пуск.}} + I_{\text{длит.}}$ – максимальный кратковременный ток линии.

Здесь $I_{\text{пуск.}}$ – пусковой ток электродвигателя или группы одновременно включаемых двигателей, при пуске которых кратковременный ток линии достигает наибольшего значения;

$I_{\text{длит.}}$ – длительный расчётный ток линии до момента пуска электродвигателя (или группы электродвигателей), определяемый без учёта рабочего тока пускаемого электродвигателя (или группы двигателей).

В цепях управления и сигнализации плавкие вставки выбираются по соотношению:

$$I_{\text{ном. вст.}} \geq \sum I_{\text{раб. max}} + 0.1 \sum I_{\text{вкл. max}},$$

где $\sum I_{\text{раб. max}}$ – наибольший суммарный ток, потребляемый катушками аппаратов, сигнальными лампами и т.д. при одновременной работе;

$\sum I_{\text{вкл. max}}$ – наибольший суммарный ток, потребляемый при включении катушек одновременно включаемых аппаратов.

Следует отметить, что плавкие вставки, выбранные в соответствии с формулам, не всегда будут защищать электродвигатель исполнительного механизма или задвижки от перегрузки. Так, например, если номинальный ток двигателя составляет 10А, а пусковой ток 70А, то номинальный ток плавких вставок, выбранный по условию 42, составит 28А (ближайшая большая плавкая вставка предохранителей имеет номинальный ток 30А). Выбранные таким образом плавкие вставки обеспечат нормальный пуск такого двигателя и защиту его от коротких замыканий при условии, что ток короткого замыкания в самой удалённой точке защищаемой цепи будет не менее чем в три раза превосходить номинальный ток плавких вставок. Однако такая защита не будет чувствительна к токам перегрузки, превышающим номинальный ток линии (в данном случае это номинальный ток электродвигателя 10А) в три раза. В таких случаях плавкие предохранители осуществляют защиту только от токов короткого замыкания, а защиту от перегрузки можно выполнить, например, с помощью тепловых элементов, встроенных в магнитные пускатели.

Под длительным расчётным током в общем случае понимается не номинальный ток отдельного электроприёмника или сумма номинальных токов группы электроприёмников (хотя они и могут ими быть), а действительный длительно протекающий по линии ток, определённый с учётом коэффициента одновременности работы электроприёмников и коэффициента их загрузки.

в) по условию селективности. Все последовательно установленные в линии плавкие предохранители должны по возможности работать селективно (избирательно), т.е. предохранители должны срабатывать (перегорать) только тогда, когда повреждение произойдёт именно на том участке линии, который они защищают. Это условие выполняется, если номинальные токи плавких вставок, защищающих соседние участки, различают между собой не менее чем на одну ступень. Более надёжная отстройка получается в тех случаях, когда эта разница составляет две ступени. Однако надо иметь в виду, что отстройка в две ступени может привести к завышению сечения проводов.

Выбор автоматических переключателей.

Выбор автоматических выключателей производится по номинальному напряжению и току с соблюдением следующих условий:

$$U_{\text{ном. а.}} \geq U_{\text{н. с.}}, I_{\text{ном. а.}} \geq I_{\text{длит.}},$$

где $U_{\text{ном.а.}}$ – номинальное напряжение автомата;

$U_{\text{н.с.}}$ – номинальное напряжение сети;

$I_{\text{ном.а.}}$ – номинальный ток автомата;

$I_{\text{длит.}}$ – длительный расчётный ток линии.

Кроме того, должны быть правильно выбраны: номинальный ток расцепителей $I_{\text{н.расц.}}$; ток уставки электромагнитного расцепителя или электромагнитного элемента комбинированного расцепителя $I_{\text{уст.эл.маг.}}$; номинальный ток уставки теплового расцепителя или теплового элемента комбинированного расцепителя $I_{\text{ном. уст. тепл.}}$.

Для защиты электродвигателей исполнительных механизмов и электроприводов задвижек токи расцепителей автоматов выбираются следующим образом.

Номинальные токи электромагнитного, теплового или комбинированного расцепителя должны быть не меньше номинального тока двигателя:

$$I_{н.расц} \geq I_{н.двиг.}$$

(здесь и ниже надо учитывать, что если нагрузка двигателя значительно меньше его номинальной мощности, то следует принимать длительный расчётный ток линии).

Ток уставки электромагнитного расцепителя (отсечки) или электромагнитного элемента комбинированного расцепителя с учётом неточности срабатывания расцепителя и отклонений действительного пускового тока от каталожных данных выбирается из условия

$$I_{уст.эл.маг} \geq 1.25I_{пуск.},$$

где $I_{пуск}$ – пусковой ток двигателя.

Для группы двигателей:

$$I_{уст.эл.маг} \geq 1.25 (\sum I_{н.двиг.} + I_{пуск.}),$$

где $\sum I_{н.двиг.}$ – сумма номинальных токов одновременно работающих двигателей до момента пуска двигателя (группы двигателей), дающего наибольший прирост пускового тока;

$I_{пуск.}$ – пусковой ток двигателя (или группы двигателей, пускаемых одновременно), дающего наибольший прирост пускового тока.

Номинальный ток уставки теплового расцепителя или теплового элемента комбинированного расцепителя должен быть

$$I_{ном. уст. тепл.} \geq I_{н.двиг.}$$

Так же выбираются уставки расцепителей автоматов и для защиты цепей других электроприемников системы электропитания, например цепей контрольно-измерительных приборов (естественно, если в этом возникает необходимость, так как в большинстве случаев для защиты приборов и других подобных электроприёмников малой мощности по соображениям чувствительности оказывается необходимым применять плавкие предохранители). При этом надо учитывать, что если автомат с электромагнитным расцепителем устанавливается в цепях электроприёмников, при включении которых не возникают броски пускового тока, то надобности в отстройке от последних нет, и ток уставки электромагнитного расцепителя в этом случае должен выбираться минимально возможным.

Выбор магнитных пускателей.

Выбор магнитных пускателей производится:

а) по номинальному напряжению сети

$$U_{н.пуск.} = U_{н.с.},$$

где $U_{н.пуск.}$ – номинальное напряжение катушки пускателя;

б) по мощности электродвигателя.

Так же как и все другие аппараты управления, магнитные пускатели должны без повреждений включать пусковой ток электродвигателей и без разрушения отключать его.

Выбор тепловых реле магнитных пускателей.

Тепловое реле магнитных пускателей выбираются по номинальному току теплового элемента и номинальному току двигателя (или длительному расчётному току):

$$I_{н.теп.} > I_{н.двиг.}$$

Помимо изложенных требований, аппараты управления и защиты должны удовлетворять и всем другим условиям выбора аппаратуры и, в частности, условиям окружающей среды.

Выбор сечения проводников.

Сечения проводников питающей и распределительной сетей системы электропитания выбираются по условиям нагрева электрическим током и механической прочности с последующей проверкой в необходимых случаях по потере напряжения.

ПУЭ различают электрические сети, в которых требуется только защита от короткого замыкания, и сети, которые должны быть защищены не только от коротких замыканий, но и от перегрузки.

Питающая и распределительная сети системы электропитания относятся, как правило, к сетям, не требующим защиты от перегрузки, и защищаются только от коротких замыканий.

Это не относится к взрывоопасным помещениям и наружным установкам, а также к пожароопасным помещениям, в которых сети системы электропитания должны защищаться также и от перегрузок.

Отдельные электроприемники, такие как, электродвигатели, которые по характеру своей работы могут подвергаться механическим перегрузкам, рекомендуется защищать от коротких замыканий и перегрузки, если это не противоречит другим требованиям, например обязательность действия исполнительного механизма или задвижки даже ценой их выхода из строя.

Сечения проводов и кабелей по условию нагрева электрическим током определяется по таблицам допустимых длительных токовых нагрузок на провода.

В таблицах 23 и 24 приведены длительно допустимые токи нагрузок некоторых наиболее употребительных в системах автоматизации проводов и кабелей.

Таблица 23 - Кабели с алюминиевыми жилами, с резиновой или пластмассовой изоляцией, в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированные и небронированные

Сечение токопроводящей жилы	Токовая нагрузка кабелей, А				
	Одно-жильных	Двухжильных		Трёхжильных	
	При прокладке				
	В воздухе	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90

Таблица 24 - Провода проложенные в одной трубе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимая токовая нагрузка, А						Неизолированные, вне помещений		
	Открыто	проводов, проложенных в одной трубе					Марка М	Марка А	Марка ПС
		2 одно-жильных	3 одно-жильных	4 одно-жильных	1 двух-жильный	1 трёх-жильный			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,5	24	20	19	19	19	16	-	-	-
4	32	28	28	23	25	21	50	-	-
6	39	36	32	30	31	26	70	-	-
10	55	50	41	39	42	38	95	-	-

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	80	60	60	55	60	55	130	105	-
25	105	85	80	70	75	65	180	135	60
35	130	100	95	85	95	75	220	170	75
50	165	140	130	120	125	105	270	215	90
70	210	175	165	140	150	135	340	265	125
95	255	215	200	175	190	165	415	320	135
120	295	246	220	200	230	190	485	375	-
150	340	275	255	-	-	-	-	-	-
185	390	-	-	-	-	-	-	-	-
240	465	-	-	-	-	-	-	-	-
300	535	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 25 - Провод АПВ

Габариты электродвигателя	Мощность электродвигателя	Провод АПВ	Условный проход труб, мм
1...3	0,4÷4	4×2,5	15
4	2,2;4	2×2,5	15
5	4;5,5;7,5;10	3×4+1×2,5	15
5	13	3×6+1×4	20
6	7,5;10	3×4+1×2,5	15
6	13	3×6+1×4	20
6	17	3×10+1×6	25
7	15	3×6+1×4	20
7	17	3×10+1×6	25
7	22;30	3×16+1×10	25
8	22;30	3×16+1×10	25
8	40	3×25+1×16	32

Расчётный ток по которому производится выбор сечения проводов, определяется двумя условиями: условием нагревания проводов длительным током и условием соответствия выбранной аппаратуре защиты, т.е. допустимой кратностью номинального тока или тока срабатывания защитной аппаратуры длительно допустимому току проводов и кабелей; в качестве расчётного принимается наибольшее значение тока.

Для линий защищаемых только от короткого замыкания, допустимая кратность номинального тока или тока срабатывания защитного аппарата длительно допустимому току проводов и кабелей согласно /3/ должна быть не более:

- 300% номинального тока плавких вставок предохранителей;
- 450% тока уставки автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель (отсечку);
- 100% номинального тока расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратно зависимой характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки);
- 150% тока троганья автоматического выключателя с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой; при наличии на автоматическом выключателе отсечки её кратность срабатывания не ограничивается.

Для взрывоопасных помещений и наружных установок (кроме зон классов В – 1б и В – 1г), а также для пожароопасных помещений, в которых питающая и распределительная сети системы электропитания относятся к сетям, защищаемым от перегрузок, допустимые кратности номинальных токов или токов срабатывания защитной аппаратуры длительно допустимым токам проводов и кабелей имеющим другие значения.

Для практических расчётов условия нагревания проводников длительным расчётным током можно выразить следующим образом:

$$I_{\text{длит. доп.}} \geq I_{\text{расч.}}$$

а условие соответствия выбранной аппаратуре защиты:

$$I_{\text{длит. доп.}} \geq k_3 I_3 ,$$

где: $I_{\text{длит. доп.}}$ – допустимый длительный ток для провода или кабеля при нормальных условиях прокладки, определяемый по таблице допустимых токовых нагрузок на провода и кабели;

$I_{\text{расч.}}$ – длительный расчётный ток линий;

I_3 – номинальный ток или ток срабатывания защитной аппаратуры; k_3 – кратность допустимого тока провода или кабеля номинальному току или току срабатывания защитной аппаратуры.

При условиях прокладки, отличных от указанных в таблице выше, в правую часть выражений, в знаменатель вводится коэффициент K_n – поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей.

Например, при прокладке на лотках пучков полностью нагруженных по току проводов, или отдельных кабелей допустимые токовые нагрузки на них необходимо принимать по таблице 23 и 24 как для проводов и кабелей, проложенных открыто (на воздухе) с введением следующих поправочных коэффициентов: 1 – при числе пучков проводов или кабелей до 6; 0,7 – при 12-15 и 0,6 – при 21 числе пучков проводов и кабелей и более.

Для расчёта сетей системы электропитания в подавляющем большинстве случаев поправочные коэффициенты на условия прокладки кабелей и проводов можно не вводить (в этом может появиться необходимость только при значительной двигательной нагрузке), например, при большом числе электроприводов задвижек, питающихся от системы электропитания, когда сечения и нагрузки проводников получается достаточно большими).

Значения коэффициента в зависимости от характера сети, типа изоляции проводов и кабелей и условий их прокладки приведены в таблице 26.

Сечения проводов и кабелей для ответвления к электродвигателям задвижек во всех случаях выбирается по выражению 51, в котором длительный расчётный ток линии равен номинальному току двигателя (во взрывоопасных помещениях - 125% номинального тока двигателя). Выбранные сечения проводов или кабелей ответвления к электродвигателю должны быть проверены.

Сечение нулевых проводов в питающей и распределительной сетях системы электропитания выбирается следующим образом:

- в однофазных двухпроводных сетях – равных сечению фазных проводов;
- в трёхфазных четырёхпроводных сетях, питающих смешанную нагрузку,
- не менее 50% сечения фазных проводов (однофазная нагрузка при этом должна быть равномерно распределена между фазами);
- в трёхфазных четырёхпроводных сетях, питающих трёхфазную нагрузку,
- не менее 50% сечения фазных проводов.

Общий порядок выбора аппаратуры защиты и сечений проводов и кабелей:

1. определяются расчётные токи линий – длительные и кратковременные;
2. по значению расчётных токов линии производится выбор защитных аппаратов;
3. по расчётному току линии и по условию соответствия выбранным аппаратам защиты производится выбор сечений проводников;
4. проверяется надёжность действия защитных аппаратов при коротком замыкании в наиболее удалённой точке сети.

Таблица 26 - Минимальные кратности допустимых токовых нагрузок на провода и кабели по отношению к номинальным токам или токам срабатывания защитных аппаратов

Ток защитного аппарата	Кратности допустимых длительных токов			
	Сети, для которых защита от перегрузки обязательна (ПУЭ, п. III-1-10)			Сети защищённые только от коротких замыканий (ПУЭ, п. III-1-7)
	Проводники с резиновой или аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией		Кабели с бумажной изоляцией	
	Взрыво- и пожароопасные зоны, жилые, торговые помещения и т.п.	Невзрыво- и непожароопасные помещения промышленных предприятий		
Номинальный ток плавкой вставки предохранителя	1,25	1,0	1,0	
Ток срабатывания (уставки) автоматического выключателя, имеющего только электромагнитный расцепитель (максимальный мгновенно действующий расцепитель)	1,25	1,0	1,0	0,22
Номинальный ток расцепителя (теплового или комбинированного) автоматического выключателя с нерегулируемой обратозависимой от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки)	1,0	1,0	1,0	1,0

Ток срабатывания (трогания) расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратозависимой от тока характеристикой (при наличии на автоматическом выключателе отсечки, ток срабатывания не ограничивается)	1,0	1,0	0,8	0,66
--	-----	-----	-----	------

Задания для самостоятельного решения.

Задание 1.

Технологический комплекс – поточно-транспортная система (ПТС). ПТС состоит (рисунок 28) из расходного бункера А и двух приёмных 1А и 2А, затвора 1 и двух ленточных конвейеров: нереверсивного 2 и реверсивного 3. Материал из расходного бункера через затвор поступает сначала на нереверсивный ленточный конвейер, затем на реверсивный. С реверсивного конвейера производится загрузка приёмных бункеров: 1А при движении ленты влево и 2А – при движении ленты вправо.

Расходный и приёмный бункера оборудованы датчиками верхнего и нижнего уровня, которые характеризуют отсутствие или наличие материала на указанных уровнях. В данном случае используются уровнемеры акустические «ЭХО-3».

Предусматривается два режима работы системы: местный, используемый при наладке и опробовании механизмов системы, и автоматический – рабочий режим. Индивидуальные задания в таблице 27.

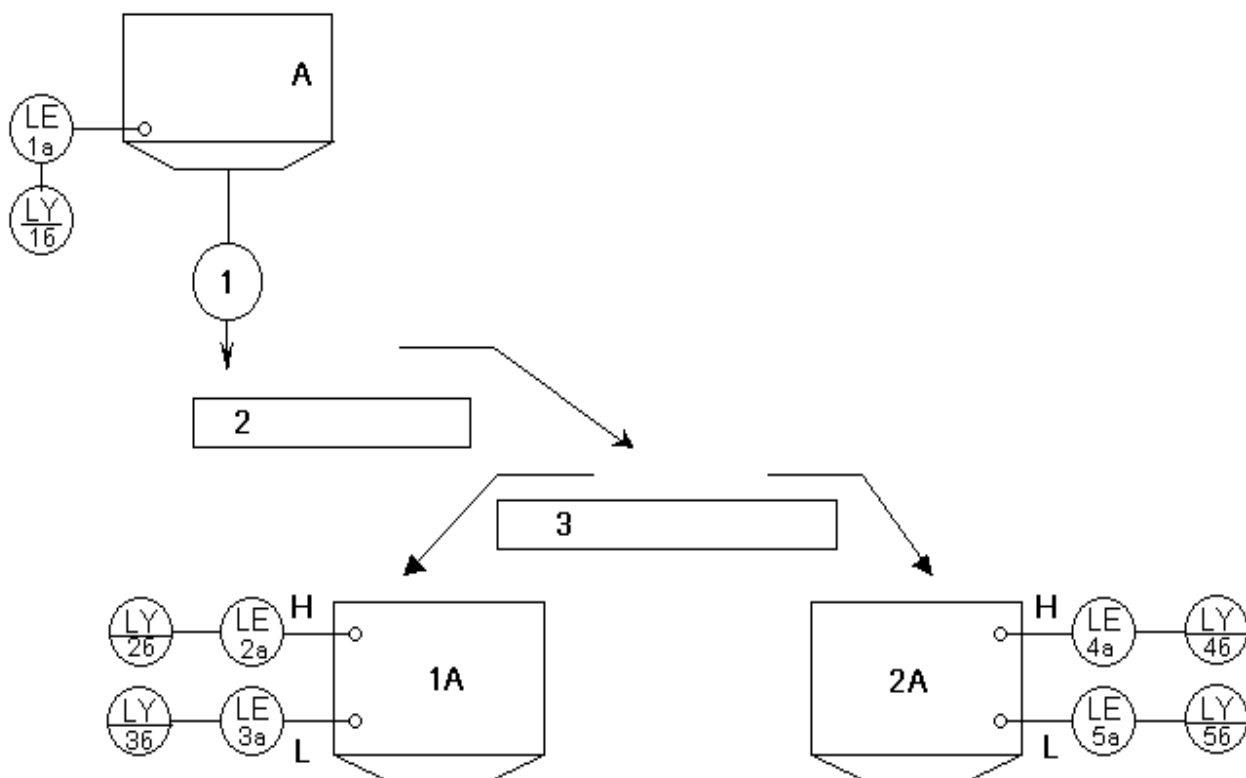


Рисунок 28 - Технологическая схема поточно-транспортной системы с расстановкой приборов измерения уровней.

Выполнить:

1. Краткое описание технологического комплекса согласно технологической схеме с указанием основных электроприёмников.
2. Выбор электродвигателей для технологического оборудования.

3. Расчёт номинальных и пусковых токов электродвигателей.
4. Основные технические решения, принятые в контрольной работе.
5. Разработка схем электропитания.
 - 5.1. Общий вид схемы электропитания технологического комплекса.
 - 5.2. Однолинейная схема питающей сети.
 - 5.3. Схемы распределения энергии по силовым электроприёмникам (2 варианта).
6. Выбор аппаратуры управления и защиты главных цепей электроприёмников.
7. Подбор сечения проводов главных цепей электроприёмников.

Таблица 27 - Индивидуальные задания к теме №5 для выполнения практической работы

№ варианта	Наименование				
	Номинальная мощность двигателя затвора 1, кВт	Номинальная мощность двигателя конвейера 2, кВт	Номинальная мощность двигателя конвейера 3, кВт	Номинальная мощность цепи управления, кВт	Напряжение распределительной сети приборов и средств автоматизации, В
1	1	5	14	0,10	380/220
2	1,5	7	15	0,15	220
3	1,7	9	16	0,20	380/220
4	1,9	10	18	0,25	220
5	2,0	12	19	0,30	380/220

В отдельных случаях, в соответствии с заданием на практическую работу, содержание работы может быть изменено.

Контрольные вопросы:

1. Условия компоновки технологической схемы?
2. Условие выбора автоматических выключателей?
3. Условие выбора электродвигателя?
4. Условие выбора сечения проводника

Список использованных источников

- 1 Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» .2012 год.
- 2 Бородин И.Ф., Судиик Ю.А. «Автоматизация технологических процессов» -М.: Колос : 2003. -337с.
- 3 Саплин Л.А., Шерьязов С.К., Пташкина-Гирина О.С, Ильин Ю.Л. Энергоснабжение сельскохозяйственных потребителей с использованием возобновляемых источников: /Под общей редакцией Л.А.Саплина. Челябинск. ЧГАУ,:2000.- 194 с.
- 4 Мартыненко И. Лысенко В.Ф. "Проектирование систем автоматики" -М.: Агропромиздат 1990. -243с.
- 5 Д.М.Алихлов. Г.А.Омарова. Учебное пособие «Автоматизация сельскохозяйственного производства». -Алматы, КазНАУ 2009 .- 41 с
- 6 Ключев А.С, Глазов В.В., Дубровский А.Х., Опоев Л. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. (Справочное пособие) -М: Энергопромиздат 1990.
7. Корабаев Л.Д. Экономия энергоресурсов в сельском хозяйстве -М.: Афопромиздат.: 1988.- 207 с.
- 8 Энергосбережение в системах теплоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха.Учеб.пособие./ Под ред.Л.Д.Богуславского, В.И.Ливчака и др. - М.: Стройиздат, 1990. – 624 с.
- 9 Энергоэкономичное освещение //Энергосбережение, 1999, № 8. – С.22-23.
10. Павлов Л. Газ ожидает выхода //www/agroperspektiva.com – АГРОперспектива № 8, 2001.
- 11 Асинхронные двигатели серии А4: Справочник / А.Э.Кравчик, М.М.Шлаф, В.И.Афонин, Е.А.Соболенская. – М.: Энергоиздат, 1982 г.112с.
- 12 Проектирование систем автоматизации технологических процессов: Справочное пособие. / А.С.Ключев, Б.В.Глазов и др: Под ред.: А.С.Ключева – М.: Энергоатомиздат, 1990 г.342с.
- 13 Техника чтения схем автоматического управления и технологического контроля. / А.С. Ключев, Б.В.Глазов и др. Под ред.: А.С.Ключев – М.: Энергоатомиздат, 1983 г 164 с.
- 14 Бородин, И.Ф. Автоматизация технологических процессов и системы автоматического управления (ССУЗ) / И.Ф. Бородин. - М.: КолосС, 2006. - 352 с.
- 15 Иванов, А.А. Автоматизация технологических процессов и производств: Учебное пособие / А.А. Иванов. - М.: Форум, 2012. - 224 с.
- 16 Клепиков, В.В. Автоматизация производственных процессов: Учебное пособие / В.В. Клепиков, А.Г. Схиртладзе, Н.М. Султан-заде. - М.: Инфра-М, 2019. - 351 с.
- 17 Латышенко, К.П. Автоматизация измерений, испытаний и контроля / К.П. Латышенко. - М.: МГУИЭ, 2006. - 312 с.
- 18 Рульнов, А.А. Автоматизация систем водоснабжения и водоотведения: Учебник / А.А. Рульнов. - М.: Инфра-М, 2012. - 205 с.

- 19 Схиртладзе, А.Г. Автоматизация технологических процессов и производств: Учебник / А.Г. Схиртладзе, А.В. Федотов, В.Г. Хомченко. - М.: Абрис, 2012. - 565 с.
- 20 Шишмарев, В.Ю. Автоматизация технологических процессов: учебник / В.Ю. Шишмарев. - М.: Academia, 2015. - 320 с.
- 21 Самарин, О. Д. Теплофизика. Энергосбережение. Энергоэффективность / О.Д. Самарин. - М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2018. - 296 с.
- 22 Свидерская, О. В. Основы энергосбережения / О.В. Свидерская. - М.: ТетраСистемс, 2016. - 176 с.
- 23 Устройство, ремонт и обслуживание электрооборудования в сельскохозяйственном производстве; Академия - Москва, 2003. - 368 с.
- 24 А. да Роза Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы; Интеллект, МЭИ - Москва, 2010. - 704 с.
- 25 Афанасьев В.В., Кидин Н.И. Диагностика и управление устойчивостью горения в камерах сгорания энергетических установок; **Capital Books** - Москва, 2008. - 176 с.
- 26 Беликов С. Е., Котлер В. Р. Котлы тепловых электростанций и защита атмосферы; Аква-Терм - Москва, 2008. - 212 с.
- 27 Богославчик П. М., Круглов Г. Г. Гидротехнические сооружения ТЭС и АЭС; Вышэйшая школа - Москва, 2010. - 272 с.
- 28 Быстрицкий Г. Ф. Основы энергетики; КноРус - Москва, 2011. - 352 с.
- 29 Вагин Г. Я., Лоскутов А. Б., Севостьянов А. А. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике; Академия - Москва, 2010. - 224 с.
- 30 Виссарионов В. И., Дерюгина Г. В., Кузнецова В. А., Малинин Н. К. Солнечная энергетика; МЭИ - Москва, 2011. - 276 с.
- 31 Гуляев В. А., Вороненко Б. А., Корнюшко Л. М., Пеленко В. В., Щеренко А. П. Теплотехника; Издательство "РАПП" - Москва, 2009. - 348 с.
- 32 Жернаков А. П., Алексеев В. В., Лимитовский А. М., Меркулов М. В., Шевырев Ю. В., Косьянов В. А., Ивченко И. А. Экономия топливно-энергетических ресурсов при проведении геологоразведочных работ; ИнФолио - Москва, 2011. - 352 с.
- 33 Зайцев С. А., Толстов А. Н., Грибанов Д. Д., Меркулов Р. В. Метрология, стандартизация и сертификация в энергетике; Академия - Москва, 2009. - 224 с.
- 24 Кудинов В. А., Карташов Э. М., Стефанюк Е. В. Техническая термодинамика и теплопередача; Юрайт - Москва, 2011. - 560 с.
- 25 Меркулов М. В., Косьянов В. А. Теплотехника и теплоснабжение геологоразведочных работ; ИнФолио - Москва, 2009. - 272 с.
- 26 Панкратов Г. П. Сборник задач по теплотехнике; Либроком - Москва, 2009. - 252 с.
- 37 Свидерская О. В. Основы энергосбережения; ТетраСистемс - Москва, 2009. - 176 с.
- 38 Сибикин Ю. Д., Сибикин М. Ю. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий; Высшая школа - Москва, 2002. - 248 с.

39 Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения; Форум, Инфра-М - Москва, 2010. - 216 с.

40 Щербаков Е. Ф., Александров Д. С., Дубов А. Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях; Форум - Москва, 2010. - 496 с.