



Министерство образования
Республики Беларусь



Белорусский национальный технический
университет



Энергетический факультет

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

**Материалы 65–й научно – технической конференции
студентов и аспирантов**

Электронное издание

Минск 2013

УДК 621.311

ББК 31 я 43

А 43

Р е ц е н з е н т

Доцент кафедры автоматизации производственных процессов и электротехники УО БГТУ, к.т.н. *О.И.Александров*

В сборник включены тезисы докладов 65–й научно-технической конференции студентов и аспирантов БНТУ по секциям: «Электрические станции»; «Электрические системы»; «Электроснабжение»; «Тепловые электрические станции»; «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника»; «Электротехника и электроника»; «Экономика и организация энергетики».

Белорусский национальный технический университет.

Энергетический факультет.

пр-т Независимости, 65/2, г. Минск, Республика Беларусь

Тел.: (017) 292-42-32 Факс: 292-71-73

E-mail: ef@bntu.by

<http://www.bntu.by/ef.html>

Регистрационный № ЭИ БНТУ/ЭФ39-45.2013

© Жуковская Т.Е., компьютерный дизайн, 2013

© БНТУ, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

- [Секция 1 «Электрические станции»](#)
- [Секция 2 «Электрические системы»](#)
- [Секция 3 «Электроснабжение»](#)
- [Секция 4 «Тепловые электрические станции»](#)
- [Секция 5 «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника»](#)
- [Секция 6 «Электротехника и электроника»](#)
- [Секция 7 «Экономика и организация энергетики»](#)

СЕКЦИЯ 1 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

СИЛОВЫЕ КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА ДО 30 КВ

Ерофеев Т.С., Шиманский М.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент МАЗУРКЕВИЧ В.Н.

ПОЖАРОБЕЗОПАСНЫЕ КАБЕЛИ ДЛЯ АЭС

Бровкина Е.С., Дашевич Д.М.
Научный руководитель – к.т.н., доцент МАЗУРКЕВИЧ В.Н.

ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Левонюк А.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент КРАСЬКО А.С.

ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ

Дробыш А.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент КРАСЬКО А.С.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

Велитченко П.Г.
Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

ИНФРАКРАСНАЯ ДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ

Моргунов А.Ю.
Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

АВТОМАТЫ ГАШЕНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ СОВРЕМЕННЫХ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ И КОМПЕНСАТОРОВ

Лойко К.Г., Куницкий И.О.
Научный руководитель – к.т.н., доцент БУЛАТ В.А.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА И ПРОГРАММЫ ВЫБОРА ТОКОГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ ТЭЦ

Рачковский Ю.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент БУЛАТ В.А.

АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ПРОЛЕТОВ ТИПОВОГО ОРУ 110 КВ

Малявко А.Н., Мостыко Р.В.
Научный руководитель – ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Анцух А.М., Судникевич С.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент СИЛЮК С.М.

ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ С ГИБКИМИ ПРОВОДАМИ

Тышко О.Н., Шибковский Д.А.

Научный руководитель – профессор, д.т.н. СЕРГЕЙ И.И.

ПОВЫШЕНИЕ СТОЙКОСТИ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Летяго А.Д.

Научный руководитель – профессор, д.т.н. СЕРГЕЙ И.И.

КОНСТРУКЦИИ ОРУ С ЖЁСТКОЙ ОШИНОВКОЙ

Петлёв М. В.

Научный руководитель – Пономаренко Е. Г.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 6 - 35 КВ

Филанович Д.Ю., Хаецкая А.В.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Силюк С.М.

ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Крупко А.В., Матрос Е.П.

Научный руководитель – Дерюгина Е.А.

КОНСТРУКЦИИ МОЛНИЕОТВОДОВ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ

Крот П.П.

Научный руководитель – Дерюгина Е.А.

ГЛУБИННЫЕ ЗАЗЕМЛИТЕЛИ

Калюта М.А., Кисляк Е.В.

Научный руководитель – Дерюгина Е.А.

ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Задруцкий Д.В., Пашкович Н.П.

Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА ЗОН ДЕЙСТВИЯ МОЛНИЕОТВОДОВ

Житковский И.М., Борисенок С.Г.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

ПРАКТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИХ УСИЛИЙ

Гуриш В.В., Коваль А.А.

Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

ВОЗДУШНЫЕ ЛЭП УВН

Голоднюк Д.Е., Романовский В.К.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

КОНСТРУКЦИИ МОЛНИЕОТВОДОВ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ

Будников М.В.

Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЕ НА ПРОВОДАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Маковский К.О., Сузин Е.А.
Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

КОНСТРУКЦИИ КОМПАКТНЫХ ЛИНИЙ

Скорина А.Е., Шельпяков К.С.
Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЯ

Моисеенко П.А., Коротченя В.И.
Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В СЕТЯХ ДО 1 КВ

Пашкович Н.П., Потачиц Я.В.
Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

КОМПЬЮТЕРНАЯ ПРОГРАММА РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ШИННЫХ КОНСТРУКЦИЙ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Потачиц Я.В.
Научные руководители – ДЕРЮГИНА Е.А., КЛИМКОВИЧ П.И.

ВОПРОСЫ ЯДЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Сапожникова А.Г., Потачиц Я.В.
Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

ИСТОЧНИКИ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Рожков А.Ю., Сазанович А.А.
Научный руководитель – ГУРЬЯНЧИК О.А.

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЦЕПЯХ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Гирс И.А., Атрощенко А.П.
Научный руководитель – ГЛИНСКИЙ Е.В.

РАСЧЕТ САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6,3 КВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Борисик Д.А.
Научный руководитель – Глинский Е.В.

ФУНКЦИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ ТЕРМИНАЛАХ ЗАЩИТЫ

Савицкая В.А.
Научный руководитель – БУЛОЙЧИК Е.В.

СПОСОБЫ УМЕНЬШЕНИЯ ТОКА НЕБАЛАНСА В ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТАХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Романюк Д. А., Ткаченко А.О.
Научный руководитель - ассистент Булойчик Е.В.

ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ РЕЗИСТОРА ДЛЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ СЕТЕЙ 6–35 КВ В ОТНОШЕНИИ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Резник М.С.

Научный руководитель – БОХАН Н.В.

**МОДИФИКАЦИЯ ПРОГРАММЫ *TKZDOIKV* ДЛЯ РАСЧЕТА ТОКОВ
КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ ДО 1 КВ**

Мельянчук А.А., Горячко М.Г.

Научный руководитель – доцент БОБКО Н.Н.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ДЛЯ РАСЧЕТА ТОКОВ
КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ ДО 1 КВ**

Мельянчук А.А., Кулаковская А.В., Горячко М.Г.

Научный руководитель – доцент БОБКО Н.Н.

ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Савченко В.А, Корейво О.В.

Научный руководитель – ГУРЬЯНЧИК О.А.

**МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ СЕРИИ
MP**

Румянцев Ю.В.

Научный руководитель – ТИШЕЧКИН А. А.

**МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КАЧЕСТВА СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Цылин А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент РУМЯНЦЕВ В.Ю.

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. ВОДА В КАЧЕСТВЕ
ГОРЮЧЕГО ТОПЛИВА**

Чернобылец О.А., Леонов Д.Ю.

Научный руководитель – РЖЕВСКАЯ С.П.

БЕЗОПАСНЫЕ ЭЛЕКТРОЗАЩИТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Чернобылец О.А., Леонов Д.Ю.

Научный руководитель – РЖЕВСКАЯ С.П.

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЫНКА ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ПОСТОЯННОГО
ОПЕРАТИВНОГО ТОКА**

Сиротина Т.Ф., Шпока Р.С., Спасков А.А.

Научный руководитель – КИСЛЯКОВ А.Ю.

**АВТОМАТИЧЕСКИЕ КОММУТАЦИОННЫЕ УСТРОЙСТВА
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6 – 35 КВ**

Шпока Р.С., Пашкович Н.П. Алешкевич Р.А.

Научный руководитель – КИСЛЯКОВ А.Ю.

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Мисюк Д.Л.

Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

МИКРОПРОЦЕССОРНОЕ РЕЛЕ ЗАЩИТЫ СЕРИИ *SPAC 801*

Сивец К.С., Третьяков П.П.

Научный руководитель – ТИШЕЧКИН А.А.

УДК 621.3

Силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена до 30 кВ

Ерофеенко Т.С., Шиманский М.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент МАЗУРКЕВИЧ В.Н.

В настоящее время в промышленно развитых странах Европы и Америки практически 100 % рынка силовых кабелей занимают кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Термин «сшивка» подразумевает обработку полиэтилена на молекулярном уровне.

Для кабелей на напряжение до 1 кВ во всем мире получила широкое распространение сшивка при помощи силанов, а для кабелей на среднее и высокое напряжение (с большой толщиной изоляции) – пероксидная сшивка.

Преимущества кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена:

- большая пропускная способность за счет увеличения допустимой температуры жилы (допустимые токи нагрузки в зависимости от условий прокладки на 15–30 % больше, чем у кабелей с бумажной изоляцией);
- высокий ток термической устойчивости при коротком замыкании;
- высокие электрические свойства изоляции, низкие диэлектрические потери;
- меньше масса и габариты кабеля в целом, что облегчает прокладку кабеля как в кабельных сооружениях, так и в земле на сложных трассах;
- высокая влагостойкость, нет необходимости в применении металлической оболочки;
- меньше радиус изгиба;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- возможность прокладки кабелей при температуре $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ без предварительного подогрева, благодаря использованию полимерных материалов для изоляции и оболочки [1].

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена могут прокладываться в земле (в траншеях), кабельных сооружениях (в туннелях, галереях, на эстакадах), а также в блоках (трубах) и в производственных помещениях (в кабельных каналах, по стенам). Способ прокладки и конструкция кабеля определяются на стадии проектирования линии [2].

Примеры маркировки кабелей: АПвП2г – алюминиевая жила, изоляция из сшитого полиэтилена, оболочка из полиэтилена, двойная герметизация; – кабель силовой с медными жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой усиленной оболочке. Буква «г» в маркировке обозначает водоблокирующие ленты герметизации металлического экрана, «2г» – алюмополимерная лента поверх герметизированного экрана, «у» – усиленная оболочка из полиэтилена, «нг-LS» – оболочка из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности.

Конструкция силового кабеля с СПЭ-изоляцией:

- токопроводящая жила;
- экран по токопроводящей жиле – экструдированный электропроводящий сшитый полиэтилен;
- изоляция жил – сшитый полиэтилен;
- экран по изоляции – экструдированный электропроводящий сшитый полиэтилен;
- разделительный слой (из лент электропроводящей крепированной бумаги для марок АПвП, ПвП, АПвПУ, ПвПу, АПвВ, ПвВ, АПвВнг-LS, ПвВнг-LS; из электропроводящей водоблокирующей ленты для марок АПвПг, ПвПг, АПвПуг, АПвП2г, ПвВ2г, АПвПу2г, ПвПу2г);
- экран – медные проволоки, скрепленные медной лентой;

– разделительный слой – две ленты крепированной бумаги или прорезиненная ткань;

– для кабелей с индексом "Г" – водоблокирующая лента, алюмополиэтиленовая лента – для кабелей с индексом "2Г";

– оболочка (полиэтилен для кабелей марок ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу; ПВХ пластикат для марок ПвВ, АПвВ; ПВХ пластикат пониженной пожароопасности для марок: ПвВнг-LS, АПвВнг-LS) [3].

Литература

1. <http://www.elec.ru>
2. <http://www.ecable.ru>
3. <http://www.saranskkabel.ru>

УДК

Пожаробезопасные кабели для АЭС

Бровкина Е.С., Дашевич Д.М.

Научный руководитель – к.т.н., доцент МАЗУРКЕВИЧ В.Н.

АЭС являются объектами повышенной опасности, поэтому к ним предъявляются высокие требования по взрыво-и пожаробезопасности. Кабели, применяемые на данных электростанциях, должны обладать рядом таких свойств, как:

- нераспространение горения по кабельным коммуникациям при прокладке кабелей в пучках с высокой концентрацией горючей массы;
- пониженное выделение дыма, коррозионно активных и опасных для здоровья продуктов горения.
- обеспечение функционирования кабелей при пожаре объекта заданное время (до 3 часов)

Для условного обозначения степени пожаробезопасности кабеля приняты следующие «индексы»:

– «нг». Индекс «нг» обозначает, что у кабеля есть свойство нераспространения горения. Кабель не распространяет горение при групповой прокладке («в пучках»);

– «нг-LS». Индекс «LS» – сокращение от английского «low smoke» – «пониженное дымовыделение». Кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке («в пучках»), с низким дымо- и газовыделением при горении;

– «нг-HF». Индекс «HF» – от английского «halogen free» – «без галогенов». Кабели, не распространяющие горение, не содержащие галогенов в составе изоляции и оболочки;

– «нг-FRLS». Индекс «FR» – сокращение от английского «fire resistant» – «огнестойкий». Кабели, не распространяющие горение, огнестойкие, с низким дымо- и газовыделением при горении.

Конструкция кабеля силового типа нг-FRLS

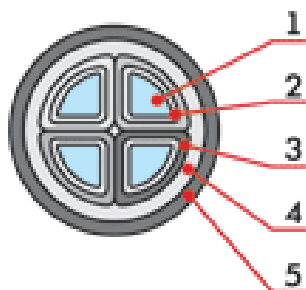


Рис. 1. Конструкция кабеля силового типа нг-FRLS: 1 – медная секторная многопроволочная уплотнённая токопроводящая жила; 2 – обмотка стеклослюденитовыми лентами; 3 – экструдированная фазная изоляция из ПВХ пониженной пожароопасности; 4 – поясная изоляция из ПВХ пониженной пожароопасности; 5 – наружная оболочка из ПВХ пониженной пожароопасности

Кабель силовой типа нг-FRLS

Технические и эксплуатационные характеристики:

Рабочее напряжение до 1 кВ.

Температура окружающей среды при эксплуатации от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Относительная влажность воздуха (при температуре $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$) до 98 %.

Длительно допустимая рабочая температура жил для кабелей $70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Допустимая температура нагрева жил при коротком замыкании для кабелей 250°C.

Продолжительность короткого замыкания не более 4 с.

Допустимая температура нагрева жил в режиме перегрузки.

Продолжительность работы кабеля в режиме перегрузки не должна превышать 8 часов в сутки и не более 1000 часов за срок службы 90 °С.

Предельная температура токопроводящих жил кабеля по условиям невозгорания кабеля при коротком замыкании не более 400 °С.

Гарантийный срок эксплуатации 5 лет.

Срок службы не менее 30 лет.

Минимальный радиус изгиба при прокладке:

– одножильных 10 наружных диаметров;

– многожильных 7,5 наружных диаметров.

Прокладка кабеля без предварительного подогрева при температуре не ниже – 15 С.

Характеристика пожарной безопасности:

Кабели не распространяют горение при испытании в пучках по МЭК 60332-3-22 категория А.

Кабели характеризуются низким количеством выделения хлористого водорода при горении изоляции и оболочки по МЭК 60754-1 (не более 15 %).

Кабели характеризуются низкой дымообразующей способностью при горении и тлении (снижении светопропускаемости в испытательной камере не более чем на 40 % по МЭК 61034-1 и МЭК 61034-2).

Кабели устойчивы к воздействию пламени не менее 90 мин. по МЭК 60331-21.

Совершенствование кабелей в направлении повышения их пожарной безопасности:

– разработка новых типов кабелей, в состав конструкции которых вводятся дополнительные элементы в виде алюминиевых или стальных оболочек или же металлических экранов, разделительных слоев, огнестойких барьеров, огнезащитных покрытий, внутренней экструдированной оболочки и др.;

– применение для изоляции, заполнителя и оболочки кабелей новых материалов пониженной горючести при одновременном снижении объема горючих материалов, из которых кабель изготавливается:

– разрабатываются новые термопластичные безгалогенные композиции на основе полиолефинов, применяются трудновоспламеняемые компаунды, используются также композиции ПВХ пластиката пониженной пожароопасности;

– вместо ПВХ применяются новые HFFR-материалы, то есть материалы, не содержащие галогенов и обладающие высокой огнестойкостью;

– введение в полимерные материалы технологических добавок – стабилизаторов, наполнителей, а также антипиренов, препятствующих горению полимерных материалов.

УДК 621.316

Перенапряжения в электрических сетях

Левонюк А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Красько А.С.

Перенапряжения представляют собой любые превышения напряжения относительно амплитуды наибольшего рабочего напряжения. Перенапряжения подразделяются на грозовые (атмосферные) и внутренние и являются одной из наиболее частых причин выхода из строя элементов электрических сетей.

До середины 80-х годов основным средством защиты от перенапряжений в электрических сетях считались вентильные разрядники с искровыми промежутками и карбидокремниевыми рабочими сопротивлениями, разработанные в период 50–60-х годов. Конструкция и принцип работы вентильных разрядников обуславливают их принципиальные недостатки.

Принципиальный переворот в области борьбы с перенапряжениями в сетях произошел в результате разработки высоконелинейных варисторов на основе окиси цинка. Высоконелинейный металлооксидный варистор представляет собой поликристаллическую структуру, состоящую из легированных кристаллов окиси цинка и полупроводящих барьеров между ними из окислов других металлов.

Защитные аппараты в которых используются металлооксидные варисторы, в СССР получили название нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), а за границей – разрядников без искровых промежутков. ОПН в настоящее время широко применяются в мировой практике для борьбы с грозowymi и внутренними перенапряжениями в электрических сетях всех классов напряжений и на ближайшие годы альтернативы не имеют (рисунок 1).

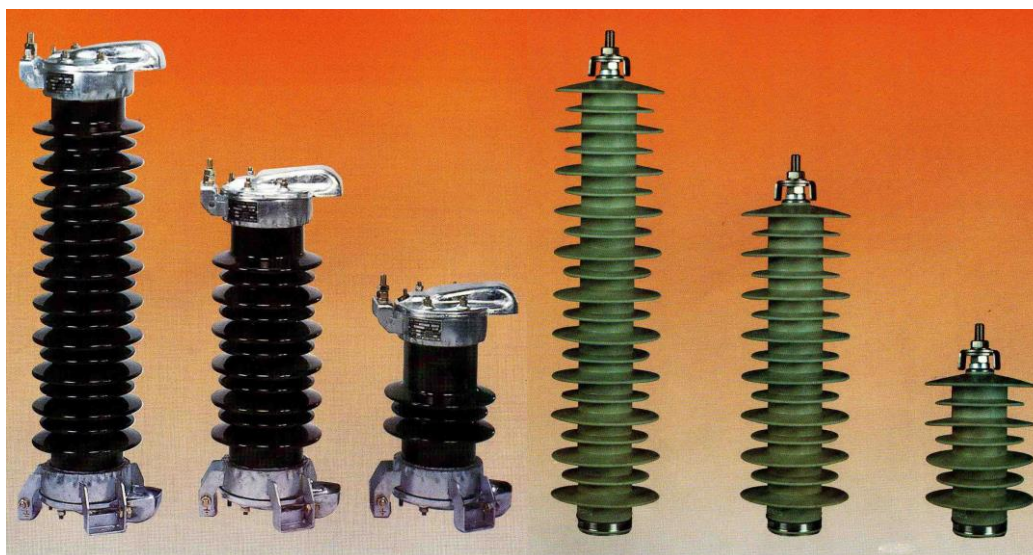


Рис. 1. ОПН типа GXD 10/45 и ОПН типа GXE 4/45

По сравнению с вентильными разрядниками ОПН обладают следующими неоспоримыми преимуществами:

- глубокий уровень ограничений всех видов импульсных перенапряжений;
- отсутствие сопровождающего тока после затухания волны перенапряжения;
- способность к перегрузке и рассеиванию больших энергий;
- непрерывное подключение к защищаемой сети;

- простота конструкции и надежность в эксплуатации;
- малые габариты и вес;
- разрушение ограничителя происходит без взрывного эффекта;
- отсутствие разрушительных эффектов на окружающую среду.

Правильный выбор типа ограничителя для каждого конкретного случая применения имеет решающее значение в обеспечении эффективной защиты электрооборудования от перенапряжений при оптимальном использовании характеристик ограничителя. Основными целями выбора являются:

- гарантированное обеспечение координационного интервала запаса для изоляции защищаемых объектов;
- обеспечение надежной и безопасной эксплуатации ограничителей в электроэнергетической сети потребителя.

ОПН/TEL – это новое поколение ограничителей перенапряжений предприятия «Таврида Электрик», которые полностью соответствуют требованиям стандартов качества МЭК, ГОСТ и ISO 9000 (рисунок 2).

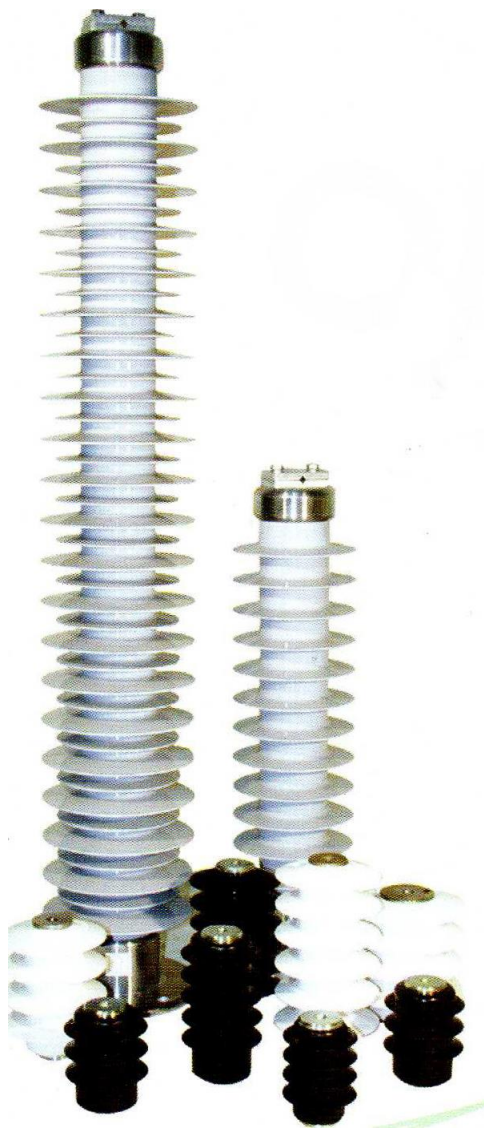


Рис. 2. ОПН/TEL

Разработка основывалась на длительных исследованиях в области защиты от перенапряжений и опыте эксплуатации ОПН в отечественной и зарубежной практике.

Ограничители серии ОПН/TEL представляют собой разрядники без искровых промежутков, в которых активная часть состоит из металлооксидных нелинейных варисторов, изготавливаемых по керамической технологии из окиси цинка с малыми добавками окислов других металлов.

Высоконелинейная вольтамперная характеристика варисторов позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений.

При изготовлении ограничителей перенапряжений используются нелинейные металлооксидные варисторы с нестареющими характеристиками лучших мировых производителей. Электрические параметры каждого варистора хранятся в компьютерной электронной базе данных для автоматического комплектования колонок варисторов на заданные параметры ограничителя.

УДК 321.316

Диагностика состояния изоляции

Дробыш А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент КРАСЬКО А.С.

Длительная и надежная работа электротехнических устройств и оборудования предусматривает соблюдение нормальных условий и режимов работы, а также квалифицированного ухода. Однако и при нормальных условиях эксплуатации в результате воздействия высокого напряжения, механических и тепловых нагрузок, окружающей среды, внутренних химических реакций качество изоляции постепенно снижается. В изоляции возникают места с пониженными электрическими характеристиками – дефекты.

Дефекты в изоляции можно разделить на две группы: сосредоточенные (местные) и распределенные.

– Сосредоточенные дефекты охватывают незначительную долю изоляции – это трещины, местное увлажнение, загрязнение, местное обугливание, ветвистые проводящие каналы (дендриты) в твердой изоляции, пузырьки и полости в маслопитанной изоляции.

– Распределенные дефекты охватывают значительный объем изоляции (5% и более); общее увлажнение, загрязнение изоляции посторонними примесями, деструкция изоляции с элементами химического перерождения и выделением продуктов распада

Таким образом, основной задачей эксплуатационного профилактического контроля и диагностики изоляции является определение состояния и обнаружение скрыто развивающихся дефектов, которые могут привести, в конечном итоге, к аварийному отключению.

По степени воздействия на изоляцию различают контрольные испытания двух видов:

- неразрушающие испытания
- и контроль при интенсивных воздействиях или разрушающие испытания.

Основными методами неразрушающего контроля являются:

1. Контроль по электрическим характеристикам изоляции – сопротивлению, емкости, тангенсу угла диэлектрических потерь, соотношениям и функциональным зависимостям основных электрических параметров, характеристикам ЧР.

2. Контроль по физико-химическим показателям анализа масла в силовых трансформаторах и других маслонаполненных аппаратах.

3. По количеству и составу примесных компонентов, выделяющихся при разложении изоляции: газы (CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , CO_2 , CO и др.), характерные соединения (фурфурол, твердые частицы).

4. Акустические методы; методы контроля электромагнитных излучений (с помощью пеленгаторов, локаторов, дефектоскопов).

5. Температурный контроль (с помощью термодатчиков, тепловизоров).

6. Распределение напряжения по элементам изоляции.

Разрушающие испытания

Испытания изоляции по отношению к номинальному напряжению проводятся, как правило, перед включением исправного по всем показателям неразрушающего контроля оборудования в нормальную эксплуатацию, т. е. является гарантирующими по отношению к возможным перенапряжениям.

Хроматографический анализ газов (ХАГ)

Газовая хроматография – основа оперативной диагностики маслonaполненного оборудования.

Для анализа газов, растворенных в изоляционном масле, предполагается, как правило, выполнение двух основных процедур:

- извлечение газов
- собственно хроматографический анализ выделенных газов.

Отбор пробы масла осуществляется тремя способами:

- в шприцы
- в металлические или стеклянные баллончики (пипетки)
- или в бутылки.

Для всех пробоотборных емкостей устанавливается ограничение:

- потери водорода за неделю не должны превышать 2,5 %.

Извлечение растворенных газов из пробы масла осуществляется двумя способами:

- с помощью вакуума;
- путем десорбционной экстракции.

Вакуумный метод

Вакуумный метод предусматривает использование сложной аппаратуры с большим объемом ртути. Взвешенный объем масла вводится в отвакуумированную колбу с магнитной мешалкой. Выделившиеся газы с помощью ртутного затвора собирают в мерной бюретке.

Метод десорбционной экстракции

Второй метод, метод десорбционной экстракции, предполагает прямое извлечение газов потоком газа-носителя из небольшого объема масла (от 0.25 до 5 мл) за счет барботажа.

Хроматографический анализ

Анализ газов выполняется в газо-адсорбционном варианте хроматографии. Метод должен определять 9 легких газов: *водород, кислород, азот, метан, этан, этилен, ацетилен*. Окись и двуокись углерода.

Количественный анализ

Расчет хроматограмм выполняется на основании калибровки хроматографа по искусственным растворам газов в масле. Результаты выражают в микролитрах газа при 20 °С и 760 мм рт.ст. (1013,2 гПа) в литре масла при 20 °С.

Приготовление растворов для калибровки

Стандарт Международной Электротехнической Комиссии описывает два метода приготовления газовых смесей в масле для калибровки аналитического хроматографа

Метрологические требования

Требования к чувствительности метода определены для приемочных заводских испытаний оборудования и для оборудования в эксплуатации:

Газы	Приемо-сдаточные испытания		Оборудование в эксплуатации	
	Минимально определяемая концентрация			
	мкл/л	мкмоль/л	мкл/л	мкмоль/л
Водород	2	0,1	5	0,2
Углеводороды	0,1	0,004	1	0,042
Оксид углерода	5,0	0,2	25	1,0
Двуокись углерода	10	0,4	25	1,0
Атмосферные газы	50	2,1	50	2,1

Литература

1. Степанчук К.Ф. Контроль и диагностика изоляции машин и аппаратов. Учебно-методическое пособие. – Минск: БГПА, 1995. – с.

УДК 621.396

Электромагнитная совместимость

Велитченко П.Г.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

Под электромагнитной совместимостью любого электрического устройства подразумевается его способность нормально функционировать совместно с другими электротехническими системами, например с установками высокого напряжения в условиях возможного влияния случайных электромагнитных помех, не создавая при этом недопустимых помех другими средствами.

Уровень совместимости – установленное значение помехи, при которой с наибольшей вероятностью гарантируется нормальное взаимодействие всех элементов системы. Он служит, с одной стороны, в качестве основы при формулировке требований по помехоустойчивости и, с другой стороны, исходным пунктом для установления допустимого уровня излучения помех, вводимых в эксплуатацию устройств. Установление уровня совместимости осуществляется в соответствии с существующим или ожидаемым видом и значением помех и с возможным изменением электромагнитной обстановки объектом на стадии его проектирования с учётом технико-экономических аспектов.

Помехоустойчивость – свойство чувствительного элемента нормально работать при воздействии помехи. Количественно помехоустойчивость рассматриваемого объекта задаётся в виде допустимого воздействия в форме амплитуды импульса напряжения, напряжённости поля, граничной энергии и т. д. Если при воздействии, превышающем предел помехоустойчивости, не происходит разрушение объекта, то наблюдается обратимое нарушение функционирования. После исчезновения помехи рассматриваемое устройство может работать нормально, ему не требуется ремонт или замена деталей или группы элементов.

Электромагнитная совместимость изделия наиболее эффективно достигается с учетом эксплуатационных и экономических условий путем планомерной и непрерывной работы на стадии проектирования системы.

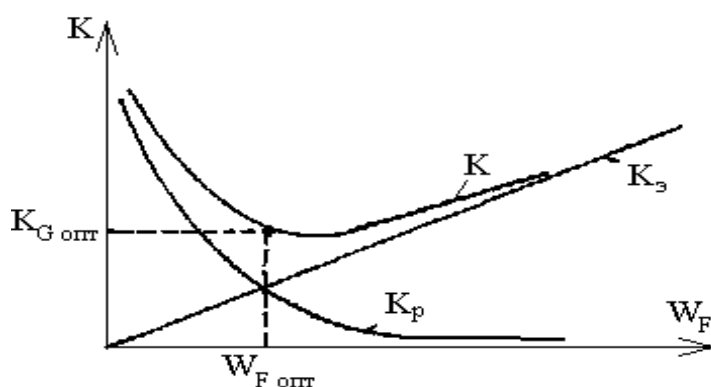


Рис. 1. Зависимость эксплуатационных $K_э$ и капитальных затрат $K_р$, связанных с ЭМС

На рисунке по оси абсцисс отложена W_F – вероятность нарушения функционирования системы вследствие недостаточной электромагнитной совместимости.

Однако практически трудно определить зависимость $K_3(W_F)$ и $K_P(W_F)$. Практически затраты, обусловленные обеспечением электромагнитной совместимости, составляют от 2 до 10 % стоимости разработки, и эти цифры могут быть приняты в качестве первого приближения оптимальной стоимости затрат.

Характерными источниками электромагнитных воздействий на электрических станциях и подстанциях являются:

- переходные процессы в цепях высокого напряжения при коммутациях силовыми выключателями и разъединителями;
- переходные процессы в цепях высокого напряжения при коротких замыканиях, срабатывание разрядников или ограничителей перенапряжений;
- электромагнитные поля промышленной частоты, создаваемые силовым оборудованием станций и подстанций;
- переходные процессы в заземляющих устройствах подстанций, обусловленные токами КЗ промышленной частоты и токами молний;
- переходные процессы при коммутациях в индуктивных цепях низкого напряжения;
- переходные процессы в цепях различных классов напряжения при ударах молний непосредственно в объект или вблизи него;
- разряды статического электричества.

По сведениям метеорологов ежесекундно на Земле происходит приблизительно 100 разрядов молний. В Европе в среднем число грозовых дней в году составляет от 15 до 35, а число ударов молний, приходящихся на 1 км² площади, за такой же период – от 1 до 5.

Энергия канала разряда, составляющая примерно 10^5 Дж/м, оказывает акустическое, термическое, световое и электромагнитное воздействие на окружающую среду.

Несмотря на то что прямой ущерб от молний снижается, косвенный ущерб от воздействия молний на электронные средства в индустрии и сфере обслуживания резко возрастает.

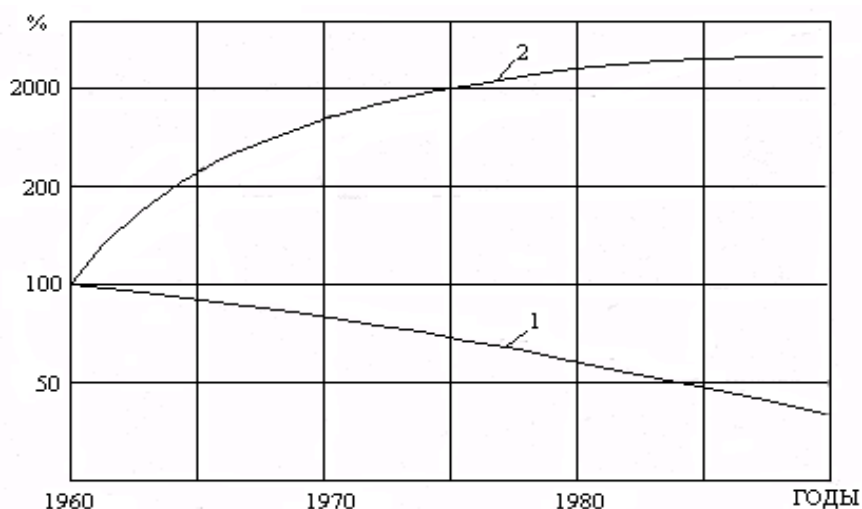


Рис. 2. Ущерб, вызванный разрядами молний: 1 – прямой; 2 – косвенный

С точки зрения электромагнитной совместимости, интерес представляет то обстоятельство, что при ударе молнии в заземляющее устройство его потенциал относительно электрически удаленных точек земли может повыситься до миллиона вольт, и в контурах, образованных сигнальными кабелями и проводами, линиями

электропередач, могут в зависимости от размеров контуров и расстояний до места удара молнии, индуцироваться напряжения от нескольких десятков вольт до сотен киловольт. При достижении подстанции перенапряжения ограничиваются либо электрической прочностью изоляции, либо установленными разрядниками.

Таблица 1. Значения напряжений, возникающих за счет трения на различных телах

Причины возникновения	Напряжение, В
Человек, идущий по полу линолеума	200–9000
Извлечение микросхемы из пластикового пакета	до 20000
Извлечение микросхемы из пенопластовой тары	до 11000
Человек, идущий по нейлоновому ковру	10000–5000
Человек, работающий за верстаком	100–3000

Основными методами предотвращения вредного воздействия электростатических разрядов являются предотвращение и ограничение накопления зарядов, отвод или нейтрализация паразитных зарядов, сведение к минимуму полевых и разрядных эффектов.

Аварийные режимы работы оборудования на электростанциях и подстанциях оказывают существенное влияние на электромагнитную обстановку. Анализ повреждений и неправильной работы устройств РЗА, входящих в состав электротехнических объектов, показал что, 10–15 % из них обусловлены неблагоприятной электромагнитной обстановкой на энергообъектах

УДК 621.384

Инфракрасная диагностика оборудования

Моргунов А.Ю.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

Тепловизионная диагностика выявляет дефекты на самой ранней стадии их развития, что позволяет планировать объемы и сроки ремонта оборудования по его фактическому состоянию. Плановый вывод из эксплуатации дефектного оборудования (на основе современных средств диагностики) значительно повышает надежность и безопасность эксплуатации инженерных коммуникаций, существенно сокращает потери энергоресурсов. Особая ценность тепловидения в том, что диагностика осуществляется без вывода оборудования из работы.

Инфракрасная диагностика – это наиболее перспективное и эффективное направление развития в диагностике электрооборудования, которое обладает рядом достоинств и преимуществ по сравнению с традиционными методами испытаний, а именно:

- достоверность, объективность и точность получаемых сведений;
- безопасность персонала при проведении обследования оборудования;
- не требуется отключение оборудования;
- не требуется подготовки рабочего места;
- большой объем выполняемых работ за единицу времени;
- возможность определения дефектов на ранней стадии развития;
- малые трудозатраты на производство измерений.

Возможные решения по результатам обследования:

- заменить оборудование, его часть или элемент;
- выполнить ремонт оборудования или его элемента (после этого необходимо провести дополнительное тепловизионное обследование для оценки качества выполненного ремонта);
- оставить в эксплуатации, но уменьшить время между периодическими обследованиями (учащенный контроль);
- провести другие дополнительные испытания.

Применение приборов ИК-диагностики – тепловизоров, позволяет дистанционно, безопасно для персонала определять состояние маслonaполненного оборудования, контактов и контактных соединений, а также кабельных воронок и разделок всех фирм изготовителей, которые составляют наибольшую часть выявляемых дефектов при тепловизионном обследовании подстанций 0,4–110 кВ.

К настоящему времени накоплен значительный опыт. Это положило начало массовому применению метода во всех энергосистемах. А опыт применения тепловидения показал его значительную эффективность, особенно при контроле контактных соединений, применения инфракрасной техники на предприятиях электроэнергетики. К примеру, в РАО «ЕЭС России» разработаны методики тепловизионной диагностики практически для всех видов электрооборудования. Метод стал нормативным и включен в шестое издание сборника «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

Так, например, при первом обследовании до 5–7 % всех контактных соединений, что реально позволяет предотвратить аварийную ситуацию на оборудовании распределительного устройства отбраковывается.

Экономический результат упреждающих мероприятий даже трудно оценить, поскольку необходимо учитывать не только прямые затраты на ликвидацию

последствий возможной аварии, но и ущерб от возможного развития нештатной лавинообразной ситуации в электросети (пример ПС «Чагино» г. Москва, 2005 г.).

Литература

1. Инфракрасная термография в диагностике высоковольтного электрооборудования // Энергетик. – 2003. – № 10. – 50 с.
2. Опыт применения тепловизионной техники для контроля электроэнергетического оборудования // Энергетик. – 2002. – № 1. – 54 с.
3. Бажанов С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств. – 1997. – 164 с.

УДК 621.313.8

Автоматы гашения магнитного поля современных синхронных генераторов и компенсаторов

Лойко К.Г., Куницкий И.О.

Научный руководитель – к.т.н., доцент БУЛАТ В.А.

Гашение магнитного поля является единственным способом, позволяющим ограничить размеры повреждений электрических машин при внутренних коротких замыканиях. Проблема наиболее быстрого гашения поля получила оптимальное и принципиально новое решение, которое было основано на свойствах катода короткой электрической дуги, в 50-е гг. прошлого столетия так как именно тогда вопрос о наиболее быстром гашении поля стал особенно острым в связи с ростом мощности синхронных машин и применением форсированного возбуждения. Оказалось, что по скорости гашения поля новый способ превосходил все известные способы, позволяя просто и надежно гасить поле электрических машин – от сравнительно небольших до самых крупных, выпускаемых или проектируемых в настоящее время. Поэтому было принято решение разработать основанную на новом принципе серию автоматов гашения поля для всех турбо- и гидрогенераторов, а также для крупных синхронных машин и машин постоянного тока. Гашением поля называют процесс, заключающийся в быстром сведении магнитного потока возбуждения электрических машин к величине, близкой к нулю. Простейшим способом гашения поля является отключение обмотки возбуждения. Однако при этом, вследствие большой индуктивности цепи, на зажимах обмотки возбуждения возникают значительные перенапряжения, способные вызвать пробой изоляции. Поэтому при гашении поля прибегают к замыканию обмотки возбуждения на разрядное сопротивление или на встречно-действующую электродвижущую силу. Аппараты выполняющие эту операцию, называются автоматами гашения поля.

Существует множество способов гашения поля:

- разряд обмотки возбуждения на постоянное активное сопротивление;
- противовключение возбудителя;
- разряд обмотки возбуждения на электрическую емкость;
- разряд обмотки возбуждения на динамическую емкость;
- разряд обмотки возбуждения на карборундовое сопротивление;
- разряд обмотки возбуждения на полупроводниковый выпрямитель;
- разряд обмотки возбуждения на дугогасительную решетку;
- гашение поля при ионном возбуждении.

Последние два способа, приведенные выше, являются наиболее распространенными. Они обеспечивают условия гашения поля близкие к оптимальным. Оптимальными являются такие условия гашения поля, при которых продолжительность процесса имеет наименьшую возможную величину. При этом напряжение на обмотке возбуждения не должно превосходить величины U_m , предельно допустимой по условиям электрической прочности изоляции.

Для наиболее быстрого гашения поля необходимо, чтобы падение напряжения на разрядном сопротивлении сохранило постоянное значение при изменяющемся по величине токе. Значит, сопротивление разрядной цепи должно изменяться обратно пропорционально току. При оптимальных условиях продолжительность процесса гашения поля в 4,6 раза меньше, чем при постоянном разрядном сопротивлении.

Автомат гашения поля АГП-1 явился первым промышленным образцом аппаратов гашения поля, принцип работы которых основан на свойствах катода

короткой электрической дуги. Результаты его эксплуатации подтвердили правильность основных идей гашения поля, которые были заложены в его конструкцию. При разработке новой серии автоматов конструкция была упрощена, их габариты сильно уменьшены, эксплуатационные характеристики улучшены, но принципиальная схема автоматов осталась в своей сущности той же.

Если автоматы АГП-1 являются поляризованными, то автоматы новой серии, начиная с АГП-12, не поляризованы. Это повышает надежность защиты турбо- и гидрогенераторов.

Автоматы АГП-1 требовали так называемой «формовки» на местах установки. «Формовка» заключается в том, что перед вводом в эксплуатацию требуется произвести автоматом несколько процессов гашения поля защищаемой машины при всевозрастающих по величине токах. В аппаратах новой серии, начиная с АГП-12, это неудобство было устранено, и их можно вводить в эксплуатацию без предварительной «формовки». Автоматы новой серии для крупных машин, в отличие от первых образцов, включаются в оба полюса цепи возбуждения. Это повышает надежность защиты и в некоторых случаях позволяет отказаться от гашения поля в цепи возбуждения возбудителя. Однако это не исключает возможности и однополюсного включения автоматов.

Автомат АГП-1 имели одну катушку расцепителя. При разработке автоматов новой серии была предусмотрена возможность иметь три независимых системы расцепителя, впервые такая система была применена на автомате АГП-12. Это позволяет осуществить независимую работу нескольких систем защиты, воздействующих на автоматы гашения поля.

При гашении поля турбогенераторов продолжительность процесса в основном определяется временем затухания вихревых токов, возбуждаемых в теле ротора. Ускорить затухание вихревых токов можно реверсированием на короткий промежуток времени тока в обмотке возбуждения. Это ускоряет процесс гашения поля в 8–10 раз. Автоматы новой серии, начиная с АГП-12, позволяют осуществить такой процесс.

В настоящее время широко используются автоматы гашения поля ЛПО «Электросила». При использовании этих автоматов гашение поля протекает в 4–6 раз быстрее, чем с помощью разрядного резистора. В системах возбуждения с тиристорами возможно гашение поля путем перевода их в инверторный режим, при котором энергия, накопленная в обмотке возбуждения, отдается возбудителю или выпрямительному трансформатору. При этом процесс гашения поля оказывается аналогичным процессу гашения с помощью дугогасительной решетки. Разница состоит лишь в том, что перевод тиристоров в инверторный режим происходит почти мгновенно, без разрыва цепи возбуждения. При наличии двух групп тиристоров в инверторный режим переводится форсировочная группа тиристоров (а рабочая отключается), так как более высокое напряжение тиристоров форсировочной группы позволяет быстрее погасить магнитное поле. Поскольку напряжение форсировочной группы выбирают равным предельному напряжению возбуждения, которое составляет не более $(2-4) U_{\text{ном}}$, что меньше наибольшего допустимого напряжения, то время гашения магнитного поля в этом случае несколько больше, чем при использовании дугогасительной решетки.

Литература

1. Брон О.Б. Автоматы гашения магнитного поля. – М.: Госэнергоиздат, 1961. – 138 с.
2. Шенфер К.И. О методах гашения магнитного поля больших синхронных машин // сб. Электричество. – 1931. – № 20. – 69 с.

3. Брон О.Б., Образцов В.А. Гашение поля синхронных машин // сб. Электричество. – 1957. – № 7. – 118 с.
4. Брон О.Б., Образцов В.А., Брон Е.М. Серия автоматов гашения поля // сб. Электросила. – 1959. – № 18. – 89 с.
5. Брон О.Б., Образцов В.А., Брон Е.М. Серия автоматов гашения поля // сб. Ленинградская промышленность. – 1958. – № 4. – 78 с.

УДК 621.313.8

Разработка алгоритма и программы выбора токоограничивающих реакторов ТЭЦ

Рачковский Ю.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент БУЛАТ В.А.

Широкое распространение вычислительных машин, резко возросшая скорость операций, увеличение объёма памяти сделали актуальной проблему автоматизации проектирования электроэнергетических объектов. На базе разработки локальных программ появляется перспектива создания комплексной программы, включающей ряд взаимно связанных электрических расчётов и в частности разработка САПР электрической части электрических станций и подстанций.

Разработанная программа позволяет производить выбор токоограничивающих реакторов(линейных и секционных) ТЭС. Программа может быть использована в учебном процессе при проектировании электрической части теплоэлектроцентралей.

Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, что позволяет применять более легкие и дешёвые выключатели и уменьшать площадь сечений кабелей, а следовательно, удешевлять РУ и распределительные сети.

Для ограничения тока КЗ в РУ 6–10 кВ ТЭЦ применяют секционные и линейные реакторы. В нормальном режиме работы станции через секционные реакторы проходят небольшие токи и потери напряжения в них малы. При нарушении нормального режима, например при отключении генератора и трансформатора, через реакторы проходят значительные токи и потери напряжения достигают в них (4–6) % от $U_{ном}$. Секционные реакторы ограничивают ток КЗ в зоне сборных шин, присоединений генераторов, трансформаторов, и сопротивление реакторов должно быть достаточным для того, чтобы ограничивать ток КЗ до значений, соответствующих параметрам намечаемых к установке выключателей. Номинальный ток секционного реактора должен соответствовать мощности, передаваемой от секции к секции при нарушении нормального режима.

Обычно принимают $I_{р.ном} \geq 0,6 \cdot I_{ген.ном}$; $X_p \approx 0,35 \text{ Ом}$.

Линейные реакторы включаются последовательно в цепь отходящей линии, они ограничивают ток КЗ в распределительной сети и поддерживают остаточное напряжение $U_{ост}$ на шинах установки при КЗ на одной из линий.

Для ограничения тока КЗ целесообразно иметь возможно большее индуктивное сопротивление реактора. Однако значение X_p должно быть ограничено допустимым значением потери напряжения в реакторе при нормальном режиме работы установки (1,5–2 % от номинального).

Основные параметры реакторов следующие: номинальное напряжение, номинальный ток, индуктивное сопротивление, а также ток динамической стойкости $I_{мдин}$ (амплитудное значение), ток термической стойкости I_t и допустимое время действия тока термической стойкости t_t .

При большом числе линий применяют групповые реакторы, т. е. один реактор на несколько линий. Затраты, связанные с установкой реактора, в этом случае уменьшаются, однако уменьшается и токоограничивающее действие реактора с большим номинальным током при заданном значении потери напряжения.

Сдвоенные реакторы лишены недостатков групповых реакторов. К среднему выводу подсоединены источники питания, а потребители подключаются к крайним выводам. Сдвоенные реакторы характеризуются номинальным напряжением,

номинальным током ветви и сопротивлением одной ветви $X_p = X_v = \omega L$ при отсутствии тока в другой.

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению.

Номинальное напряжение выбирают в соответствии с номинальным напряжением установки. При этом предполагается, что реакторы должны длительно выдерживать максимальные рабочие напряжения, которые могут иметь место в процессе эксплуатации. Допускается использование реакторов в электроустановках с номинальным напряжением, меньшим номинального напряжения реакторов.

Номинальный ток реактора(ветви сдвоенного реактора) не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен: $I_{ном} \geq I_{max}$.

Индуктивное сопротивление реактора определяют, исходя из условий ограничения тока КЗ до заданного уровня. В большинстве случаев уровень ограничения тока КЗ определяется по коммутационной способности выключателей, намечаемых к установке в данной точке сети.

Как правило, первоначально известно начальное значение периодического тока КЗ $I_{п,0}$, которое с помощью реактора необходимо уменьшить до требуемого уровня.

Порядок определения сопротивления индивидуального реактора: требуется ограничить ток КЗ I_{max} , чтобы можно было в данной цепи установить выключатель с номинальным током отключения $I_{ном.отк}$ (действующее значение периодической составляющей тока отключения).

По значению $I_{ном.отк}$ определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ, при котором обеспечивается коммутационная способность выключателя. Для упрощения обычно принимают:

$$I_{п,0,тр\acute{e}б} = I_{ном.отк}$$

Результирующее сопротивление, Ом, цепи КЗ до установки реактора:

$$X_{рез} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п,0}}$$

Требуемое сопротивление цепи КЗ для обеспечения $I_{п,0,тр\acute{e}б}$:

$$X_{рез}^{тр\acute{e}б} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п,0,тр\acute{e}б}}$$

Разность полученных значений сопротивлений даст требуемое сопротивление реактора:

$$X_p^{тр\acute{e}б} = X_{рез}^{тр\acute{e}б} - X_{рез}$$

Далее по каталожным и справочным материалам выбирают тип реактора с ближайшим большим индуктивным сопротивлением.

Выбранный реактор следует проверить на электродинамическую и термическую стойкость при протекании через него тока КЗ.

Электродинамическая стойкость реактора гарантируется при соблюдении следующего условия:

$$i_{дин} \geq i_y^{(3)};$$

где $i_y^{(3)}$ - ударный ток при трёхфазном КЗ за реактором;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости реактора, т. е. максимальный ток(амплитудное значение), при котором не наблюдается остаточной деформации обмоток(в каталогах - i_{max}).

Термическая стойкость реактора характеризуется заводом-изготовителем величиной $t_{тер}$ - временем термической стойкости и среднеквадратичным током термической стойкости.

$$I_{тер} = i_{дин} / 2.54;$$

Поэтому условие термической стойкости реактора имеет вид:

$$B_k^p = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k;$$

где B_k – расчетный импульс квадратичного тока при КЗ за реактором.

$$B_k = I_{n.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a);$$

При соблюдении указанного условия нагрев обмотки реактора при КЗ не будет превышать значения.

Далее необходимо определить потерю напряжения в реакторе и уровень остаточного напряжения на шинах при КЗ непосредственно за реактором. Для этой цели пользуются выражениями

$$U_{ост\%} = X_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{n.0}}{U_{ном}} \cdot 100\%;$$

В соответствии с существующей методикой выбора токоограничивающих реакторов разработан алгоритм и программа на языке ФОРТРАН.

Исходной информацией для выбора токоограничивающих реакторов является напряжение установки, максимальный ток утяжелённого режима, начальное значение периодической составляющей тока КЗ. Требуется также задать род установки реактора (внутренний, внешний) и тип реактора (одинарный, сдвоенный). Кроме этого имеется банк каталожных данных токоограничивающих реакторов помещённый в отдельный файл.

При работе программы выбора определяется блок параметров реакторов в банке данных, затем производится его выбор. После выбора реактора выводятся на печать его тип и соответствующие ему параметры.

Литература

1. Гук Ю.Б. и др. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб пособие для вузов / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрович – Л.: Энергоатомиздат. ЛО, 1985. – 312 с.
2. Крючков И.П., Кувшанский Н.Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие. – 3-е издание. – М.: Энергия, 1978. – 456 с.
3. Пикон Браво Паулино Хавьер. Автоматизация проектирования электрической части станций. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. – Л, 1988. – 206 с.

УДК 321.316

Анализ параметров электродинамической стойкости пролетов типового ОРУ 110 кВ

Малявко А.Н., Мостыко Р.В.

Научный руководитель – ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

В настоящей работе рассмотрены 2 типовых конструкции: пролет ячейки типового ОРУ 110 кВ длиной 27,5 м и шинный пролет типового ОРУ 110 кВ длиной 27 м. Задачей исследования является определение наиболее опасного вида короткого замыкания, и его характеристик, и влияние климатических условий. В работе определяются условия, при которых вероятно нарушение электродинамической стойкости пролетов с гибкими шинами.

Короткое замыкание характеризуется величиной тока КЗ I_k , его продолжительностью t_k , фазой включения ψ и постоянной затухания апериодической составляющей T_a . Система с гибкими проводниками, подверженная действию токов КЗ, характеризуется длиной взаимодействующих проводников L и расстоянием между ними a . Все эти параметры заложены в интегральном критерии электродинамической стойкости – импульсе электродинамических усилий S . Поэтому, можно предположить, что расчетные условия короткого замыкания будут соответствовать условиям, при которых импульс короткого замыкания в данной системе с гибкими проводниками имеет максимальное значение. Величина импульса в свою очередь зависит от вида КЗ.

Таким образом, выбор расчетного вида короткого замыкания при оценке электродинамического взаимодействия проводников является сложной задачей и требует особого рассмотрения. К такому же заключению приводят рекомендации ГОСТ по расчету электродинамического действия токов короткого замыкания [1], где указано, что при проверке гибких проводников по условию их допустимого сближения во время короткого замыкания расчетным видом короткого замыкания следует принимать трех- или двухфазное короткое замыкание, в зависимости от того, какое из них приводит к наибольшему сближению проводников.

Результаты расчета для пролета ячейки показывают, что максимальное сближение проводов происходит при двухфазном коротком замыкании между фазами A и B (рисунок 1) или B и C . Из рисунка 1 видно, что недопустимое сближение фаз A и B при двухфазном коротком замыкании может произойти уже при токе $I_k^{(2)} = 22$ кА.

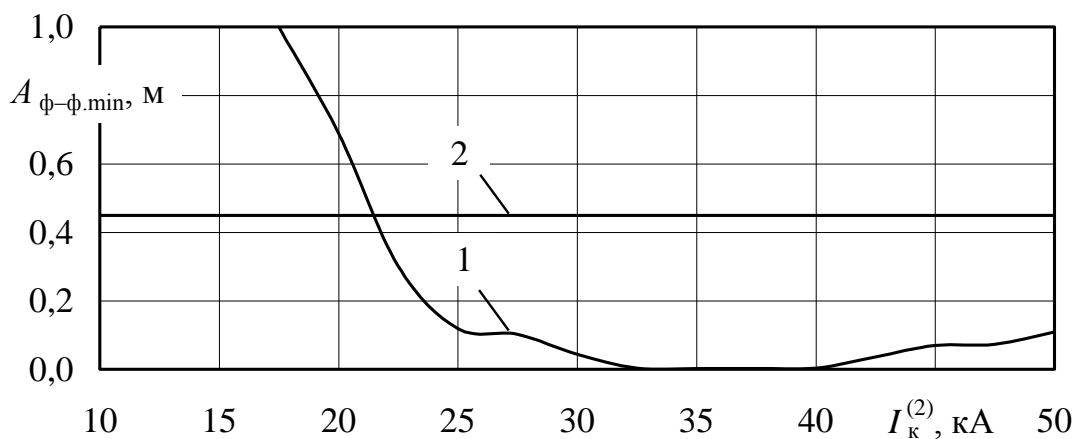


Рис. 1. Сближение шин при двухфазном КЗ в пролете ячейки 27,5 м типового ОРУ 110 кВ в зависимости от тока КЗ. 1 – $A_{\text{ф-ф.min}}$ между фазами А и В; 2 – $A_{\text{ф-ф.min доп}} = 0,45 \text{ м}$

При определении максимальных отклонений сборных шин расчетным видом КЗ может быть как двух- так и трехфазное КЗ. Наибольшие отклонения шин достигаются при трехфазном КЗ при фазах включения ψ равных 75° и 255° для фазы А и 165° и 345° для фазы С;

При определении максимальных сближений проводников расчетным видом КЗ будет двухфазное с фазами включения ψ равными 0° и 180° ;

При определении максимальных сближений проводников соседних фаз следует учитывать, что для пролетов с аппаратами, расположенными вдоль пролета, возможно сближение провода спуска с проводом соседней фазы, а в пролетах с аппаратами, расположенными под сборными шинами, возможно сближение соседних спусков между собой.

В процессе эксплуатации ОРУ на гибкую ошиновку также оказывают воздействие климатические условия. Под действием температуры, ветра и гололеда начальное положение проводов и тяжения в пролете могут существенно изменяться. Задачей данного раздела является выявление таких климатических режимов, при которых в пролете будут наблюдаться максимальные отклонения, сближения и тяжения гибких шин.

Для определения расчетных климатических режимов был проведен вычислительный эксперимент с помощью компьютерной программы FLEBUS [2]. Расчеты производились для шинного пролета ОРУ 110 кВ Витебской ТЭЦ. Для расчета были выбраны пять режимов (таблица 1), один из которых являлся исходным. Начальное положение гибких шин определяется с помощью программы механического расчета MR21, разработанной на кафедре «Электрические станции». Блок расчета климатических нагрузок заложен в компьютерных программах, и пользователю требуется лишь ввести параметры режима: температуру, скорость ветра и толщину гололедных отложений. Проанализировав исходные данные, программа автоматически рассчитывает поправочные коэффициенты в соответствии с геометрическими размерами пролета.

Таблица 1 – Расчетные климатические режимы для ОРУ 110 кВ Витебской ТЭЦ

№ режима	Параметры режима
1 (исходный)	+15°C, без гололеда, без ветра
2	+40°C, без гололеда, без ветра
3	-5°C, толщина гололеда 15 мм, без ветра
4	-5°C, без гололеда, скорость ветра 25 м/с
5	-5°C, толщина гололеда 15 мм, скорость ветра 15 м/с

Нарушение электродинамической стойкости наблюдалось при сближении спуска с шиной соседней фазы практически во всех случаях. Наибольшее сближение наблюдалось в режимах № 2 и 4 (рисунки 2 и 3). Причем в последнем случае ток электродинамической стойкости составил даже меньше 20 кА, определенных ПУЭ [3] как нижняя граница зоны опасных электродинамических взаимодействий.

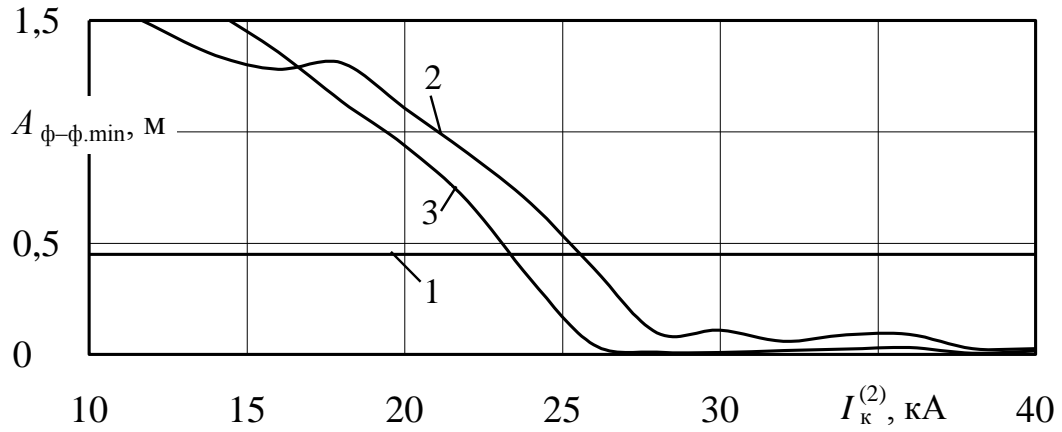


Рис. 2. Сближение шин и спусков при двухфазном КЗ в шинном пролете ОРУ 110 кВ Витебской ТЭЦ в режиме № 2

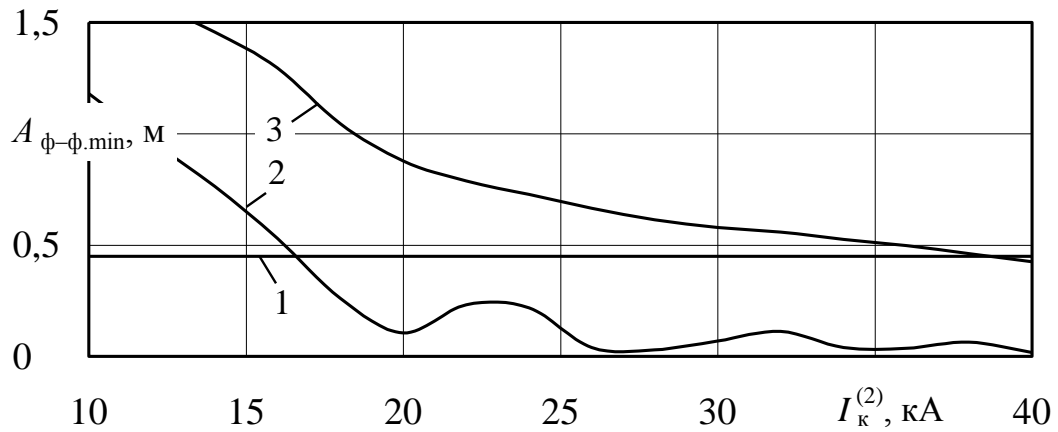


Рис. 3. Сближение шин и спусков при двухфазном КЗ в шинном пролете ОРУ 110 кВ Витебской ТЭЦ в режиме № 4: 1 – $A_{\phi-\phi.min доп} = 0,45 м$; 2 – $A_{\phi-\phi.min}$ между шинами А и В; 3 – В и С

Ни в одном из климатических режимов в диапазоне токов КЗ от 10 до 40 кА не произошло недопустимого сближения сборных шин. Наибольшее сближение имело место в режиме № 2 (рисунок 4).

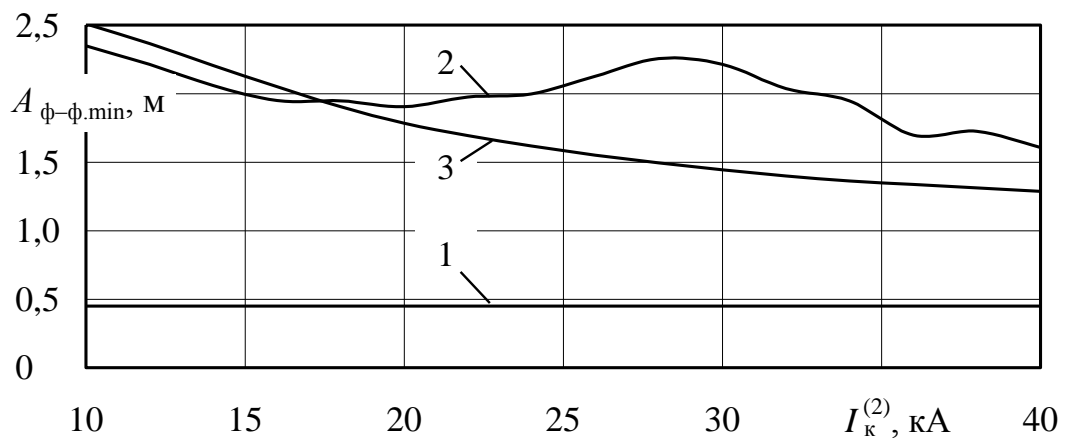


Рис. 4. Сближение шин при двухфазном КЗ в шинном пролете ОРУ 110 кВ Витебской ТЭЦ: 1 – $A_{\text{ф-ф.min доп}} = 0,45 \text{ м}$; 2 – $A_{\text{ф-ф.min}}$ между шинами А и В; 3 – В и С

Литература

1. ГОСТ 30323-95. Короткие замыкания в электроустановках: Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания. – Введ. 01.03.1999. – Минск: 1999. – 57 с.
2. Пономаренко Е.Г. Расчет электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительных устройств с применением неявной схемы // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2008. – № 5. – С. 34–45.
3. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

УДК 621.311

Повышение надежности систем электроснабжения потребителей электроэнергии

Анцух А.М., Судникевич С.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент СИЛЮК С.М.

Защита сетей электроснабжения от перенапряжений

Общие положения

Нормативная база по системам защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений для сетей электроснабжения низкого напряжения до настоящего времени разработана недостаточно.

В ПУЭ (7-е изд., п. 7.1.22) содержится следующее требование:

«...При воздушном вводе должны устанавливаться ограничители импульсных перенапряжений».

Технический комитет Международной электротехнической комиссии – ТС 37 разработал стандарты по защите от волновых грозовых и коммутационных перенапряжений – МЭК 61647-1,2,3,4, МЭК 61643-1,2, МЭК 61644-1,2.

На основе стандарта МЭК 61643-1 (1998-02) «Устройства защиты от волн перенапряжения, для низковольтных систем распределения электроэнергии. Эксплуатационные требования и методы испытания» был разработан, в частности, немецкий стандарт VDE 0675 Ч. 6. «Разрядники и устройства защиты от перенапряжений для сетей переменного тока 100–1000 В».

Грозозащита является одним из разделов комплекса задач по обеспечению электромагнитной совместимости. В настоящее время общепринятой считается зонная концепция защиты от перенапряжений (МЭК 1024).

Существует различие между внешней и внутренней грозозащитой.

Внешняя грозозащита предназначена для защиты зданий и других объектов при прямых ударах молнии. Эта защита представляет собой один или несколько низкоомных и малоиндуктивных путей тока молнии на землю (молниеотвод, состоящий из токоприемника, токоотвода и заземлителя). Внешняя грозозащита является классической и выполняется в соответствии с действующими нормами.

Внутренняя грозозащита защищает электрические установки и электронные приборы внутри зданий от частичных токов молнии, от коммутационных, грозовых перенапряжений и повышения потенциала в системе заземления. Кроме того, внутренняя грозозащита обеспечивает защиту от воздействий, вызванных ударами молний, электромагнитных полей. Для внутренней грозозащиты основным условием является наличие эффективной системы заземления. Внутренняя грозозащита приобрела значение лишь в последние годы в связи с широким распространением микроэлектроники.

Границы эшелонированных защитных зон в здании образуются устройствами внешней грозозащиты, стенами зданий (металлическими фасадами, арматурой несущих стен и др.), внутренними экранированными помещениями, измерительными камерами, корпусами приборов и т. д.

На рисунке 1 представлена схема питания электроустановки со ступенчатой системой защиты от перенапряжений. На главном вводе после группы предохранителей между каждым фазным проводником и главной шиной заземления включены искровые разрядники. При импульсах перенапряжений, поступающих по проводам сети, или при повышениях потенциала точки А во время прямого удара молнии разрядники срабатывают и пропускают заряд на землю.

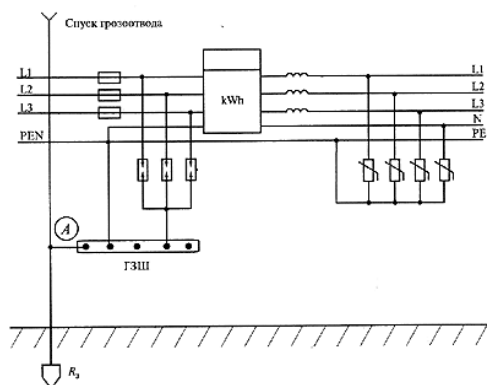


Рис. 1. Схема питания электроустановки со ступенчатой системой защиты от перенапряжений

При ударе молнии потенциал точки А относительно удаленного заземлителя, например, заземлителя трансформатора источника питания, может достигать миллиона вольт. Однако напряжение между фазами сети и главной заземляющей шины не превысит значение напряжения срабатывания искровых разрядников. Это означает, что вся внутренняя электропроводка испытывает одинаковое повышение потенциала.

Допустимо также предположить, что при соотношении сопротивлений заземлителя и проводов сети 1:10 лишь 10 % тока молнии поступает в распределительную сеть электроустановки.

Наряду с классическими разрядниками во внутренней грозозащите применяются специальные ограничители перенапряжений (ОПН), состоящие из параллельно соединенных искрового разрядника и варистора. Варистор ограничивает возникающие довольно часто перенапряжения, вызванные дальними ударами молний, искровой разрядник срабатывает при прямом ударе молнии, если из-за больших токов на варисторе остается достаточное высокое остающееся напряжение. При необходимости, в областях с высокой грозовой активностью, остающиеся перенапряжения на последующих зонах снижают дополнительно включенными варисторными или комбинированными ОПН с различными параметрами, устанавливаемыми на границах зон. При этом для развязки ступеней защиты применяют специальные, включаемые последовательно в линию индуктивности.

Благодаря рационально эшелонированной защите можно, как и в сетях высокого напряжения достичь требуемой координации изоляции.

В российских нормативных документах указания о применении ОПН содержатся во «Временных указаниях по применению УЗО в электроустановках зданий» (И.П. от 29.04.97 № 42-6/9-ЭТ). В разд. 6 «Указания по применению УЗО для объектов индивидуального строительства» в п. 6.3 указывается: «При выборе схемы электроснабжения, распределительных щитков и собственно типов УЗО следует обратить особое внимание на необходимость установки ограничителей перенапряжений (ОПН) (разрядников) при воздушном вводе». Там же показана схема электроснабжения коттеджа, где на главном вводе показано подключение ОПН с фазного и нулевого проводников на шину РЕ.

Технические параметры устройств защиты от перенапряжений

Для защиты от импульсных перенапряжений применяются вентильные разрядники, калиброванные искровые промежутки, различного вида нелинейные сопротивления, варисторы и их комбинации. Далее для простоты изложения как обобщающий будет использоваться термин «защитный элемент».

Защитные элементы согласно классификации МЭК по назначению и по параметрам разделяются на классы А, В, С и D.

Класс А. Предназначены для установки в распределительных воздушных сетях низкого напряжения.

Класс В. Предназначены для систем уравнивания грозовых перенапряжений и защиты от прямых ударов молнии.

Класс С. Предназначены для защиты от импульсных перенапряжений в стационарных электроустановках и устанавливаются во вводных распределительных щитах.

Класс D. Предназначены для защиты от импульсных перенапряжений в стационарных и передвижных электроустановках и устанавливаются в розеточных блоках или непосредственно у потребителя.

Известными европейскими производителями разрядников различных систем являются фирмы: DEHN, ABB, INDELEC, LEGRAND, ISKRA, CITEL, EFEN, OBO BETTERMANN и др.

На рисунке 2 приведена схема питания электроустановки с системой заземления TN-C-S и устройствами защиты от перенапряжений, рекомендуемая фирмой DEHN.

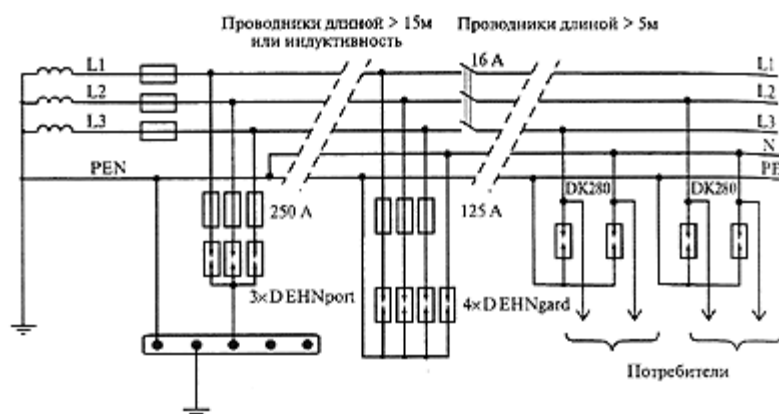


Рис. 2. Схема питания электроустановки с системой заземления TN-C-S и устройствами защиты от перенапряжений DEHN

Автоматизация распределительных сетей

Надёжность (как свойство технического объекта выполнять заданные функции в заданном объёме при определённых условиях) зависит от большого количества факторов случайного и неслучайного характера. Средства и методы изменения количественных характеристик этого свойства электрических сетей отличаются многообразием. На практике при эксплуатации электрических сетей как технических систем обычно ставится задача изменения показателей надёжности в сторону повышения её уровня.

Основной метод повышения надёжности электрических сетей – выявление наиболее ненадёжных («узких») частей системы передачи и распределения энергии и изменение уровня надёжности в результате введения различных форм избыточности:

- резервирования;
- совершенствования конструкций и материалов;
- техническое обслуживание;
- защиты и автоматизации;
- установка компенсирующих и регулирующих устройств, повышающих качество напряжения и т. п.

Повышение надёжности распределительных систем направлено на создание:

- рациональных схем электрических соединений (схем распреедустройств подстанций и станций);
- оптимальное насыщение сети автоматическими устройствами и устройствами АВР;
- насыщение сети неавтоматическими коммутационными аппаратами;
- установки регулирующих и компенсирующих реактивную мощность устройств у потребителей;
- оборудования подстанций устройствами телеизмерения и телемеханизации;
- автоматизации на базе ЛЭВМ оперативных переключений в сложных сетях;
- совершенствование релейной защиты и автоматики.

В воздушных и кабельных сетях повышают надёжность:

- введение устройств поиска повреждений;
- сокращение продолжительности аварийных ремонтов;
- обеспечением ремонтных баз запчастями электроустановок;
- оптимизаций профилактических ремонтов, осмотров, замен износившихся частей.

Эти мероприятия требуют значительных материальных затрат. Кроме этого, большое значение имеет совершенствование схем распределительных сетей и распределительных устройств подстанций.

УДК

Электродинамическая стойкость токоведущих конструкций с гибкими проводами

Тышко О.Н., Шибковский Д.А.

Научный руководитель – профессор, д.т.н. СЕРГЕЙ И.И.

В распределительных устройствах (РУ) высокого напряжения электростанций и подстанций в Республике Беларусь применяются преимущественно токоведущие конструкции с гибкими проводами, что позволяет им принимать форму, обусловленную внешними нагрузками. При протекании по ним токов короткого замыкания (КЗ) проводники соседних фаз начинают взаимодействовать: при двухфазном КЗ они вначале отталкиваются (рисунок 1), затем сближаются; при трехфазном два провода движутся согласно, однако, в итоге, также происходит расхождение, а затем – сближение проводников. В результате они могут сблизиться на недопустимое по условию электрической прочности изоляционного промежутка расстояние.

Выделяются две стадии движения проводов: вынужденное – под воздействием электродинамических усилий (ЭДУ) и свободное – после отключения КЗ.

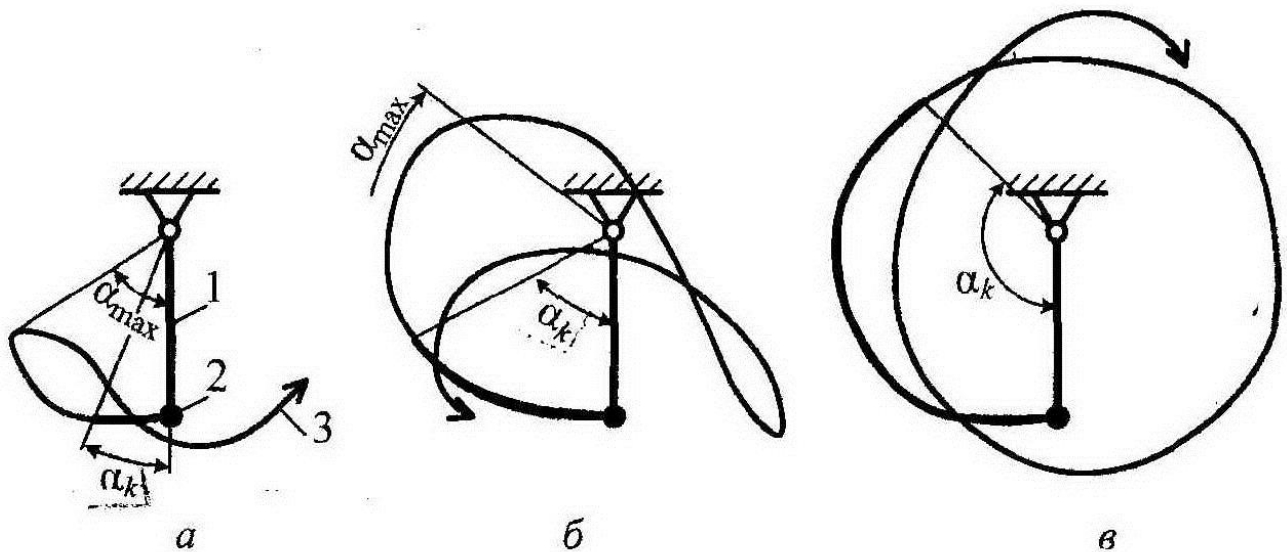
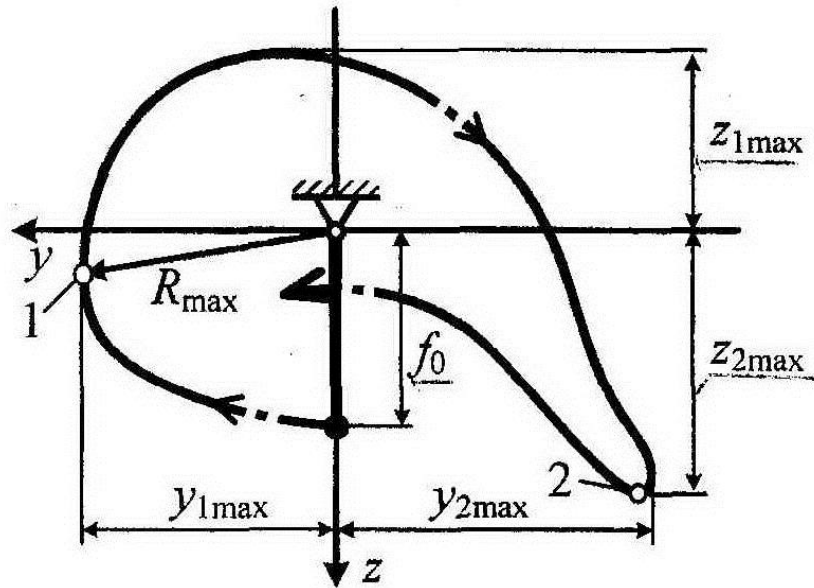


Рис. 1. Типичные траектории движения средней точки провода: 1 – статическое положение провода; 2 – средняя точка провода; 3 – траектория движения средней точки

Во время вынужденного движения провод движется к точке наибольшего горизонтального отклонения y_{1max} . После отключения КЗ он продолжает свое движение, расходуя накопленную кинетическую энергию, и достигает точки y_{2max} .



Согласно ГОСТ 30323-95 электродинамическая стойкость гибких проводов должна оцениваться по двум условиям:

$$S_{max} \leq S_{доп}$$

$$T_{max} \leq T_{доп}$$

где S_{max} , T_{max} , $S_{доп}$, $T_{доп}$ – соответственно максимальные расчетные и допустимые отклонения и тяжения гибких проводов при КЗ.

Допустимые отклонения проводов $S_{доп}$ определяются из тех соображений, чтобы минимальные расстояния между проводниками фаз $A_{ф-ф.min}$, а также между проводниками и заземленными частями $A_{ф-з.min}$ не превысили допустимых изоляционных расстояний, определяемых при рабочих напряжениях:

$$A_{ф-ф.min} \geq A_{ф-ф.доп}$$

$$A_{ф-з.min} \geq A_{ф-з.доп}$$

где $A_{ф-ф.доп}$ и $A_{ф-з.доп}$ – минимально допустимые расстояния соответственно между проводниками фаз и проводниками и заземленными частями при рабочем напряжении.

УДК 621.311.9

Повышение стойкости контактных соединений токоведущих частей электрических станций

Летяго А.Д.

Научный руководитель – профессор, д.т.н. Сергей И.И.

Одним из самых слабых мест любого электрического соединения является поверхность соприкосновения двух различных проводников – контактное соединение. По этому одним из направлений различных исследований и разработок кафедры «Электрические станции» является исследование процессов, протекающих в контактных соединениях, выявление определенных закономерностей и создание моделей с целью повышения как срока службы данных соединений, так и качества самого контакта.

Результаты расчета показали, что для контактов с плохо проводящими покрытиями имеет место резко неравномерное распределение температуры как по длине, так и по толщине контакта, т. е. имеются значительные местные перегревы. Применение же серебряных покрытий выравнивает распределение температуры в объеме соединения и снижает местные перегревы. В качестве металлических покрытий используется также олово, цинк, кадмий и никель. В последнее время в концерне “Белэнерго” нашли применения хромоникелевые сплавы. Толщина защитного покрытия в зависимости от используемого металла, а также способа нанесения металла составляет 3–40 мкм. Для нанесения защитных покрытий применяют установки газопламенного напыления (ГПН).

Сотрудниками Уральского государственного технического университета был разработан способ нанесения специальных защитных металлопокрытий, который позволяет в 10–15 раз уменьшить и стабилизировать на уровне первоначальной сборки величину переходного электрического сопротивления в разборных контактных соединениях, снизить потери электроэнергии и нагрев в этих устройствах, обеспечить возможность непосредственного соединения медных и алюминиевых контакт-деталей без каких-либо наплавов и вкладышей. Эффект достигается за счет нового типа специальных защитных металлопокрытий, которые образуются после нанесения на токопередающие поверхности контактов поверхностно активных легкоплавких сплавов, заданного состава.

Контроль сопротивления контактов остается важнейшей задачей, которая все еще до конца не решена. Основными методами контроля за состоянием контактных соединений до недавнего времени оставалось измерение его переходного сопротивления с помощью мостов и визуальное наблюдение. Появление легких малогабаритных инфракрасных (ИК) камер, выполненных на неохлаждаемых микроболометрических матрицах с микропроцессорной обработкой ИК изображений позволило обнаруживать дефекты контактных соединений на ранних стадиях развития и контролировать состояние практически всего электрооборудования, что позволяет значительно снизить аварийность.

Однако наряду с достоинствами технология ИК диагностики имеет ряд существенных недостатков.

Еще одним эффективным методом диагностики состояния контактных соединений является визуальный контроль температуры, выполняемый с использованием различных термоиндикаторов. Термоиндикаторы – это сложные вещества, которые при достижении определенной температуры резко изменяют свой цвет за счет химического взаимодействия компонентов.

На кафедре «Электрические станции» была разработана модель расчета плоских многослойных контактных соединений. Был проведен ряд исследований результаты которых применяются на практике. Данные результаты применяются БЭМН при выборе составов защитных электропроводных покрытий и мест их нанесения на контакт – детали, устанавливаемые на выпускаемую продукцию, в том числе камер сборных серии КСО-БЭМН. Также они применяются Брестэнерго при разработке конструкций контактных соединений с электропроводными покрытиями, и при модернизации разъединителей типа РЛНД-1-10/400УХЛ-1, в части разработки конструкции контактных ножей с напылением антикоррозийными, электропроводными, слабо окисляющимися хромоникелевыми соединениями.

Полученные результаты по исследованию температур на основе двухмерной модели существенно отличается от аналогичных результатов одномерной модели.

УДК 621.311

Конструкции ОРУ с жёсткой ошиновкой

Петлёв М. В.

Научный руководитель – Пономаренко Е. Г.

Жёсткая ошиновка предназначена для выполнения электрических соединений между высоковольтными аппаратами открытых (ОРУ) и закрытых (ЗРУ) распределительных устройств 35, 110 и 220 кВ. Жёсткая ошиновка может применяться вместе с гибкой, например, в виде сочетания жёстких сборных шин с гибкими внутричайковыми связями.

При строительстве подстанций распределительных блочно-модульных (ПРБМ) распределительные устройства 35–220 кВ комплектуются жёсткой ошиновкой, выполненной с учётом особенностей её применения вместе с блочно-модульными конструкциями (БМК). Жёсткая ошиновка может также поставляться для подстанций других производителей. Комплекты жёсткой ошиновки на номинальные токи от 1000 А до 2000 А изготавливаются как для типовых, так и для нетиповых схем распределительных устройств, ведётся разработка ошиновки на номинальный ток до 4000 А.

Не рекомендуется выполнять сварку участков жёсткой ошиновки на объекте в связи с опасностью отжига металла и снижения надёжности соединительных узлов. В этой связи, в составе жёсткой ошиновки используются уникальные, с точки зрения надёжности, соединительные элементы – литые шинодержатели с гибкими связями. Шинодержатели служат для восприятия механических усилий, возникающих в узлах соединений, гибкие связи используются для создания надёжных электрических контактов между токоведущими частями. Литые шинодержатели с гибкими связями используются для соединения шин между собой и для присоединения к оборудованию. Для лучшей адаптации к условиям взаимного расположения соединяемых шин конкретным особенностям конструкции высоковольтных аппаратов разработано несколько модификаций шинодержателей.

Жёсткая ошиновка имеет ряд достоинств по сравнению с гибкой ошиновкой.

Основные преимущества жёсткой ошиновки перед гибкой указаны в таблице 1.

Таблица 1. Преимущества жёсткой ошиновки перед гибкой

Уменьшение стоимости сооружения РУ	Применение жёсткой ошиновки позволяет сократить землеотвод для строительства РУ, экономить материалы, уменьшить объём строительно-монтажных работ
Сокращение площади РУ	Жёсткая ошиновка позволяет отказаться от шинных порталов и сократить межъчайковые расстояния
Сокращение сроков сооружения РУ	Экономия времени достигается за счёт сокращения числа фундаментов и применения ошиновки с высокой степенью заводской готовности
Удобство обслуживания	Высота установки жёсткой ошиновки меньше по сравнению с гибкой

Ошиновка представляет собой систему жёстких шин трубчатого сечения, изготовленных из алюминиевого сплава 1915Т.

Соединение жёстких шин между собой, а также шин с контактами оборудования осуществляется сертифицированными литыми шинодержателями и гибкими контактными связями.

Шины устанавливаются на высоковольтном оборудовании при помощи литых шинодержателей, изготовленных из алюминиевого сплава АК12 или аналогичного.

Для вентиляции и удаления конденсата в центральной части шин (в местах наибольшего прогиба) и в торцевых заглушках выполнены отверстия. Для гашения резонансных колебаний в конструкции шин предусмотрены виброгасящие устройства, закрепленные на торцевых заглушках.

Электрический контакт между шинами в местах установки шинодержателей обеспечивается гибкими связями. В состав каждой гибкой связи входят хомуты с приваренными к ним кабельными гильзами, в которые при изготовлении запрессовывается алюминиевый провод. Число гибких связей в составе одного узла соединения – не менее двух.

При монтаже ошиновки хомуты устанавливаются на соединяемые участки трубчатых шин и закрепляются двумя болтами каждый.

Непосредственно перед монтажом гибких связей поверхности шин в местах установки хомутов обрабатываются средством стабилизации контактного сопротивления, в качестве которого используется электропроводящая смазка ЭПС-Э8 или аналогичная.

Для выполнения спусков от жёсткой ошиновки в местах, где это необходимо, на шинах приварены контактные пластины.

При заказе жёсткой ошиновки необходимо выбрать способ цветового обозначения (маркировки) фаз.

Контроль качества литых деталей шинодержателей осуществляется периодическими испытаниями. Предусмотрено пять видов испытаний и проверок: два вида приёмо-сдаточных (проверка комплектности и собираемости), два вида периодических (испытание разрушающими методами для выявления дефектов, испытание на переходное контактное сопротивление) и квалификационное испытание на механическую прочность.

Литература

- 1 www.zaokurs.ru/catalog/other/oru.
- 2 www.pfktp-ural.ru/hard-oshinovka.
- 3 www.electroshield.ru/catalog/oborud220/comp9/sostavizd.

УДК 621.316.17

Повышение надежности и электробезопасности электрической сети 6 - 35 кВ

Филанович Д.Ю., Хаецкая А.В.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Силюк С.М.

Организация эксплуатации электрической сети энергосистем в настоящее время сталкивается с рядом существенных трудностей, связанных с наличием изношенного и отработавшего свой нормативный срок оборудования устаревших образцов, его высокой повреждаемостью, недостаточными уровнями автоматизации электрической сети и ее насыщенности средствами механизации работ, отсутствием научно обоснованных нормативов по продолжительности межремонтных периодов и промежутков времени между работами каждого вида технического обслуживания и т.д.

Основные направления развития и совершенствования эксплуатации электрических сетей включают в себя:

- внедрение принципиально нового малогабаритного оборудования высокого качества (малогабаритные комплектные распределительные устройства с твердой или элегазовой изоляцией, трансформаторы и одножильные кабели с пластмассовой изоляцией, нелинейные ограничители перенапряжений, вакуумные или элегазовые выключатели, термоусаживаемые концевые и соединительные кабельные муфты);

- повышение качества применяемого в сетях оборудования и кабельной продукции (изоляторов, железобетонных опор, повышение качества пропитки древесины);

- внедрение подземных трансформаторных подстанций и распределительных пунктов напряжением 6-20 кВ городской сети;

- внедрение столбовых (мачтовых) трансформаторных подстанций мощностью до 100 кВ 'А;

- внедрение средств автоматизации и телемеханизации сетей с использованием в качестве каналов связи кабельных линий напряжением 0,38-10 кВ;

- рациональное построение новых и переустройство существующих схем сети (в том числе и схем питания распределительных пунктов) с использованием нового малогабаритного оборудования;

- повышение номинального напряжения сети и сокращение количества трансформаций;

- внедрение резистивного заземления нейтрали в сети напряжением 6-35 кВ;

- внедрение устройств релейной защиты на микропроцессорной технике; внедрение защит, действующих на отключение однофазных замыканий;

- выбор оптимальной системы, состава и содержания работ технического обслуживания и ремонта;

- оптимизация периодичности выполнения работ технического обслуживания и ремонта;

- внедрение автоматизированной системы управления производством, где решаются задачи автоматизации планирования работ технического обслуживания и ремонта, оценки износа изоляции силовых трансформаторов, управление техническими службами и другие технические задачи;

- внедрение автоматизированной системы диспетчерского управления, где решаются задачи оптимизации мест размыкания замкнутой электрической сети, расчета электрических режимов с целью оценки их допустимости и формирования разрешений на вывод в ремонт и обратного включения того или иного оборудования и линий,

коммерческого учета и управления качеством электроэнергии и другие технические задачи.

Так же эффективным методом повышения надежности электросети является выбор рациональных мест ее размыкания, обеспечивающих минимум потерь активной мощности, при недопущении перегрузки головных участков распределительных кабельных линий напряжением 6-10 кВ и силовых трансформаторов в ЦП и при соблюдении допустимого напряжения в узлах и уровня токов замыкания на землю на каждой секции шин центра питания.

Среди режимов нейтрали сети наиболее актуальны режим с глухо заземленной нейтралью, или заземленной через низкоомное или высокоомное сопротивление, имеющие следующие преимущества:

- снижение кратности и продолжительности дуговых перенапряжений при однофазных замыканиях на землю до $2,5U_{фт}$, что предотвращает появление двойных замыканий на землю, феррорезонансных колебаний в цепи измерительных трансформаторов напряжения и развития однофазных и многофазных замыканий по всей сети, отходящей от данной секции шин центра питания;

- снижения на несколько порядков вероятности поражения человека электрическим током из-за существенно меньшей продолжительности (до 10 секунд) однофазного замыкания на землю по сравнению с аналогичной продолжительностью (до 6 часов), характерной для режима изолированной и компенсированной нейтралей;

Влияние на надежность износа изоляции сводиться к минимуму при правильном ее выборе по условиям термической стойкости и перенапряжениям.

УДК 621.315.1

Измерение сопротивления заземления опор воздушных линий

Крупко А.В., Матрос Е.П.

Научный руководитель – Дерюгина Е.А.

В нашей работе мы изучили и сделали описание метода и средств измерений сопротивлений заземления одноствоечных металлических и железобетонных опор ВЛ, заземляющие устройства которых электрически соединены посредством грозозащитного троса.

Для измерения сопротивления заземления опоры, если грозозащитный трос не отсоединен от заземляющего устройства, используются дополнительные измерительные электроды П₁ и ВТ (рисунок 1).

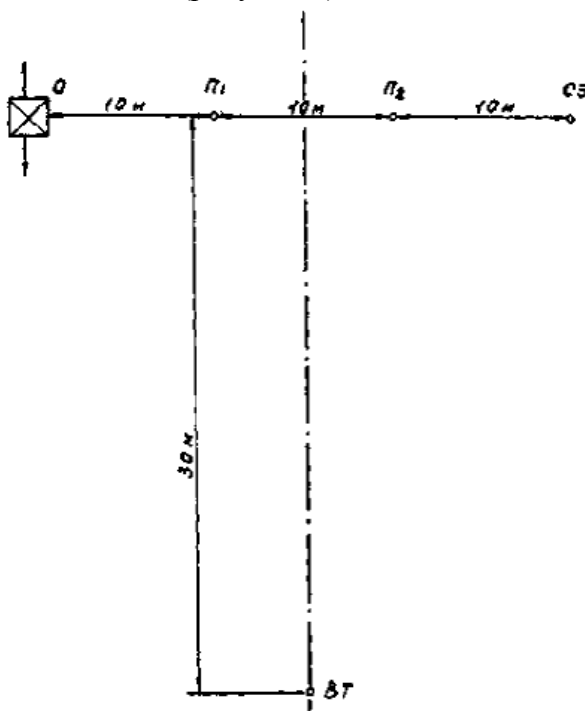


Рисунок 1 – Расположение измерительных электродов

В измерениях также применяются электроды П₂ и СЭ, которые при измерениях с отсоединенным грозозащитным тросом, играют роль соответственно потенциального и токового электрода.

В качестве основных приборов при измерениях сопротивлений заземления опор ВЛ без отсоединения грозозащитного троса по методу, рекомендуются приборы МС-08 и М-416. Вспомогательными приспособлениями являются переключающее устройство к прибору МС-08 и приставка.

Замыкание цепи источника питания усилителя (Б) производится переключателем. Усилитель к прибору М-416 предназначен для измерения сопротивления заземления опор без отсоединения грозозащитного троса. Электрическая схема усилителя представлена на рисунке 2.

При подготовке к измерениям определяют в лабораторных условиях зависимость коэффициента усиления от сопротивления нагрузки.

В соответствии с рисунком 2.4 собирают цепь, в которой R_x (0,10 м) и R_n (магазин сопротивлений) соединены последовательно и подключены к выходу усилителя.

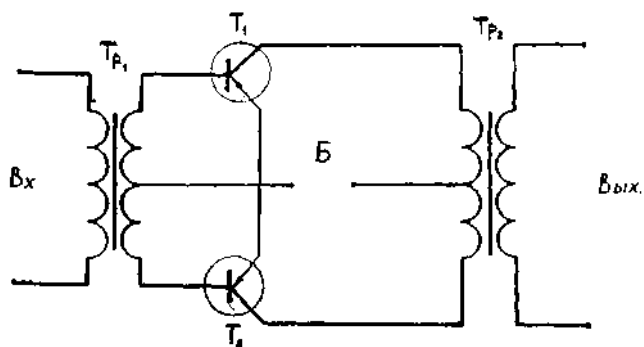


Рисунок 2 – Электрическая схема усилителя к прибору М-416: Т1, Т2 – транзисторы П217 Г; Тр1, Тр2 – трансформаторы (магнитопровод серийного изделия ТВН.0.0005.091.ТУ, провод ПЭВ-1; диаметром 0,1 мм, первичной обмотки Тр1 и вторичной обмотки Тр2 – 1000 витков, вторичной обмотки Тр1 и первичной обмотки Тр2 – 2×150 витков); Б – батарея, послед. 5 элементов 3336Л.

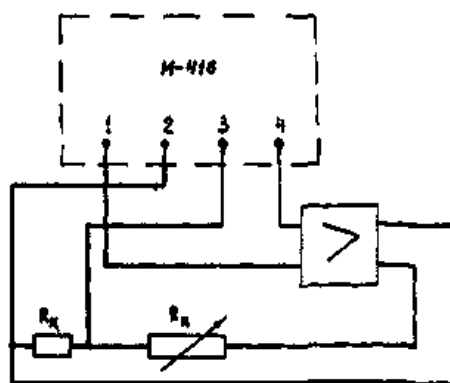


Рисунок 3 - Схема измерения коэффициента усиления

Катушки укрепляются таким образом, чтобы провода могли разматываться в трех направлениях.

Измерения следует проводить в строго установленном порядке, при обязательном соблюдении требований безопасности.

Литература

1. Антипов К.М. Измерение сопротивления заземления опор ВЛ. Методические указания. – Новосибирск, 1980.

УДК 621.316 (083.13)

Конструкции молниеотводов и грозозащитных тросов

Крот П.П.

Научный руководитель – Дерюгина Е.А.

В данной работе будут рассмотрены конструкции молниеотводов и грозозащитных тросов. Молния – колоссальный электрический разряд, способный нанести повреждения строению, вызвать пожар и привести к поражению электрическим током людей. Молниезащита – это обязательная часть любого здания. Без системы молниезащиты здание и соответственно, люди и имущество находящиеся в нем, беззащитны перед ударом стихии. Молниезащита нужна для защиты от прямого удара молнии в здание, защиты от вторичных её проявлений, таких как перенапряжения (наводки, возникающие в электрических цепях при грозовом разряде), проще говоря – для того, чтобы сберечь Вашу жизнь и имущество.

Защита от прямых ударов молнии зданий и сооружений, относимых по устройству молниезащиты к I категории, должна выполняться отдельно стоящими стержневыми или тросовыми молниеотводами.

Молниеотвод E . S . L . E . C . – это улучшенная версия одностержневого молниеотвода, использующая последние достижения в области молниезащиты. Система, предлагающая защиту от молний с помощью PREVECTRON E . S . E . L . C . состоит из следующих частей:

- Молниеотвод PREVECTRON излучения раннего стримера (ESE молниеотвод).
- Один или два проводника, связывающих ESE молниеотвод с землей.
- одна или две точки заземления для проводки и рассеивания тока молнии (рисунок 1.1)

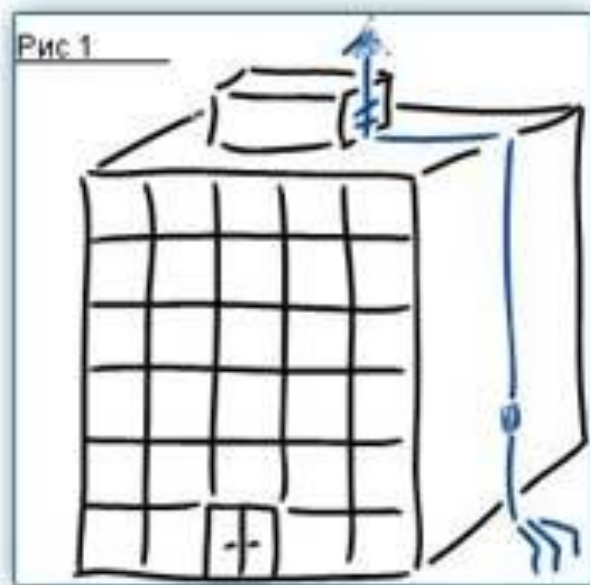


Рисунок 1.1 – Молниеотвод E . S . L . E . C .

Одностержневые молниеотводы состоят из наконечника, заземляющего проводника и заземления (рисунок 1.3).

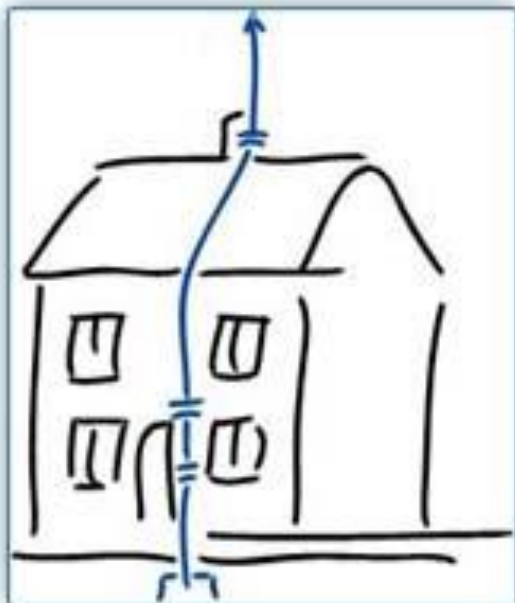


Рисунок 1.2 – Одностержневой молниеотвод.

Защита от прямых ударов молнии зданий и сооружений, относимых по устройству молниезащиты к I категории, должна выполняться отдельно стоящими стержневыми (рисунок 1.3) или тросовыми (рисунок 1.4) молниеотводами.

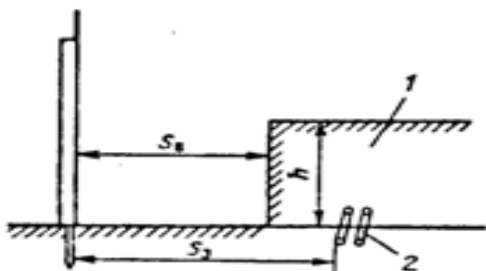


Рисунок 1.3 – Отдельно стоящий стержневой молниеотвод.

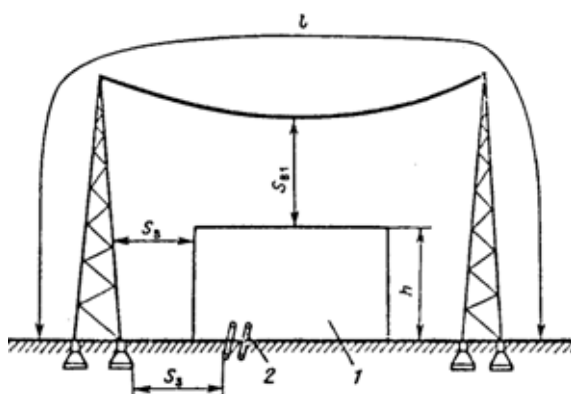


Рисунок 1.4 – Отдельно стоящий тросовый молниеотвод.

Стержневой молниеприемник: пруток и водогазопроводные трубы.

Тросовый молниеприемник: стальной оцинкованный спиральный канат марки ТАК КАК сечением $48,26 \text{ мм}^2$.

Токоотвод: круглая сталь и стальной канат диаметром 5–6 мм или полосовая сталь с площадью поперечного сечения 24 и 48 мм².

Несущая конструкция:

- а) древесина - защита сельскохозяйственных объектов (8–20 м);
- б) железобетон - любые объекты (8–20 м);
- в) металл - высокие, протяженные объекты (20–30 м).

Наибольшая оптимальная высота несущих конструкций не превышает 45–50 м.

Молниеотвод «пространственная клетка» состоит из проводящей сети, которая защищает строения, находящиеся внутри нее. Она состоит из ячеек примерно 15 на 15 метров, расположенных на крыше, с рядом небольших воздушных наконечников (от 30 до 50 см высотой), и подключенных к заземлению проводниками с шагом около 15 метров. Каждый заземляющий проводник имеет свою собственную отдельную точку заземления, которые по кругу под землей соединяются кольцом.

Конструкция «пространственных клеток» и используемые материалы должны соответствовать стандарту и инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003.

Для «неответственных» объектов на приусадебных участках и садовых домиков с неметаллической кровлей целесообразно применение упрощенной молниезащиты с помощью струнных молниеприемников. Зона применимости этих молниеприемников - кровли с углом не более 100°. Молниеприемник - сталь круглая (катанка) 6 - 8 мм оцинкованная или с коррозионно стойким покрытием, укладывается вдоль конька крыши с креплением к ней на расстоянии не менее 10 см в свету на деревянных или иных изолирующих прокладках. Концы молниеприемника загибаются на длине 25 - 30 см и служат в качестве вертикальных молниеприемников и присоединяются к токоотводам.

Грозозащитный трос, тросовый молниеотвод, заземлённый провод в воздушных линиях электропередач, служащий для защиты токопроводящих проводов от прямых ударов молнии. Грозозащитный трос подвешивается над токоведущими проводами и заземляется у каждой опоры. Обычно грозозащитные тросы делают из стальных оцинкованных провололок; сечение его от 50 до 70 мм. Защищенность токопровода зависит от угла защиты α ; при $\alpha < 20^\circ$ поражение молнией становится маловероятным. В линиях на металлических опорах с напряжением 110 кВ и выше грозозащитные тросы подвешивают обычно по всей длине линии; на линиях более низкого напряжения — только на подходах к подстанциям.

В качестве молниеотводов для защиты отдельных зданий от прямых ударов молнии могут быть использованы деревья. Это возможно, если дерево выше дома вместе с антенной в 2–2,5 раза. Дерево должно отстоять от дома не менее чем на 3–10 м.

В последние годы все чаще городские жители в летний период выезжают на природу. Излюбленными местами отдыха являются залесенные берега рек. Как правило, молнии также их охотно посещают. Кроме того, не исключается использование палаточных городков для летнего отдыха детей. Как решается молниезащита в этих условиях?

Для установки молниеотвода следует использовать высокое дерево, удаленное от палатки не менее чем на 10 м. При этом сопротивление заземления молниеотвода должно быть не более 20 Ом. Деревья, расположенные от палатки на расстоянии ближе 10 м, использовать в качестве молниеотвода не следует.

Грозозащитный трос типа ТК применяются для напряженных условий эксплуатации, где знакопеременные изгибы и пульсирующие нагрузки незначительны или полностью отсутствуют расчалочные и временные лесосплавные крепления, различные поддерживающие.

Литература

1. ИЕС-1024-1: 1990. Защита сооружений от удара молнии. Часть 1: Общие принципы.
2. ПУЭ (7-е изд., п. 7.1.22)
3. Стандарт и инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

УДК 621.311.1

Глубинные заземлители

Калюта М.А., Кисляк Е.В.

Научный руководитель – Дерюгина Е.А.

Заземлитель представляет собой совокупность соединенных между собой проводников (электродов), находящихся в соприкосновении с землей и используемых в целях безопасности (защитное заземление), обеспечения нормальной работы электроустановок (рабочее заземление) и отвода в землю токов молнии или ограничения грозových перенапряжений (заземление молниезащиты).

Заземлитель характеризуется следующими основными параметрами:

1. Минимальное сопротивление протеканию электрического тока.
2. Минимальное значение соотношения «цена-долговечность».

Первый параметр определяется токопроводящими свойствами:

– материала заземлителя, контактирующего с грунтом;

– грунта, в который погружен заземлитель, и его удельным сопротивлением (Ом·м).

Материал заземлителей

Заземлители из черных металлов недолговечны, не могут обеспечить защиту и нормальную работу установки в течение всего периода ее эксплуатации.

В современных международных нормах заземлители из черных металлов вообще не рассматриваются.

В мировой практике для предотвращения коррозии в грунте используют либо нержавеющие материалы, либо эффективные токопроводящие, устойчивые к коррозии покрытия черных металлов, что предпочтительнее с точки зрения уменьшения соотношения «цена–долговечность».

При этом выявились два допустимых типа токопроводящих покрытий: медное (наносится электролитическим методом) или цинковое (получают методом горячего оцинкования). Толщина медного покрытия составляет 0,250 мм, а цинкового – 0,080 мм.

Широкое распространение в мире получили и омедненные стальные заземлители. Медь в качестве электропроводящего покрытия стальных заземлителей пригодна для использования в большинстве случаев.

Заземлители с цинковым уступают омедненным по долговечности из-за меньшей коррозионной стойкости слоя цинка.

Заземлители с покрытием более долговечны и работают в течение всего срока эксплуатации установки, а также более эффективны по сравнению с обычными электродами, изготовленными из черных металлов. Их эффективность обусловлена повышенными электропроводящими свойствами применяемых покрытий.

Грунтовые условия и типы применяемых заземлителей

Сопротивление грунтов имеет решающее значение при выборе способа устройства заземления.

На сопротивление грунтов оказывают влияние следующие факторы:

– *физический состав самого грунта* – в зависимости от вида грунтов удельное сопротивление колеблется от единиц до нескольких сотен омметров (Ом·м);

– *влажность* – повышенная влажность грунта может значительно снизить его сопротивление. Поэтому, с этой точки зрения, заземлитель должен быть установлен на достаточно большой глубине – на уровне грунтовых вод или уровне стабильной и высокой влажности;

– **температура** – изменение температуры грунтов оказывает влияние на их сопротивление.

Заземлитель из наращиваемых стержней

Заземлитель представляет собой стальной омедненный стержень длиной 1,5 м и диаметром 14–16 мм. Стальной стержень обладает высокой устойчивостью к растяжению, что обеспечивает его погружение на большую глубину с помощью специального виброударного инструмента. Медное покрытие имеет толщину 0,25 мм, что гарантирует срок службы заземлителя в земле минимум 30 лет.

На концах стержня имеется резьба длиной 30 мм, позволяющая посредством соединительных муфт наращивать заземлитель в глубину, обеспечивая минимально возможное сопротивление протеканию тока.

Муфта

Соединение стержней обеспечивается с помощью муфты, изготовленной из латуни, устойчивой к грунтовой коррозии. Муфта выполнена так, чтобы стержни встречались на ее середине, а силы, возникающие во время погружения, передавались со стержня на стержень, а не через муфту. Кроме того, муфта предохраняет от коррозии резьбовые соединения стержней.

Имея больший диаметр по сравнению с диаметром стержня, муфта принимает на себя основную истирающую нагрузку от грунта во время погружения, сохраняя от повреждения защитное покрытие стержней.

Оголовок

Выполнен из закаленной стали. Наворачивается на стержень через муфту. Позволяет использовать для погружения стержней виброударный инструмент, воспринимая основную ударную нагрузку. Его размеры подобраны таким образом, чтобы силы, действующие во время погружения, передавались с оголовка на стержень, а не через муфту.

Стальной наконечник

Наворачивается на первый погружаемый стержень и служит для облегчения погружения заземлителей в твердых грунтах.

Кольцевой заземлитель (поверхностный заземлитель)

Минимум 80% общей длины кольцевого заземлителя вне строительного сооружения должны контактировать с землей. При этом он должен быть проложен в виде замкнутого кольца на расстоянии 1,0 м и на глубине 0,5 м по периметру сооружения.

Фундаментный заземлитель

Фундаментный заземлитель представляет собой заземлитель, который устанавливается в бетонном фундаменте сооружения. Он действует в качестве заземлителя системы молниезащиты в том случае, если требуемые внешние выводы для соединения токоотводов выведены из фундамента.

Глубинный заземлитель

Глубинный заземлитель (классификация тип А) представляет собой заземлитель, который, как правило, устанавливается перпендикулярно поверхности земли с достаточным заглублением. В качестве отдельного заземлителя для каждого токоотвода рекомендуется использовать по одному глубинному заземлителю длиной 9,0 м, который прокладывается на расстоянии 1,0 м от фундамента сооружения. Глубинные заземлители в зависимости от вида почвы могут прокладываться в земле вручную или с помощью соответствующих электрических, бензиновых или пневматических молотов.

Все глубинные заземлители должны быть соединены с кольцевым заземлителем внутри или снаружи здания и снабжены вводом к шине выравнивания потенциалов.

В зонах с риском возникновения коррозии следует использовать только нержавеющую сталь. Для разъемных соединений в земле необходимо использовать антикоррозийную защиту (пластический антикоррозийный бандаж).

Глубинное физическое заземление

Система заземления является неотъемлемым элементом электросети, обеспечивающим надежную защиту электроустановок и безопасность пользователей. Одним из возможных решений по созданию системы заземления является Глубинное Физическое Заземление (ГФЗ).

Преимущества Глубинного Физического Заземления:

- комплексная защита систем здания: электроустановок, телефонных и любых информационных сетей;
- исключает воздействие блуждающих токов через контур заземления;
- один глубинный заземлитель обеспечивает возможность достижения значения сопротивления растеканию тока 0,5–4 Ом;
- долговечность использования – более 20 лет;
- стабильность характеристик на протяжении всего времени использования;
- характеристики защиты не зависят от времени года;
- простота и высокая скорость (1–2 дня) установки в строящихся и уже функционирующих зданиях;
- удобство установки в условиях плотной застройки.

Область применения:

- защитное заземление электроустановок здания для промышленных и жилых объектов;
- функциональное заземление телекоммуникационных центров (АТС, серверные, Центры Обработки Данных);
- заземление для объектов с критическими требованиями к качеству электроэнергии.

Процесс установки системы:

- система глубинного заземления создается путем бурения скважины глубиной 20 метров и погружения в нее конструктива, состоящего из латунного стержня ($L=1,5$ м) в обсадной металлической трубе и двухкомпонентного электролита.
- соединение заземлителя и главной заземляющей шины (ГЗШ) производится медным изолированным проводником.
- сварка латунного заземлителя с заземляющим проводником (медь) производится по уникальной технологии.

Литература

1. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1978.
2. Блок В.М. Электрические сети и системы. – М.: Высшая школа, 1986.

УДК 621.311

Защита электротехнического оборудования от грозových перенапряжений

Задруцкий Д.В., Пашкович Н.П.

Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

Перенапряжением называется любое превышение напряжения относительно максимально допустимого для данной сети. К этому виду сетевых помех относятся как перенапряжения связанные с перекосом фаз достаточно большой длительности, так и перенапряжения, вызванные грозowymi разрядами с длительностью от десятков до сотен микросекунд.

Грозовые разряды – мощные импульсные перенапряжения, возникающие в результате прямого попадания молнии в сеть электропитания, громоотвод или импульс от разряда молнии на расстоянии до 1,5 км приводящий к выходу из строя электрооборудования или сбою в работе аппаратуры.

Таблица 2.1 – Поражающие факторы и их последствия

Проявление угрозы	Поражающие факторы	Возможные последствия
Прямой удар молнии в здание	Разряд до 200 кА, до 1000 кВ, 30 тыс. °С	Поражение людей, разрушение частей зданий, пожары
Удаленный удар молнии в коммуникации (до 5 км и более)	Занесенный грозовой потенциал по проводам электроснабжения и металлическим трубопроводам (возможное значение импульсного перенапряжения – сотни кВ)	Поражение людей, нарушение изоляции электропроводки, возгорание, выход из строя электрооборудования и приборов
Ближний разряд (до 0,5 км от здания)	Наведенный грозовой потенциал в сетях (возможное значение импульсного перенапряжения – десятки кВ)	Выход из строя электронных приборов, потери баз данных, сбои в работе автоматизированных систем
Коммутации, короткие замыкания в сетях низкого напряжения	Импульсное перенапряжение в сетях (до 10 кВ)	Выход из строя чувствительных приборов, потери баз данных, сбои в работе автоматизир. систем

Перенапряжения весьма опасны по своим последствиям. Пробив изоляцию, они могут вызывать КЗ, пожары в электроустановках, опасность для жизни людей и др. Поэтому каждая электроустановка должна иметь защиту от перенапряжений.

В качестве основных защитных средств от атмосферных повреждений применяют молниеотводы, разрядники и искровые промежутки.

Разрядники по исполнению делятся на трубчатые и вентильные, по назначению – на подстанционные, станционные, для защиты вращающихся машин и др.

Гашение сопровождающего тока обеспечивается двумя способами:

- в трубчатых разрядниках – специальным дугогасительным устройством;
- в вентильных разрядниках – активными сопротивлениями с нелинейной характеристикой.

Трубчатые разрядники применяются как основное средство для защиты изоляции линии электропередачи и как вспомогательное средство защиты изоляции оборудования подстанций. Они выполняются с номинальными напряжениями 6, 10, 35 кВ.

Основной частью разрядника является трубка из твердого газогенерирующего диэлектрика. Разрядник (рисунок 1) имеет 2 искровых промежутка: внешний 3 и внутренний 2. Внешний изолирует трубку от постоянного соприкосновения с токоведущей частью, находящейся под напряжением. При пробое искровых промежутков под воздействием высокой температуры электрической дуги трубка 1 разлагается и генерирует газ (в основном водород), облегчающий гашение электрической дуги.

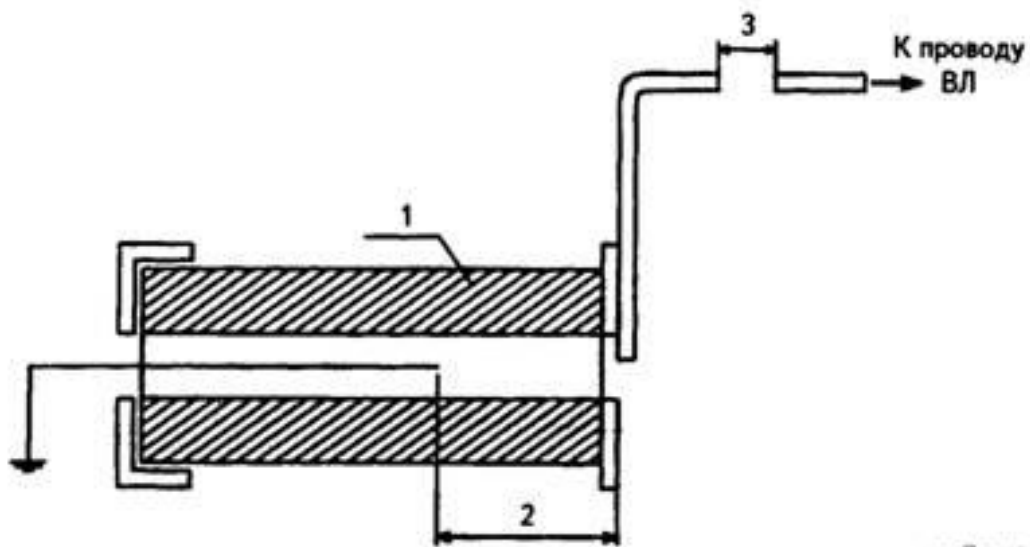


Рис. 1. Устройство трубчатого разрядника

Вентильные разрядники предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений оборудования электростанций и подстанций, главным образом, силовых трансформаторов. Основными элементами разрядника являются многократные искровые промежутки и соединенные последовательно с ними нелинейные сопротивления в виде дисков из вилита. Вилит не влагостоек, поэтому его помещают в герметизированный фарфоровый корпус. Устройство вентильного разрядника показано на рисунке 2.

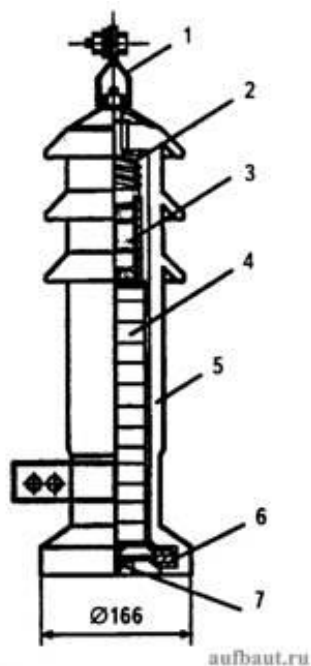


Рис. 2. Устройство вентильного разрядника серии РВП

Разрядник работает следующим образом. При перенапряжениях искровые промежутки 3 пробиваются, и по вилитовым дискам блока 4 ток проходит в землю. Сопротивление вилита резко уменьшается и перенапряжение на оборудование подстанции не поступает. При исчезновении перенапряжения сопротивление вилита возрастает, дуга в искровом промежутке гаснет, и ток через разрядник не проходит.

Специальная защита воздушных линий от атмосферных перенапряжений не устанавливается, так как молния может ударить в линию в любой ее точке. Все воздушные линии оборудуются устройствами АПВ, т. к. после КЗ, вызванного перенапряжением, и отключения линии, ее изоляционные свойства восстанавливаются. Поэтому повторное включение линии оказывается в большинстве случаев успешным.

В настоящее время широкое распространение получают ограничители перенапряжений (ОПН), представляющие собой нелинейные активные сопротивления без специальных искровых промежутков. Выпуск вентильных разрядников в нашей стране прекращен в 90-е годы из-за высокой трудоемкости производства и настройки искровых промежутков. При том существенно расширена номенклатура выпускаемых ОПН. Достоинствами ОПН, по сравнению с вентильными разрядниками, являются взрывобезопасность, более высокая надежность, снижение уровня перенапряжений, воздействующих на защищаемое оборудование, и возможность контроля старения сопротивлений по току в рабочем режиме. Существенным недостатком ОПН и вентильных разрядников является невозможность обеспечения с их помощью защиты от квазистационарных перенапряжений (резонансные и феррорезонансные перенапряжения, смещение нейтрали при перемежающейся электрической дуге).

В распределительных электрических сетях в системе защиты от перенапряжений основное внимание уделяют защите оборудования подстанций. Ниже приведены два варианта защиты подстанций напряжением 6–10 кВ от атмосферных перенапряжений при присоединении их непосредственно к воздушной линии (рисунок 3) и кабельным вводом (рисунок 4). В первом случае на линии устанавливают два комплекта трубчатых разрядников F1, F2, один из которых (F2) – на концевой опоре линии, а F1 – на расстоянии 100–200 м от F2. Во втором случае комплект разрядников F2 устанавливают на конце кабеля, причем его заземление соединяют с оболочкой кабеля. Это необходимо для уменьшения перенапряжений, поступающих на подстанцию.

Второй комплект F1 устанавливается при длине кабельного ввода менее 10 м. Расстояние между F1 и F2 равно 100 – 200 м. Вместо F2 при длине кабельной вставки более 50 м рекомендуется устанавливать вентиляльные разрядники.

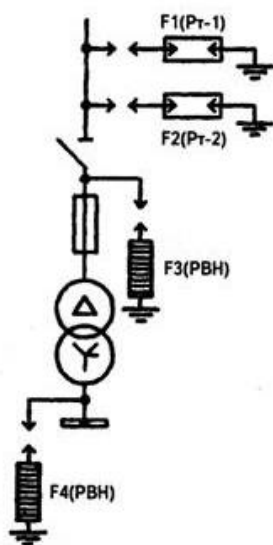


Рис. 3. Защита подстанции от перенапряжений – подстанция непосредственно присоединена к ВЛ

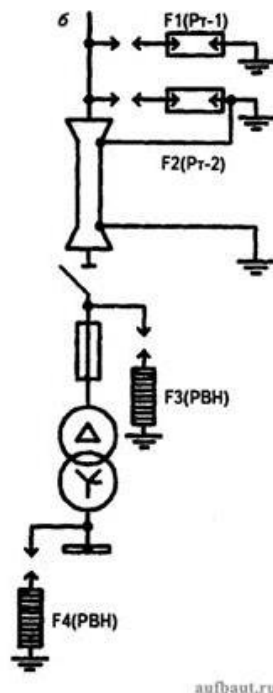


Рис. 4. Защита подстанции от перенапряжений – подстанция присоединена к ВЛ кабельным вводом

Кроме трубчатых разрядников непосредственно на подстанциях устанавливают вентиляльные разрядники (или ОПН) FV3 и FV4 на сторонах высшего и низшего напряжений.

В настоящее время при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении объектов применение вентиляльных и трубчатых разрядников не рекомендуется по причине их низкой надежности и из-за недостатков в технических характеристиках.

Литература

1. ИЕС-1024-1: 1990. Защита сооружений от удара молнии. Часть 1: Общие принципы.
2. ПУЭ (7-е изд., п. 7.1.22)
3. ГОСТ Р 50571.18-2000. Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Глава 44. Защита от перенапряжений. Раздел 442. Защита электроустановок до 1 кВ от перенапряжений, вызванных замыканиями на землю в электроустановках выше 1 кВ.
4. ГОСТ Р 50571.19-2000. Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Глава 44. Защита от перенапряжений. Раздел 443. Защита электроустановок от грозовых и коммутационных перенапряжений.

УДК 621.7/9(0.75.8)

Программы расчета зон действия молниеотводов

Житковский И.М, Борисенок С.Г.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

Разрушительный эффект от попадания молнии в здания или промышленные объекты известен давно. Люди научились бороться с воздействием молний с помощью применения молниеотводов. Существует множество конструкций молниеотводов, предназначенных для защиты объектов различной конфигурации.

Любой молниеотвод характеризуется зоной действия, которую необходимо рассчитать. От правильности расчета напрямую зависит качество защиты молниеотводом объекта, на котором он применяется.

Комплексная система молниезащиты состоит из двух основных функциональных частей – внешней и внутренней. Рассмотрим подробнее внешнюю молниезащиту.

Назначение внешней молниезащиты – защита от прямого удара молнии с последующей канализацией энергии разряда в землю.

Под зоной защиты понимают пространство в окрестности молниеотвода, характеризующееся тем, что вероятность прорыва молнии к любому объекту внутри зоны не превышает некоторой достаточно малой величины. Зона защиты зависит от высоты молниеотводов, их числа и взаимного расположения, высоты ориентации облака, атмосферных и геологических условий, экранирующего действия близлежащих объектов и других факторов. Строение считается полностью защищенным от прямых ударов молнии, если ни одна его точка не выступает из зоны защиты.

В настоящее время существует много программ по расчету зон действия молниеотводов: от самых простых, до очень сложных, позволяющих учитывать при расчете большое количество различных факторов, написанных на различных языках программирования.

В данной работе рассмотрена программа для расчета зон действия молниеотводов LIGHTNING 1.1B, написанная на языке Visual Basic. Это простая программа довольно функциональна и позволяет рассчитывать молниеотводы различных типов:

- одиночный стержневой молниеотвод;
- двухстержневой молниеотвод, состоящий из двух стержневых одинаковой длины;
- двухстержневой молниеотвод, состоящий из двух стержневых разной высоты $h_1 \leq 150\text{м}$ и $h_2 \leq 150\text{м}$;
- одиночный тросовой молниеотвод;
- двухтросовой молниеотвод, состоящий из двух одиночных тросовых одинаковой высоты $h \leq 150\text{м}$.

Расчет производится с учетом грозовой активности района, в котором будет установлен данный молниеотвод.

Формула для нахождения ожидаемого количества поражений молнией в год зданий и сооружений, не оборудованных молниезащитой имеет вид:

$$N = (S + 6h)(L + 6h)(10^{-6})n,$$

где S, L – ширина и длина защищаемого здания (сооружения), имеющего в плане прямоугольную форму, м;

h – наибольшая высота здания(сооружения), м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 кв.км земной поверхности в месте расположения здания(сооружения).

Для расчета зоны действия исследуемого молниеотвода с помощью программы LIGHTNING 1.1B необходимо выполнить следующие действия:

- запустить файл reg_dll.exe;
- установить длину, ширину и высоту здания или сооружения, которое собираетесь защищать, как показано на рисунке 1;

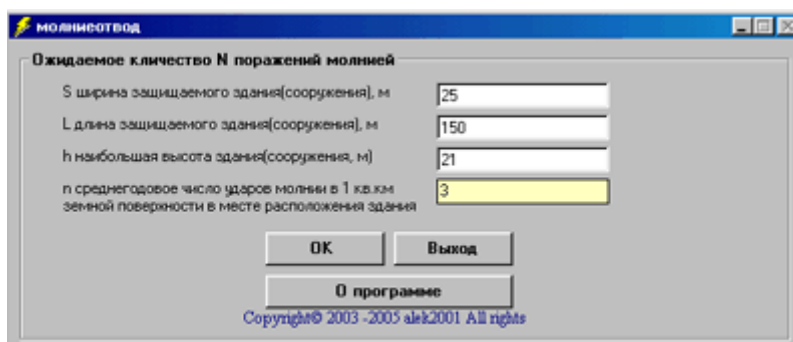


Рисунок 1

- щелкнуть по последнему текстовому полю (желтое) и выберете n - среднегодовое число ударов молнии в 1 кв.км земной поверхности в месте расположения здания(сооружения) щелчком на соответствующем текстовом поле в нижней правой части карты - рисунок 2;

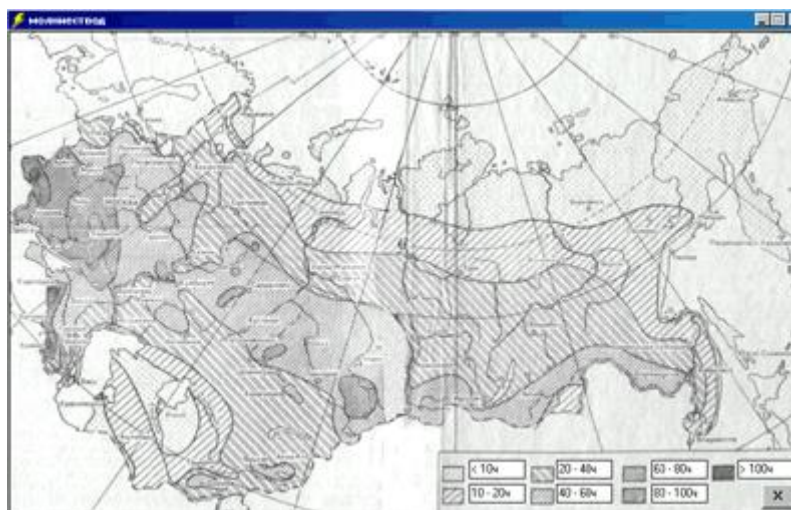


Рисунок 2

- выберете из базы данных категорию защищаемого здания/сооружения;

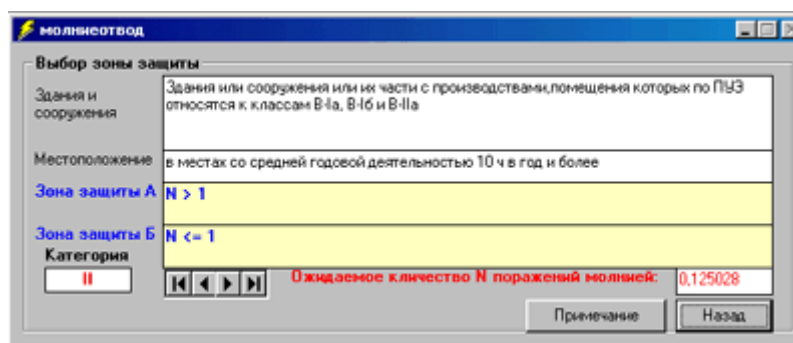


Рисунок 3

- согласно рисунку 3, выберете зону защиты: А или Б (щелкните на выбранное желтое поле) в соответствии с N (ожидаемое количество поражений молнией);

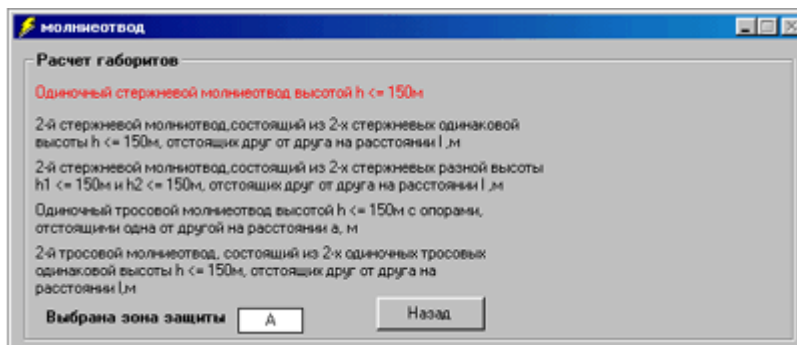


Рисунок 4

– согласно рисунку 4, выберите из 5-ти схем соответствующую вам и щелкните;

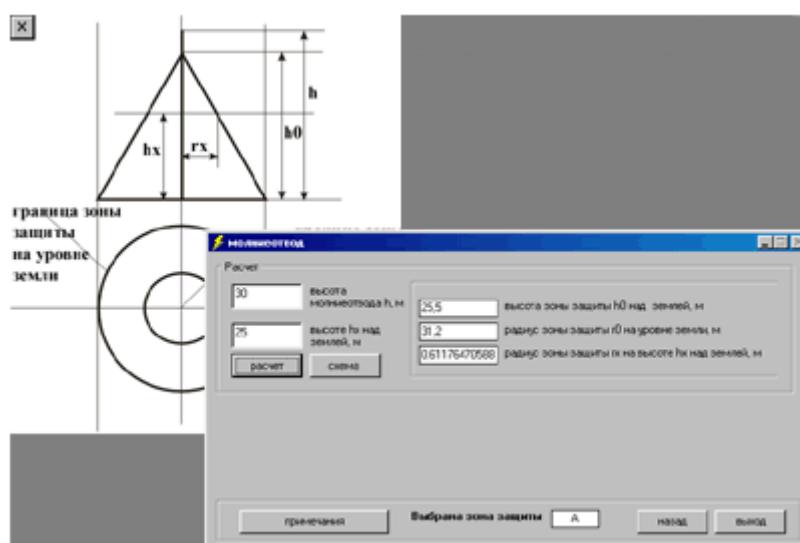


Рисунок 5

– как показано на рисунке 5, установите значения в левых текстовых полях и нажмите кнопку "Расчет".

Литература

- 1 www.help.abiturcenter.ru/since/dis/bgd/index.php
- 2 Коткин Г. Л., Черкасский В. С. Компьютерное моделирование физических процессов: Учебное пособие. – Новосибирский университет. Новосибирск, 2001.– 173 с.: ил.
- 3 ПУЭ (7-е изд., п. 7.1.22).

УДК 621.311 (075.8)

Практические методы расчета электродинамических усилий

Гуриш В.В., Коваль А.А.

Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

В данной работе рассмотрены практические методы, предлагаемые для расчёта электродинамических усилий в токоведущих проводах. Рассматриваемые методы, названные практическими, в том смысле, что при их использовании нет необходимости проводить сложные расчёты, поскольку многие формулы отличаются своей простотой, а сложные аналитические методы сведены к семействам кривых. Следует отметить, что в основном силы определяются для плоскопараллельных магнитных полей и эти силы везде отнесены к единице длины токоведущей системы.

К токоведущим системам относятся: уединённый проводник с заданным током, уединённая система проводников с токами, замкнутые контуры с током, узел ответвления тока, система прямолинейных проводников, расположенных около бесконечно протяжённого проводящего листа, прямолинейные проводники с током, расположенные в идеально проводящем экране прямоугольного сечения, два прямолинейных проводника с током, расположенных в общем проводящем экране круглого сечения, три прямолинейных проводника с током, расположенных на одной горизонтали в общем идеально проводящем экране круглого сечения.

Рассмотрим аналитический метод расчета электродинамических усилий на примере одного проводника с током, расположенного на высоте $b/2$ над осью OX (рисунок 1).

Постановка задачи: рассчитать электродинамические усилия в проводниках с током, расположенных в идеально проводящем экране прямоугольного сечения.

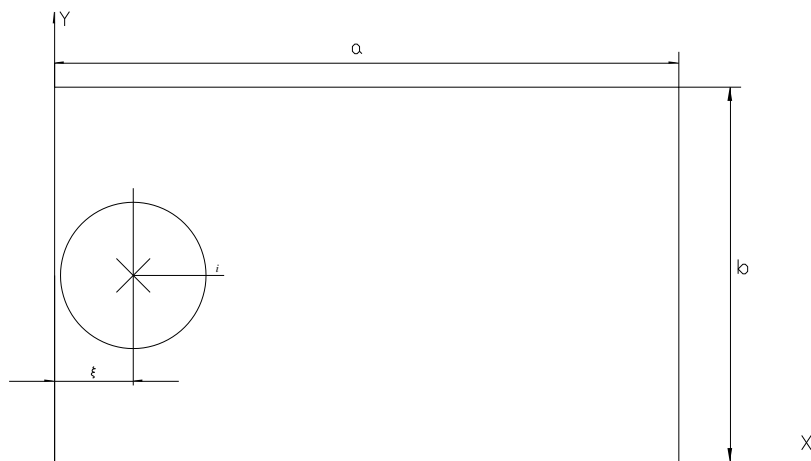


Рисунок 1

Результирующая электродинамическая сила равна:

$$f = \frac{\mu_0 i^2}{2b} \left(\operatorname{csc} h\pi \frac{2\xi}{b} - \operatorname{csc} h\pi \frac{2a - 2\xi}{b} + \operatorname{csc} h\pi \frac{2a + 2\xi}{b} - \operatorname{csc} h\pi \frac{4a - 2\xi}{b} \right).$$

Анализ электродинамической силы

Зависимость электродинамической силы от высоты экрана

```

ORIGIN:=1
XXXXXXXXXX
i:=1..10
i1:=10
ε:=0.0
a:=0.0
μ0:=4·π·10-7

```

$$b := \begin{pmatrix} 0.1 \\ 0.2 \\ 0.3 \\ 0.4 \\ 0.5 \\ 0.6 \\ 0.7 \\ 0.8 \\ 0.9 \\ 1 \end{pmatrix}$$

$$f_i := \mu_0 \frac{i_1^2}{2b_i} \cdot \left(\operatorname{csch} \left(\pi \frac{2\varepsilon}{b_i} \right) - \operatorname{csch} \left(\pi \frac{2a-2\varepsilon}{b_i} \right) + \operatorname{csch} \left(\pi \frac{2a+2\varepsilon}{b_i} \right) - \operatorname{csch} \left(\pi \frac{4a-2\varepsilon}{b_i} \right) \right)$$

Рисунок 2 – Решение поставленной задачи аналитическим методом

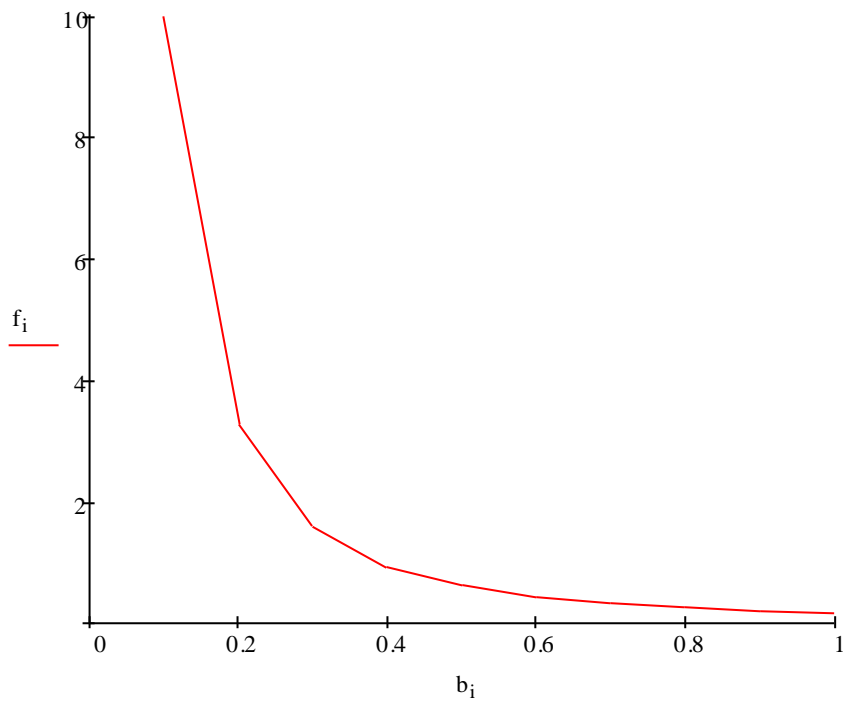


Рисунок 3 – Графическое представление полученного результата

Зависимость электродинамической силы от силы тока

```

ORIGIN:=1
i:=1..10
μ0:=4·π·10-7
b:=0.8
ε:=0.01
a:=0.05
i1:=
( 0
 200
 300
 400
 500
 600
 700
 800
 900
1000)
    
```

$$f_i := \mu_0 \frac{(i_1)^2}{2b} \cdot \left(\operatorname{csch}\left(\pi \frac{2-\varepsilon}{b}\right) - \operatorname{csch}\left(\pi \frac{2a-2\varepsilon}{b}\right) + \operatorname{csch}\left(\pi \frac{2a+2\varepsilon}{b}\right) - \operatorname{csch}\left(\pi \frac{4a-2\varepsilon}{b}\right) \right)$$

Рисунок 4 – Решение поставленной задачи аналитическим методом

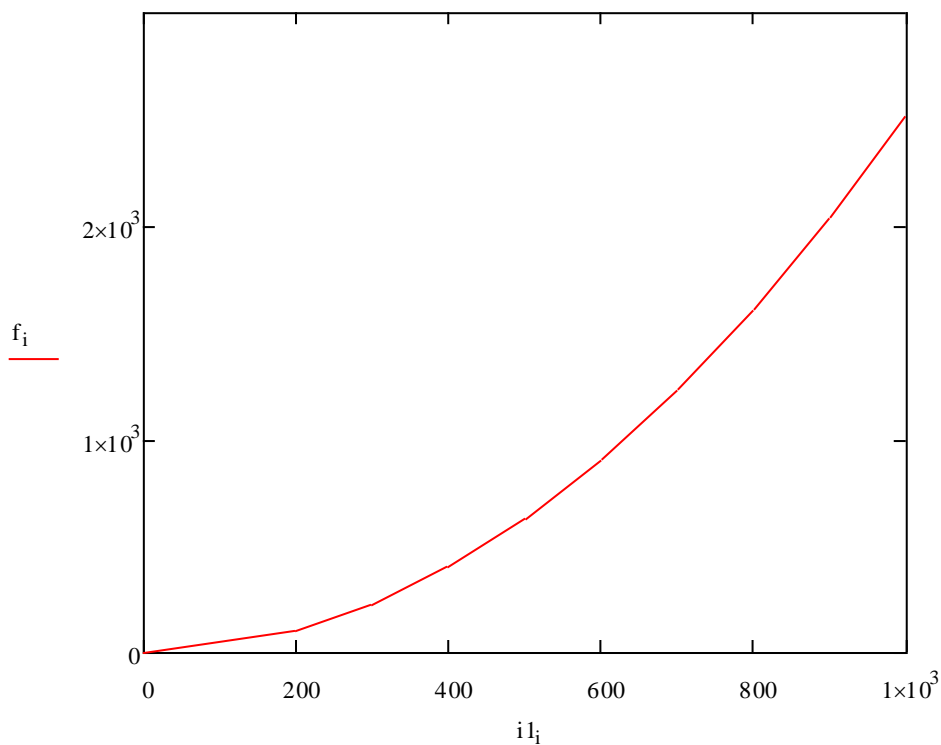


Рисунок 5 – Графическое представление полученного результата

Зависимость электродинамической силы от ширины экрана

```

ORIGIN:=1
i:=1..10
μ0:=4·π·10-7
ε:=0.01
b:=0.8
i1:=10
a:=
(0.1)
(0.2)
(0.3)
(0.4)
(0.5)
(0.6)
(0.7)
(0.8)
(0.9)
(1)

```

$$f_i := \mu_0 \frac{(i1)^2}{2b} \cdot \left(\operatorname{csch} \left(\pi \frac{2-\varepsilon}{b} \right) - \operatorname{csch} \left(\pi \frac{2a_i-2\varepsilon}{b} \right) + \operatorname{csch} \left(\pi \frac{2a_i+2\varepsilon}{b} \right) - \operatorname{csch} \left(\pi \frac{4a_i-2\varepsilon}{b} \right) \right)$$

Рисунок 6 – Решение поставленной задачи аналитическим методом

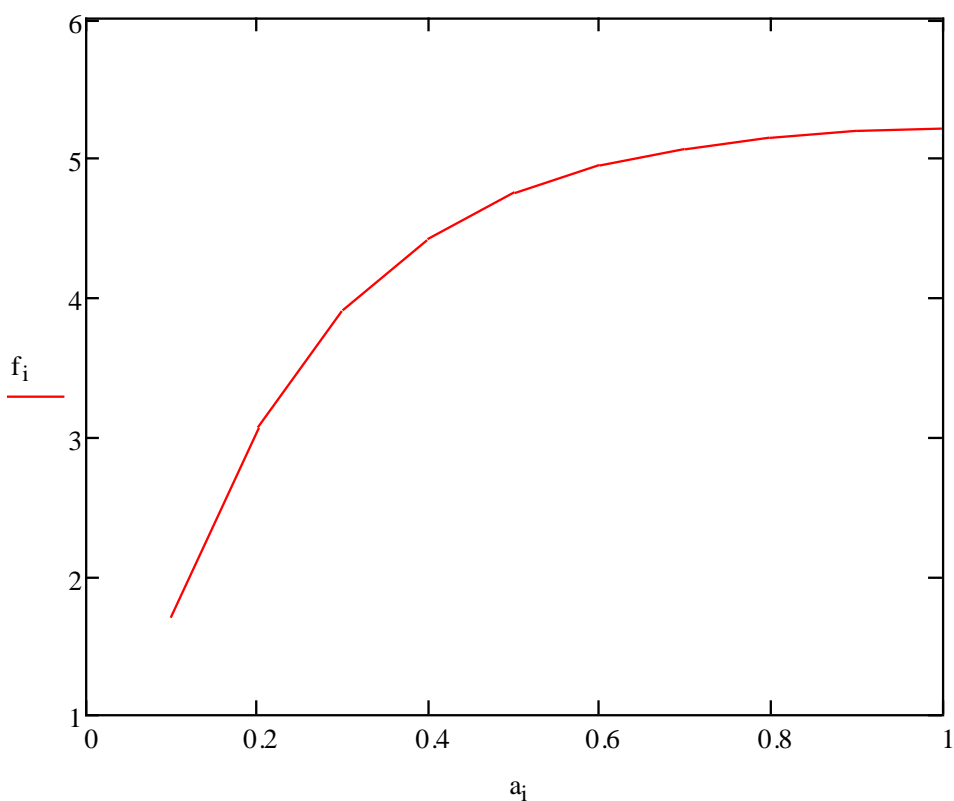


Рисунок 7 – Графическое представление полученного результата

Зависимость электродинамической силы от тока в проводнике и ширины экрана

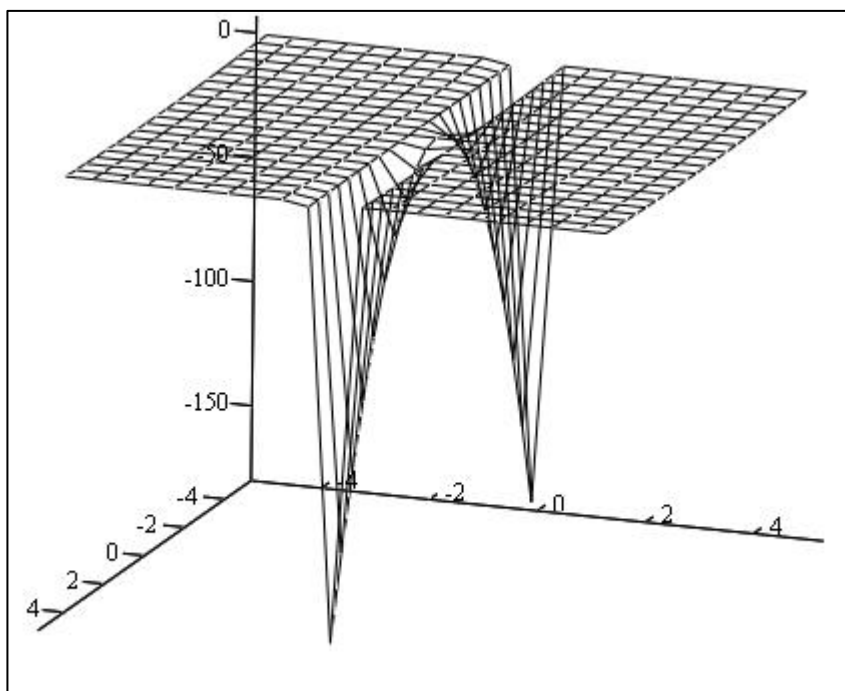
$$b := 0.1$$

$$\varepsilon := 0.1$$

$$\mu_0 := 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$$

$$f(i1, a) := \mu_0 \frac{(i1)^2}{2b} \cdot \left(\operatorname{csch} \left(\pi \frac{2\varepsilon}{b} \right) - \operatorname{csch} \left(\pi \frac{2a-2\varepsilon}{b} \right) + \operatorname{csch} \left(\pi \frac{2a+2\varepsilon}{b} \right) - \operatorname{csch} \left(\pi \frac{4a-2\varepsilon}{b} \right) \right)$$

Рисунок 6 – Решение поставленной задачи аналитическим методом



f

Рисунок 7 – Решение поставленной задачи аналитическим методом

Литература

1. Кузнецов И.Ф., Цицикян Г.Н. Электродинамические усилия в токоведущих частях электрических аппаратов и токопроводах. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1989. – 176 с.

УДК 621.311.1

Воздушные ЛЭП УВН

Голоднюк Д.Е., Романовский В.К.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

Опоры ЛЭП – это конструкции, которые служат для поддержания над земной поверхностью проводов под напряжением и грозозащитных тросов. Они существуют различных форм и размеров. Опоры бывают железобетонными, деревянными либо металлическими. Основные элементы опоры линий электропередачи: стойки, фундаменты, траверсы (перекладины на которых держатся провода), тросостойки (острые верхушки на некоторых опорах) и оттяжки. Различают анкерные и промежуточные опоры линий электропередачи.

Класс: А-образные

Классические, самые распространенные и универсальные из всех опор ЛЭП высокого напряжения (от 35 кВ до 1500кВ)

Класс: Портальные опоры

Семейство: Ортопортальные.

Опоры из металла, дерева или бетона, напоминающие букву «П» либо букву «Н», имеющие два основания и общие траверсы. Пользуются особо широким распространением на ВЛ 330-500 кв. Как правило, одноцепные.

Семейство: Метапортальные опоры.

Анкеры, иногда напоминающие букву «т». От обычных порталых отличаются тем, что имеют более двух оснований.

Семейство: Протопортальные .

Зачастую это древние, одноцепные опоры, у которых портал ещё окончательно не сформировался. Имеется сrostок между стенками портала.

Класс: АП-образные

Интересные одноцепные опоры, собранные из сварных металлических труб либо дерева, в профиль напоминающие букву «А», в анфас букву «П».

Класс: Пирамидальные (трехстоечные)

Трёхстоечные мачты, как правило, стоят на поворотах и переходах ЛЭП 500кВ и 750кВ. По сути, это А-образные вышки с очень широкой базой, обычно без траверс.

Класс: Л-образные (качающиеся)

Представляют собой плоские Л-образные конструкции, шарнирно сочленённые с двумя фундаментами. Наверху мачты – траверса для крепления 4-х несущих тросов, удерживающих опору в вертикальном положении. Ниже расположены ещё три (реже две) траверсы, для подвеса проводов. Л-образные вышки применялись, в частности, как переходные для двух цепей ВЛ 110кВ или 220 кВ.

Класс: У-образные («рюмки»)

Одноцепные мачты напоминающие букву «У» или вилку. Существуют разных типоразмеров и применяются достаточно давно, в том числе как переходные (например ПС-101). Всегда выполнены из металла.

Класс: Дельтовидные Одноцепные опоры

Опоры, всегда имеющие широкую базу, а верхушкой они напоминает У-образные мачты. Широко распространены на Западе (особенно в США).

Класс: Столбовые опоры

Опоры, в основе которых, деревянные либо железобетонные столбы. Бывают одностоечные и порталые. Одностоечные опоры из железобетона – самые широко распространенные промежуточные вышки ЛЭП из всех, на напряжении 35-220 кв

Класс: V-образные

Промежуточные опоры с оттяжками, применяемы на трассах ВЛ 330-750 кВ, в частности, опоры типа «Набла» на 750 кВ напоминают перевернутый треугольник – наблу. Исключительно одноцепные.

Класс: Эпсилонно-образные

Применяются на ЛЭП сверхвысокого и ультравысокого напряжения. Основание мачты представляет собой заземлённую консоль, мачта устанавливается с оттяжками. По назначению аналогичны «Набла».

Класс: Опоры типа «СОМВ» (КОМБ)

Могут иметь различное количество траверсов. Главная черта опоры – асимметричность. В некоторых случаях, в анфас, вышка может напоминать букву «F». Наблюдается некоторое генетическое сходство с А-образными опорами: т.к. на них может присутствовать очень незначительное расширение опоры от базы к верхушке. Нестандартные опоры. К ним относятся различные не классифицируемые вышке, нестандартные проекты и прочая экзотика, например Х-образные вышки из труб.

Первая ЛЭП с номинальным напряжением 110 кВ была построена в 1922 г., 220 кВ – в 1933 г., 500 кВ – в 1961 г. Суммарная протяженность электрических сетей с напряжением 35–500 кВ в 1980 г. достигла в СССР почти 740 тыс. км.

В 1981 г. суммарная мощность электростанций страны достигла 270 ГВт, а годовая выработка электроэнергии – 1325 млрд. кВт ч. В последние два десятилетия ежегодно вводилось в действие до 10-12 ГВт новых мощностей. Если электрические сети с напряжением 400–550 кВ получили распространение в большинстве стран с развитой энергетикой, то линии сверхвысокого напряжения (СВН) 750 кВ освоены только в некоторых странах: Канаде (1965 г.), СССР (1967 г.) и США (1969 г.) и др. К началу 1980 г. их суммарная протяженность в названных странах достигла примерно 10 тыс. км. Пропускная способность таких ЛЭП составляет 2–2,5 ГВт.

При всех своих достоинствах ЛЭП 750 кВ не смогли рационально решить все назревшие задачи развития электроэнергетики СССР. В связи с этим в десятой пятилетке были проведены весьма крупные по масштабам научные исследования и выполнены проектно-конструкторские проработки ЛЭП УВН 1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного тока.

Главным стимулом научных исследований в этой области техники служат постоянно растущие потребности электроэнергетики в ЛЭП все более высокого напряжения; сегодня требованием практики стало промышленное освоение линий УВН, у которых испытательные напряжения достигают 2500–4500 кВ.

Работы по освоению ЛЭП УВН (1000–1200 кВ) переменного тока были начаты в различных странах примерно в 70-х годах. Для этих целей были построены испытательные высоковольтные стенды и опытные линии УВН в США, Канаде, Италии, Бразилии и Японии. В тот же период подобный экспериментальный полигон был сооружен в Советском Союзе.

Ввиду взаимной проницаемости электромагнитных полей в любой области пространства в один и тот же момент времени существуют поля различных источников. Согласно ГОСТ Р 50397-92, совокупность электромагнитных полей и процессов в заданной области пространства, частотном и временном диапазонах, называется электромагнитной обстановкой (ЭМО).

На формирование ЭМО оказывают влияние следующие факторы:

- разновидность источников ЭМП;
- амплитудно-временные характеристики ЭМП;
- состояние среды в рассматриваемой области;
- расстояние от источников ЭМП до рассматриваемой области.

Особенностями ЭМО на объектах электроэнергетики является наличие высокой напряжённости электрического поля промышленной частоты (до 25 кВ и выше) и напряжённости магнитного поля промышленной частоты (до 1000 А/м и выше).

Наиболее распространёнными источниками ЭМП промышленной частоты являются воздушные ЛЭП.

Электрические и магнитные поля, создаваемые воздушными ЛЭП СВН и УВН, могут оказывать неблагоприятное воздействие на обслуживающий персонал и на людей, проживающих в зоне влияния ЛЭП, а также на автоматические системы технологического управления объектами электроэнергетики.

ЭМО вокруг воздушных ЛЭП сверхвысокого и ультравысокого напряжения создают также электрические поля, возникающие при коронном разряде.

Поскольку электрические и магнитные поля промышленной частоты могут оказывать на человека негативное воздействие, то весьма важной задачей является определение границ напряженности, при которых такое воздействие отсутствует. Эти значения устанавливаются нормативными документами.

В нашей стране гигиенические нормы на допустимые уровни напряженности электрического поля установлены санитарными нормами и правилами защиты населения от воздействия электрического поля ЛЭП СВН СанПиН 2.2.4.1191-03. Согласно этим нормам допускаются следующие уровни напряжённости электрического поля:

- внутри жилых зданий, где возможно постоянное пребывание людей, напряжённость не должна превышать 0.5 кВ/м;

- на балконах, лоджиях, мансардах и верандах жилых и общественных зданий, включая и садовые домики, а также на территории жилой застройки и гаражных кооперативов, на остановках общественного транспорта, где возможно длительное систематическое пребывание людей, напряжённость поля не должна превышать 1.0 кВ/м;

- в населённой местности, находящейся вне жилой застройки (пригородные зоны, курорты, земли сельских населённых пунктов), а также территории огородов и садов напряжённость поля не должна превышать 5 кВ/м;

- на участках пересечения воздушных ЛЭП с автодорогами напряжённость поля должна быть не более 10 кВ/м;

- в ненаселённой местности (земли, часто посещаемые людьми и доступные для проезда транспорта), где возможно несистематическое пребывание людей, напряжённость поля не должна превышать 15 кВ/м;

- в труднодоступной местности, где возможно лишь кратковременное пребывание человека, а появление транспортных средств исключено, напряжённость поля не должна превышать 20 кВ/м;

Для активной защиты населения от электрического поля устанавливают санитарно-защитные зоны воздушных ЛЭП. Это территория вдоль трассы ЛЭП, внутри которой напряжённость поля превышает 1 кВ/м.

Предусмотрены минимальные расстояния, на которые могут приближаться ЛЭП напряжением 750 и 1150 кВ к населённым пунктам: 250 и 300 м соответственно.

Другим фактором, оказывающим существенное влияние на условия работы в санитарно-защитной зоне, является ток, стекающий с проводящего, но изолированного объекта при прикосновении к нему. Величина этого тока должна быть безопасна для местного населения, причём необходимо учитывать возможность соприкосновения с этими объектами не только мужчин, но также женщин и детей.

Вышесказанное регламентирует условия труда и нахождения местного населения в охранной зоне ЛЭП 750 кВ и выше.

Литература

1. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1978.
2. Блок В.М. Электрические сети и системы. – М.: Высшая школа, 1986.
3. Совалов С.А. Режимы Единой энергосистемы. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

УДК 621.316 (083.13)

Конструкции молниеотводов и грозозащитных тросов

Будников М.В.

Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

В данной работе будут рассмотрены конструкции молниеотводов и грозозащитных тросов. Молния – колоссальный электрический разряд, способный нанести повреждения строению, вызвать пожар и привести к поражению электрическим током людей. Молниезащита – это обязательная часть любого здания. Без системы молниезащиты здание и соответственно, люди и имущество находящиеся в нем, беззащитны перед ударом стихии. Молниезащита нужна для защиты от прямого удара молнии в здание, защиты от вторичных её проявлений, таких как перенапряжения (наводки, возникающие в электрических цепях при грозовом разряде), проще говоря – для того, чтобы сберечь Вашу жизнь и имущество.

Защита от прямых ударов молнии зданий и сооружений, относимых по устройству молниезащиты к I категории, должна выполняться отдельно стоящими стержневыми (рисунок 1.6а) или тросовыми (рисунок 1.6б) молниеотводами.

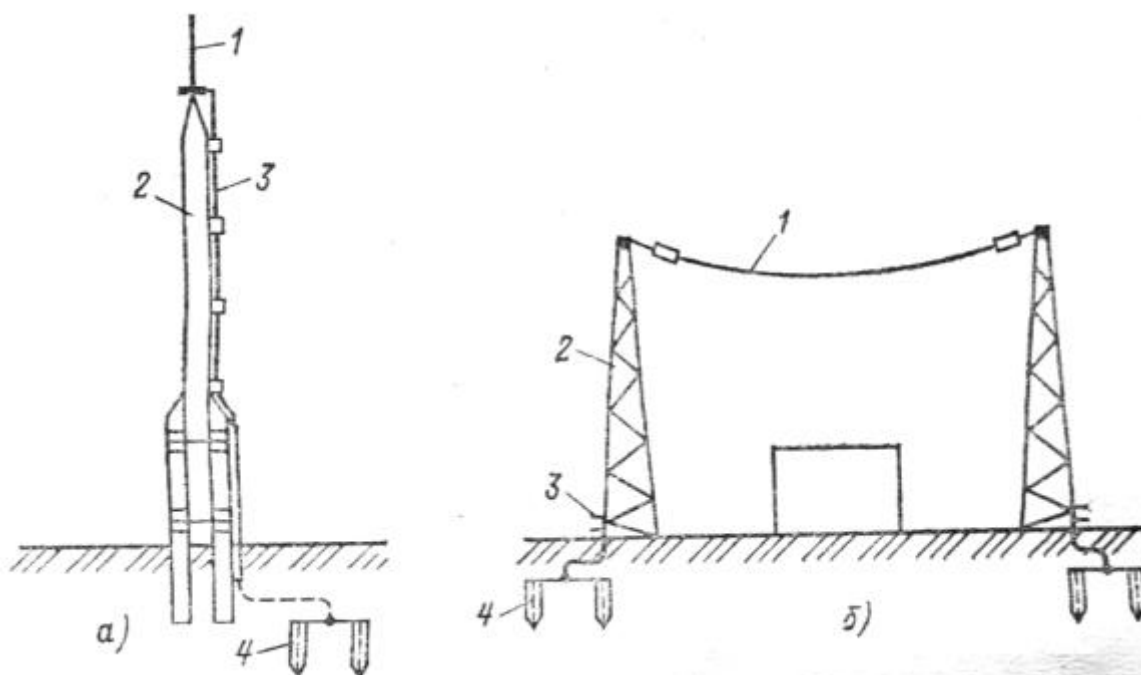


Рисунок 1.6 – Конструкция стержневого (а) и тросового (б) молниеотводов: 1 – молниеприемник, непосредственно принимающий прямой удар молнии; 2 – несущая конструкция, предназначенная для установки молниеотвода; 3 – токоотвод, обеспечивающий отвод молнии в землю; 4 – заземлитель, отводящий ток молнии в землю.

Стержневой молниеприемник: пруток и водогазопроводные трубы.

Тросовый молниеприемник: стальной оцинкованный спиральный канат марки ТАК КАК сечением 48,26 кв.мм.

Токоотвод: круглая сталь и стальной канат диаметром 5-6 мм или полосовая сталь с площадью поперечного сечения 24 и 48 кв.мм.

Молниеотводы «пространственная клетка» состоит из проводящей сети, которая защищает строения, находящиеся внутри нее. Она состоит из ячеек 15 на 15 метров, расположенных на крыше, с рядом воздушных наконечников (от 30 до 50 см высотой), и подключенных к заземлению проводниками с шагом 15 метров. Каждый заземляющий проводник имеет свою собственную отдельную точку заземления, которые по кругу под землей соединяются кольцом

Пример решения молниезащиты дома с помощью такого молниеприемника показан на рисунке 1.12.

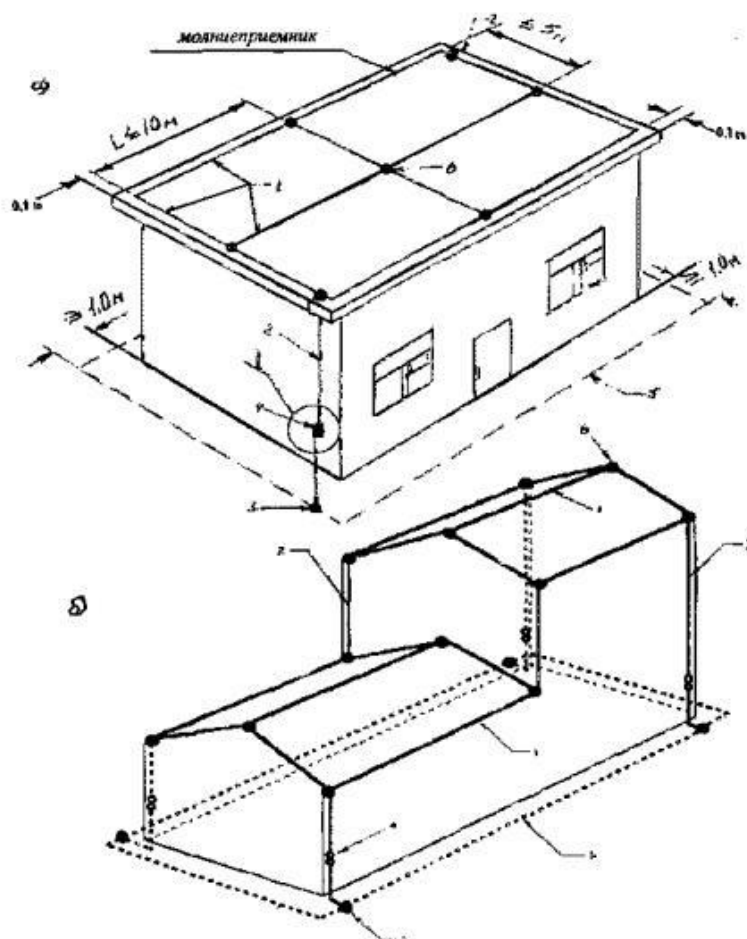


Рисунок 1.12 – Примеры устройства сетчатых молниеотводов на односкатной (а) и на двухскатной двухуровневой (б) крыше: 1 – проводник молниеприемника сетчатого молниеотвода; 2 – токоотвод; 3 – сварной контакт токоотвода с заземлителем; 4 – соединительный зажим для замера сопротивления заземлителя; 5 – протяженный заземлитель; 6 – соединительный зажим молниеприемника

Для «неответственных» объектов на приусадебных участках и садовых домиков с неметаллической кровлей целесообразно применение упрощенной молниезащиты с помощью струнных молниеприемников. Зона применимости этих молниеприемников – кровли с углом не более 100° . Пример устройства молниезащиты дома с помощью струнного молниеотвода представлен на рисунке 1.13.

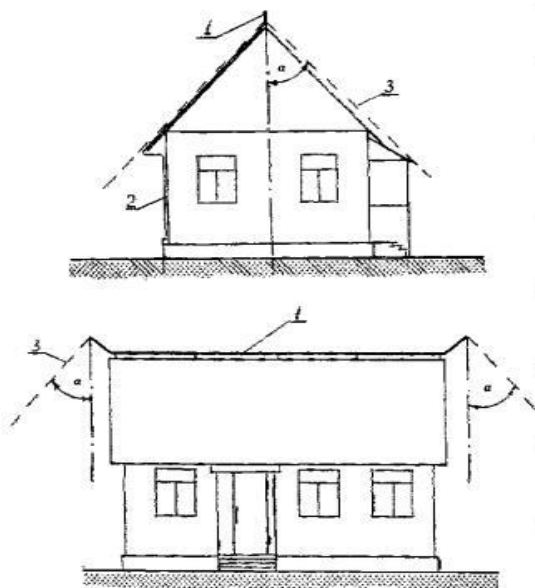


Рисунок 1.13 – Пример устройства молниезащиты дома с помощью струнного молниеотвода: 1 – струнный молниеприемник; 2 – токоотвод; 3 – защитная зона; 4 – защитный угол

В качестве молниеотводов для защиты отдельных зданий от прямых ударов молнии могут быть использованы деревья.

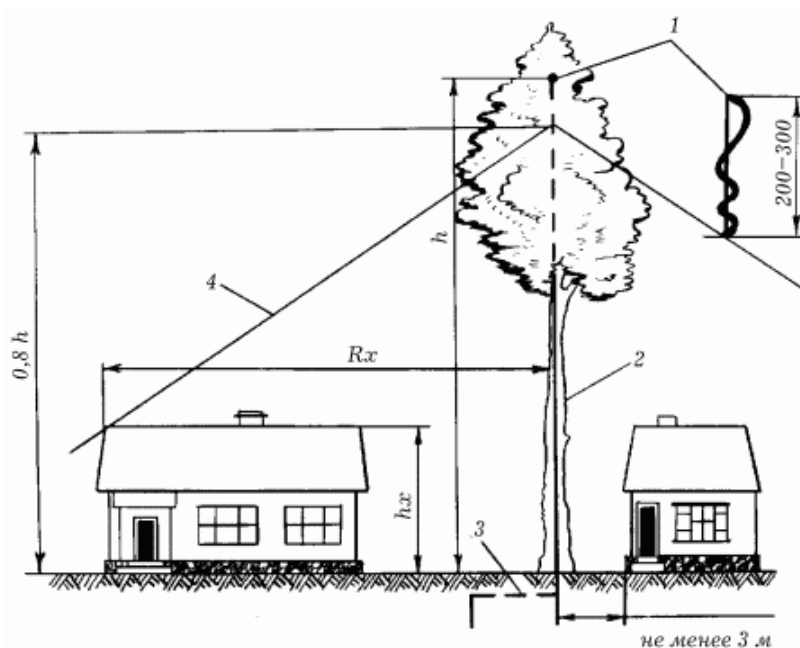


Рис. 1.16. – Молниезащита небольших домов с использованием дерева в качестве несущей конструкции: 1 – молниеприемник; 2 – токоотвод; 3 – заземлитель; 4 – граница зоны защиты молниеотвода; R_x – радиус защиты на высоте h_x

Грозозащитный трос подвешивается над токоведущими проводами и заземляется у каждой опоры.

Обычно делают токопровод из стальных оцинкованных проволочек; сечение его от 50 до 70 мм. Защищенность токопровода зависит от угла защиты: при угле меньше 20° поражение молнией становится маловероятным.

В линиях на металлических опорах с напряжением 110 кВ и выше подвешивают обычно грозотрос по всей длине линии. Пример грозозащитного троса ГОСТ 3064-80 представлен на рисунке 1.19.

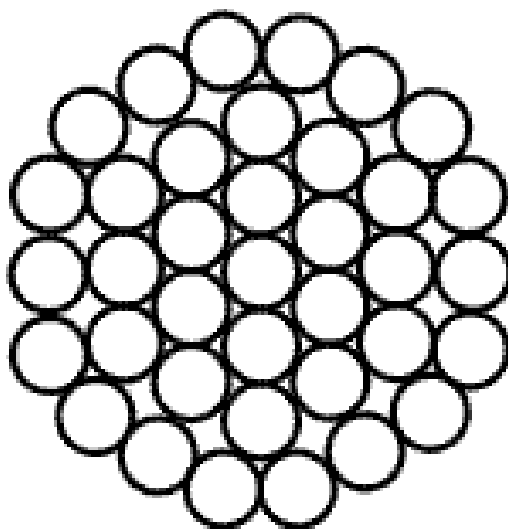


Рисунок 1.19. – Грозотрос ГОСТ 3064-80

Литература

1. ИЕС-1024-1: 1990. Защита сооружений от удара молнии. Часть 1: Общие принципы.
2. ПУЭ (7-е изд., п. 7.1.22)
3. СО 153-34.21.122-2003. Стандарт и инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

УДК 621.311.1

Гололедообразование на проводах воздушных линий

Маковский К.О., Сузин Е.А.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

Воздушной линией электропередачи называется устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях. Воздушные линии (ВЛ) электропередачи проходят в различных климатических районах и в ряде случаев прочность элементов ВЛ оказывается ниже действующих на них реальных нагрузок от ветра и гололеда. При этом нередко сочетание ветра и гололеда приводит к возрастанию нагрузок, действующих на элементы ВЛ в динамическом режиме пляски проводов.

Определение расчетных климатических условий, интенсивности грозовой деятельности и пляски проводов для расчета и выбора конструкций ВЛ должно производиться на основании карт климатического районирования с уточнением по региональным картам и материалам многих наблюдений гидрометеорологических станций и метеопостов управлений гидрометеослужбы и энергосистем за скоростью ветра, интенсивностью и плотностью гололедноизморозевых отложений и температурой воздуха, грозовой деятельностью и пляской проводов в зоне трассы сооружаемой ВЛ.

Расчет ВЛ по нормальному режиму работы необходимо производить для следующих сочетаний климатических условий:

- высшая температура, ветер и гололед отсутствуют;
- низшая температура, ветер и гололед отсутствуют;
- среднегодовая температура, ветер и гололед отсутствуют;
- провода и тросы покрыты гололедом, температура минус 5°С, ветра нет;
- максимальный нормативный скоростной напор ветра, температура минус 5°С, гололед отсутствует;
- провода и тросы покрыты гололедом, температура минус 5°С, скоростной напор ветра 0,25. В районах с толщиной стенки гололеда 15 мм и более скоростной напор ветра при гололеде должен быть не менее 14 даН/м;
- Фактические сочетания скоростных напоров ветра и размеров отложений гололеда на проводах и тросах при температуре минус 5° С в режимах;
- Максимальное отложение гололеда на проводах и тросах и скоростной напор ветра при этом отложении;
- Максимальный скоростной напор ветра и отложения гололеда на проводах и тросах при этом скоростном напоре.

Причиной повышенной уязвимости ВЛ в "проблемных районах", как правило, является несовершенство действовавших норм, не позволивших правильно определить необходимую прочность элементов ВЛ, для которых главными исходными показателями являются климатические условия. В некоторых случаях этому способствовали ошибки проектирования и монтажа ВЛ.

Сигнализатор гололеда настроен на непрерывные измерения нагрузок, действующих на гирлянды изоляторов, а в том случае, когда гололедная нагрузка достигает расчетного максимального порога, дается команда на плавку гололеда.

Установленный в одной точке ВЛ сигнализатор гололеда не дает представления о том, что происходит на соседних участках ВЛ, на которых может происходить гололедообразование другого вида, интенсивности и при другой скорости ветра.

Опасная пляска проводов часто возникает при умеренных гололедных отложениях, но может носить чрезвычайно опасный характер и приводить к разрушению гирлянд изоляторов, линейной арматуры и опор ВЛ.

Анализ аварий показывает, что даже при успешном проведении плавки тяжелого гололеда, ВЛ может выйти из строя из-за динамического удара при сбросе гололеда, который приводит к обрыву гирлянд изоляторов.

Основные подходы к реконструкции участков ВЛ, проходящих в условиях экстремальных гололедно-ветровых нагрузок, так же, как и к проектированию и строительству новых ВЛ в проблемных районах должны быть следующими:

- применение сталеалюминиевых проводов с отношением площадей сечений алюминия к стали равным 1,46 (ранее обозначавшиеся типа АСУС);
- замена промежуточных и анкерно-угловых опор на опоры следующего, более высокого класса напряжения;
- уменьшение вдвое длины пролетов на участках ВЛ подверженным большим гололедно-ветровым нагрузкам путем подстановки дополнительных опор;
- установка внутрифазовых распорок – демпферов;
- установка междуфазовых изолирующих распорок;
- применение гирлянд изоляторов (натяжных и поддерживающих) повышенной прочности и надежности;
- применение специальных конструкций линейной арматуры повышенной износостойкости.

При проектировании новых ВЛ необходимо правильно оценить климатические условия трассы ВЛ. При расчете конструкции ВЛ климатические нагрузки от ветра и гололеда рекомендуется принимать с вероятностью их превышения 0,998 (повторяемость 1 раз в 500 лет).

Литература

1. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1978.
2. Блок В.М. Электрические сети и системы. – М.: Высшая школа, 1986.
3. Совалов С.А. Режимы Единой энергосистемы. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

УДК 621.311 (075.8)

Конструкции компактных линий

Скорина А.Е., Шельпяков К.С.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

В данной работе рассмотрены конструкции компактных линий 220–1150 кВ. Компактными воздушными линиями электропередачи называют ВЛ, в которых провода фаз сближены до минимально допустимых расстояний с учетом технических ограничений. К таким ограничениям относятся: сближение проводов в пролете при возможных перемещениях, связанных с «пляской», сбрасыванием гололеда и несинхронными раскачиваниями; расстояния от проводов до заземленных частей опор; междуфазные расстояния с учетом возможных перенапряжений и условий ограничения коронного разряда. Более расширенное понятие компактных ВЛ предполагает, кроме сближения проводов фаз, специальное расположение относительно друг друга проводов расщепленных фаз, а также увеличение их числа в фазе по сравнению с традиционными ВЛ.

Традиционные конструкции воздушных линий электропередачи высших классов напряжения характеризуются следующими показателями:

- расстояние от проводов всех трех фаз до земли одинаково;
- провода подвешены на поддерживающих гирляндах – одиночных либо сдвоенных, не обеспечивающих фиксированного положения проводов в горизонтальной плоскости в зоне опор;
- число проводов в фазе минимально необходимое по условию ограничения коронного разряда;
- расстояние между соседними проводами в фазе минимальное по условию исключения вибрации проводов под воздействием бокового ветра (0,4 м);
- конструкции опор двухстоечные с прямыми траверсами порталного или V-образного типа (рисунок 1).

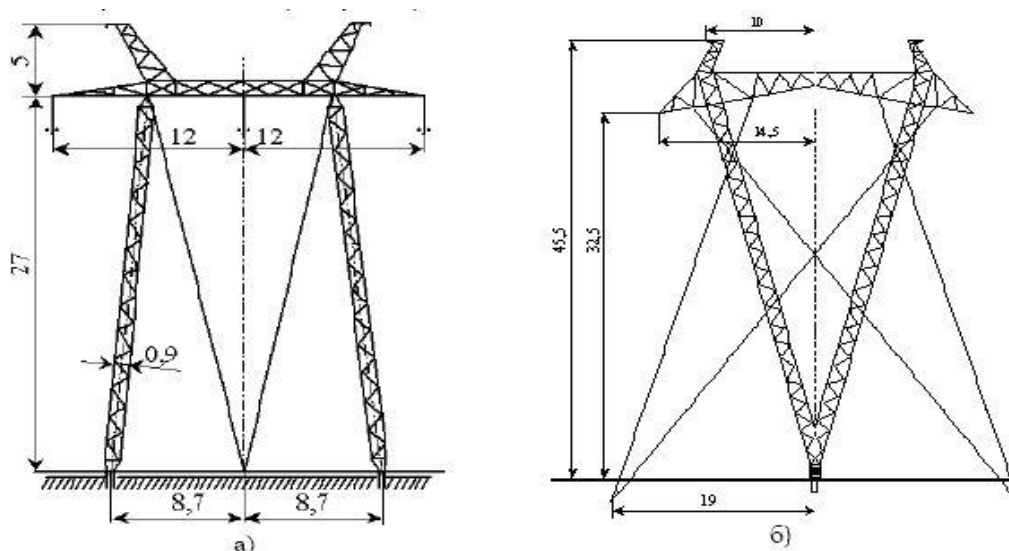


Рис. 1. Двухстоечные опоры воздушных линий традиционного исполнения: а – порталного типа 500 кВ; б – V – образная 750 кВ

Треугольное расположение фаз линии создает ряд дополнительных преимуществ, кроме уменьшения поперечных габаритов линии.

– Оно позволяет обеспечить симметрию электрических параметров линии и практически отказаться от транспозиции проводов. При этом значительно повышается натуральная мощность линии при той же конструкции проводов за счет более эффективного использования их поверхности.

– Оно позволяет значительно уменьшить размеры фаз при обеспечении максимальной пропускной способности.

– Оно позволяет уменьшить угол молниезащиты вплоть до нуля без особых усложнений конструкции опор и тем самым существенно повысить уровень грозоупорности линии.

– При этом симметрия электрических параметров трех фаз линий обеспечивается при вполне определенном увеличении высоты средней фазы по отношению к высоте крайних фаз.

С учетом изложенного для одноцепных линий сверхвысокого напряжения оптимальной является конструкция компактных опор, аналогичная конструкции опор традиционного исполнения типа «Кошка», при V-образной подвеске проводов всех трех фаз (рисунок 2).

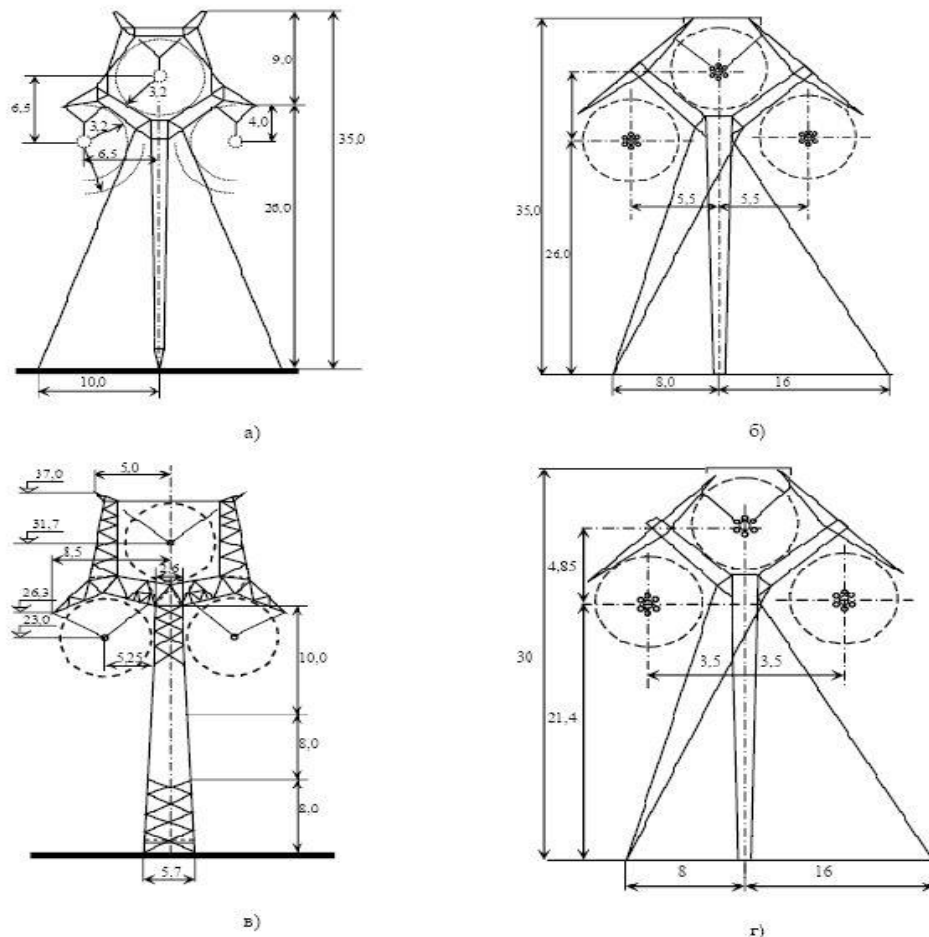


Рис. 2. Промежуточные одностоечные опоры на оттяжках (а, б) и свободная (в) для одноцепных линий 500 кВ: а – с вертикальными поддерживающими гирляндами; б, в – с V-образной подвеской трех фаз; г – опора 220 кВ.

При этом обеспечивается симметрия параметров линии, а габариты линии оказываются значительно меньше, чем при прямой траверсе, когда расстояние между

крайними фазами первой линии 1150 кВ оказалось равным 46 м. Значительно уменьшается и масса опор из-за сокращения их габаритов.

Компактную ВЛ можно создать за счет сближения проводов фаз в пролете с помощью стяжек из электроизоляционных материалов (например, стержневых полимерных изоляторов), устанавливаемых в пролетах. При этом расстояния между фазами на опорах не изменяются.

Другой путь создания компактных ВЛ – использование опор «охватывающего» типа, позволяющих располагать провода фаз по одну сторону от стойки опоры. При этом ВЛ могут выполняться с горизонтальным расположением фаз, с приподнятой либо опущенной средней фазой. Для сравнения укажем, что на ВЛ традиционных конструкций расстояния между фазами обычно принимаются: при напряжении 330 кВ – 8,4 м; 500 кВ – 12 м; 750 кВ – 13,5... 19,5 м. На опорах «охватывающего» типа при напряжении 330 кВ – 5,5...6,0 м; 500 кВ – 7,5...7,8 м; 750 кВ – 9,0... 10,0 м.

Следующая группа компактных ВЛ связана с применением расщепленных фаз нетрадиционной конфигурации. Они характеризуются тем, что расстояния между фазами уменьшены до предельно допустимых значений, а между проводами внутри фазы – увеличены, причем провода одной и той же фазы расположены определенным образом. Некоторые конструкции предполагают расщепление части фаз на две полуфазы.

К компактным линиям относятся также двух- или многоцепные ВЛ с фазовым сдвигом между двумя системами трехфазных напряжений, приложенных к разным цепям. В них фазы попарно сближаются до минимально допустимых расстояний, по одной от каждой цепи. Варианты взаимного расположения проводов фаз разных цепей показаны на рисунке 3, а примеры размещения проводов фаз на опорах – на рисунке 4.

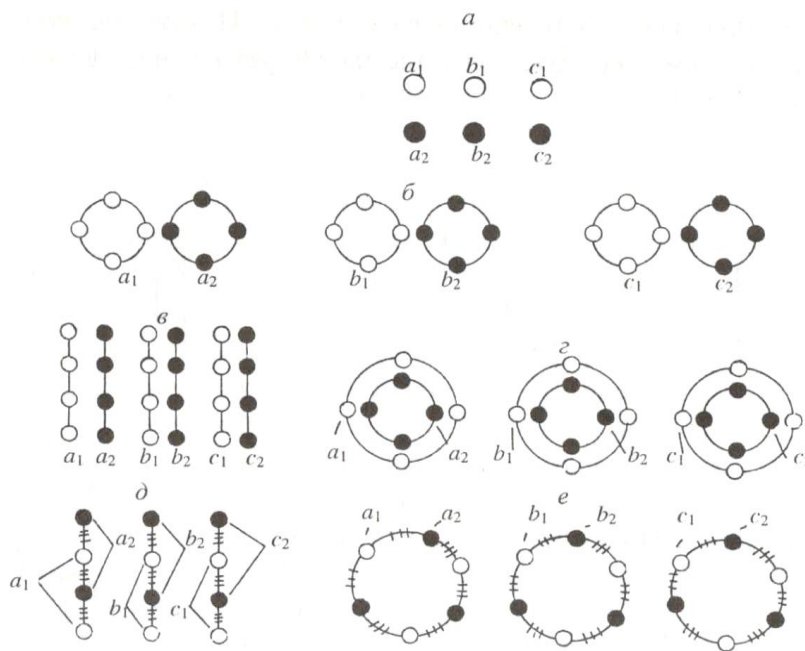


Рис. 3. Схемы расположения проводов фаз линий с фазовым сдвигом: а – с нерасщепленными фазами; б – с расщепленными фазами традиционным способом; в – с расщепленными плоскими фазами; г – с коаксиальными фазами; д – с однорядным расположением проводов в фазе; е – с контурным расположением проводов в фазе

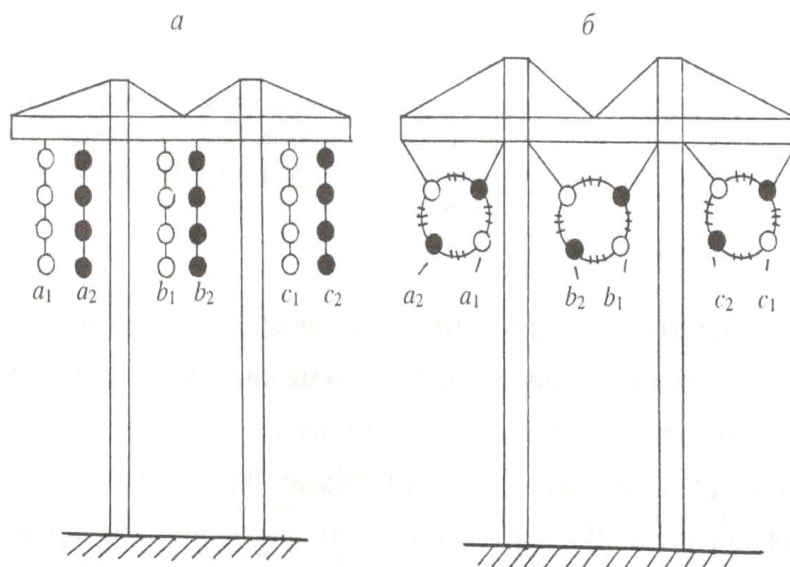


Рис. 4. Схематическое расположение проводов на опорах компактных ВЛ: а – по рисунку 3в; б – по рисунку 3е

Компактная ВЛ характеризуется уменьшенной, по сравнению с традиционными конструкциями, индуктивностью, повышенной емкостью и, как следствие, сниженным волновым сопротивлением и повышенной натуральной мощностью.

Литература

1. Электропередачи 1150 кВ: Сб. статей. В 2 ч./ Под ред. Г.А. Илларионова и В.С. Ляшенко. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 325 с.
2. Александров Г.Н. Воздушные линии повышенной пропускной способности // Электричество. – 1981. – № 7. – С. 1–6.
3. Александров Г.Н. Оптимизация конструкции воздушных линий электропередачи повышенной пропускной способности // Электричество. – 1991. – № 1. – С. 1–9.
4. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения / Г.Н. Александров, А.В. Горелов, В.В. Ершевич и др.; Под ред. Г.Н. Александрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1993. – 560 с.
5. Александров Г.Н. Передача электрической энергии переменным током. 2-е изд. – М.: Знак, 1998. – 271 с.

УДК 621.31(075.8)

Системы контроля гололедообразования

Моисеенко П.А., Коротченя В.И.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

Образование гололеда на проводах и тросах линий электропередачи (ВЛ) может явиться причиной тяжелых аварий, связанных с короткими замыканиями, обрывами проводов и тросов и даже поломкой траверс и опор. Восстановление линий, поврежденных гололедом, требует больших затрат средств и времени. Эффективным способом обеспечения надежной работы ВЛ в гололедных районах является плавка гололеда электрическим током, которая позволяет в короткое время (0,5-1 ч) удалить гололед с десятков километров линий.

Воздушные линии сооружаются в открытой местности и поэтому подвергаются различным атмосферным воздействиям. Гололедно-изморозевые образования - под таким общим названием подразумевается образования из гололеда и изморози твердых атмосферных осадков, к числу которых относятся иней, кристаллическая изморозь, зернистая изморозь, гололед и смешанное образование гололеда и изморози, а так же мокрый снег.

Классификация гололедно-изморозевых явлений представлена в таблице 1.

Таблица 1– Классификация гололедно-изморозевых явлений

Явление погоды	Категория явления		
	Слабое	Умеренное	Опасное
Гололед	Толщина отложения 5 мм и менее	Толщина отложения 6-19 мм	Толщина отложения 20 мм и более
Изморозь	Толщина отложения до 50 мм	Толщина отложения более 50 мм	-
Налипание мокрого снега	Толщина отложения до 10 мм	Толщина отложения 11-34 мм	Толщина отложения 35 мм и более

Автоматизированная информационная система контроля гололедной нагрузки (АИСКГН) предназначена для раннего обнаружения гололедо-образования на воздушных линиях электропередач посредством контроля изменения нагрузки на проводах ВЛ и контроля метеопараметров (температуры, влажности, направления и скорости ветра) в месте установки пункта контроля. Дополнительно АИСКГН позволяет контролировать температуру проводов, а также обеспечивать получение фото и видеоизображения с установленных на опоре видеокамер.

Состав пункта контроля системы АИСКГН:

– микропроцессорный линейный преобразователь МЛП-004 – обеспечивает опрос параметров, контролируемых подключенными к нему датчиками, по запросу или в автономном режиме с установленной периодичностью и передачу их в пункт приема по каналу передачи информации;

– датчик-преобразователь – обеспечивает контроль силы воздействия на датчик нагрузки (растяжения), преобразует полученное значение в физическую величину веса и выдает ответ на МЛП-004;

– датчик-преобразователь температуры и влажности – обеспечивает контроль параметров температуры и влажности, преобразует полученные значения в физические величины температуры и влажности и выдает на МЛП-004;

- датчик-преобразователь направления и скорости ветра;
- датчик контроля температуры провода.

Структура технических средств системы раннего обнаружения гололедно-изморозевых образований включает в себя технические средства информационно-контролирующей системы и системы передачи данных диспетчерскому пункту (рисунок 1).

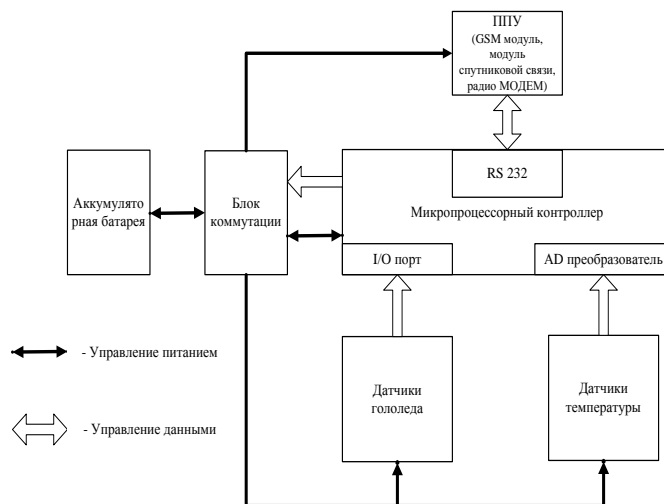


Рисунок 1 – Блок-схема системы

Основные виды систем обнаружения гололедно-изморозевых образований и их характеристики представлены на рисунке 2.

Наименование сигнализатора, системы сигнализации	Разработчик	Тип информации	Область применения	Датчик гололеда	Система передачи сигнала	Источник питания КП	Количество датчиков гололеда в комплекте СГ
Система непрерывного телеконтроля гололедной и ветровой нагрузок проводов ВЛ 110-330 кВ (СТГН)	ЭСП, ВНИИЭ	I, II, III	ВЛ 110-330 кВ	БДГ-2, БДГ-6	ВЧ-канал связи	Устройство отбора мощности	4
Сигнализатор "ИНГА"	ВНИИЭ	II, III	ВЛ 110 кВ и выше	Динамометрического типа	ВЧ-канал связи	Не требуется	7
Система телесигнализации о гололедообразовании на промышленной частоте	ЮО ЭСП	III	ВЛ 35-330 кВ с тросами	БДГ-2, БДГ-6	Грозозащитный трос (для передачи сигнала частотой 50 Гц)	Не требуется	
Сигнализатор СПГ-1, СПГ-2	МИИС П	I, II	ВЛ 6-35 кВ	Гигристор	Устройство телесигнализации УТС-2	Устройство отбора мощности	1
Сигнализатор УТС-10	МИИС П	III	ВЛ 6-10 кВ	ДГР-1	Земля (передача токов нулевой последовательности)	Устройство отбора мощности	16

Рисунок 2 – Виды систем контроля гололедообразования

Сигнализаторы гололеда могут передавать информацию об интенсивности нарастания гололеда, температуре воздуха, скорости и направления ветра, влажности воздуха, а также могут быть использованы для контроля окончания плавки гололеда.

Сигнализаторы гололеда могут выдавать информацию трех типов. Первый тип (I) – о возможности появления гололеда (по характерному сочетанию температуры воздуха, скорости ветра и влажности). Второй тип(II) – о наличии гололеда без указания его размеров и веса. И последний третий тип (III) – о весе гололеда на проводах и интенсивности его нарастания. Информация III типа может поступать в дискретном виде с выдачей одного или нескольких сигналов или с непрерывной выдачей данных.

Контролируемые пункты размещаются в местах наибольших гололедных нагрузок на трассе ВЛ, которые наблюдаются, как правило, на возвышенных участках, а также на отдаленных участках ВЛ, где затруднен визуальный осмотр линии.

В данной работе был исследован процесс гололедообразования на воздушных линиях электропередач как объект контроля, выделены признаки, позволяющие идентифицировать наличие гололеда.

Произведен анализ существующих систем обнаружения гололедно-изморозевых образований на проводах и тросах линий электропередач. Определены структура и принципы работы технических средств системы обнаружения гололедообразования. Составлена подробная принципиальная схема работы данной системы. Сформулированы требования, предъявляемые к системе раннего обнаружения гололедно-изморозевых образований на контактной сети, в соответствии с поставленными целями.

УДК

Средства защиты от перенапряжений в сетях до 1 кВ

Пашкович Н.П., Потачиц Я.В.

Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

Внезапные повышения напряжения до значений, опасных для изоляции электроустановки, называются перенапряжениями. По своему происхождению перенапряжения бывают двух видов: внешние (атмосферные) и внутренние (коммутационные).

Атмосферные перенапряжения возникают при прямых ударах молнии в электроустановку или наводятся (индуцируются) в линиях при ударах молний вблизи от них. Внутренние перенапряжения возникают при резких изменениях режима работы электроустановки, например, при отключении ненагруженных линий, отключении тока холостого хода трансформаторов, замыкании фазы в сети с изолированной нейтралью на землю, резонансных, феррорезонансных явлениях и др.

Система внутренней молниезащиты для электропитающей сети до 1000 В, состоящая из разного типа устройств защиты от импульсных перенапряжений, должна быть способна осуществить отвод грозовых токов или их большей части без повреждения самих защитных устройств. Для определения величины тока, проходящего через УЗИП первой ступени защиты в случае прямого удара молнии в здание, защищённое системой внешней молниезащиты, рекомендуется исходить из конфигурации системы заземления и уравнивания потенциалов здания, а также подведенных к нему коммуникаций (трубопроводов, электропитающих кабелей, кабелей связи и передачи информации и др.). На рисунке 1 приводится классический пример распределения грозового тока в объекте, подвергнутом прямому удару молнии (МЭК 61024-1-1; МЭК 61643-12).

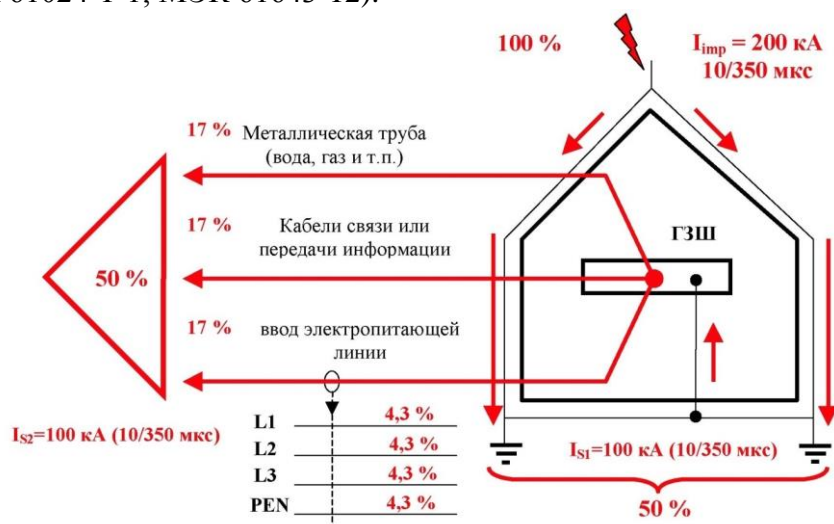


Рис. 1

Очень часто при эксплуатации телекоммуникационных и информационных систем, электронных приборов, систем автоматики и телемеханики приходится сталкиваться с отрицательным влиянием перенапряжений. Основными причинами низкой устойчивости современного оборудования к импульсным перенапряжениям являются:

- возросшая степень интеграции элементов на кристаллах интегральных схем, что приводит к уменьшению напряжения пробоя изоляционных промежутков и уменьшению энергии, достаточной для повреждения элемента БИС;

- уменьшение напряжения питания полупроводниковых приборов и уровня сигналов внутри электронных схем;
- применение импульсных выпрямителей с безтрансформаторным входом.

Возникновение импульсных перенапряжений в электропитающих сетях может привести не только к выходу из строя выпрямителей, электрических кабелей, распределительных щитов, но и к повреждению питаемого оборудования и сбоям в его работе. Согласно статистическим данным случаи повреждения сложной электронной техники из-за выбросов напряжения в распределительных сетях 220/380 В удваиваются каждые три-четыре года. Всё это вызывает повышение требований к защищенности электропитающих установок (ЭПУ) объектов и сооружений связи.

Одной из серьезных проблем в процессе организации защиты оборудования и объекта связи в целом от грозовых и коммутационных перенапряжений является то, что нормативная база в этой области до настоящего времени разработана недостаточно. Существующие нормативные документы либо содержат в себе устаревшие, не соответствующие современным условиям требования, либо рассматривают их частично, в то время как решение данного вопроса требует комплексного подхода. Некоторые документы в данный момент находятся в стадии разработки и есть надежда, что они вскоре выйдут в свет. В их основу положены основные стандарты и рекомендации Международной Электротехнической Комиссии (МЭК).

Наиболее продуманным и отвечающим современным требованиям документом в области защиты от импульсных грозовых перенапряжений в настоящее время является разработанная МЭК **зоновая концепция защиты**.

Основные ее положения приведены в стандартах IEC-1024-1 (1990-03) "Защита сооружений от удара молний. Часть 1. Общие принципы" и IEC-1312-1 (1995-02) "Защита от электромагнитного импульса молнии. Часть 1. Общие принципы". Суть данной концепции заключается в том, что объект, подлежащий молниезащите (защите от перенапряжений), разбивается на три условных зоны. Предусматривается последовательное снижение уровня перенапряжений от зоны 0 к зоне 1 и далее к зоне 2, в которой устанавливается оборудование. Границей зоны 0 и зоны 1 служит внешний контур заземления и стены здания. Для систем электропитания границей этих зон является вводный щит здания. Границей зон 1 и 2, как правило, является токораспределительный щит.

Зона 0_A: Зона внешней среды объекта, все точки которой могут подвергаться воздействию прямого удара молнии (иметь непосредственный контакт с каналом молнии) и возникающего при этом электромагнитного поля.

Зона 0_B: Зона внешней среды объекта, точки которой не подвергаются воздействию прямого удара молнии (ПУМ), так как находятся в пространстве, защищенном системой внешней молниезащиты. Однако в данной зоне имеется воздействие неослабленного электромагнитного поля.

Зона 1: Внутренняя зона объекта, точки которой не подвергаются воздействию прямого удара молнии. В этой зоне токи во всех токопроводящих частях имеют значительно меньшее значение по сравнению с зонами 0_A и 0_B. Электромагнитное поле также снижено по сравнению с зонами 0_A и 0_B за счет экранирующих свойств строительных конструкций.

Последующие зоны (Зона 2, и т.д.). Если требуется дальнейшее снижение разрядных токов или электромагнитного поля в местах размещения чувствительного оборудования, то необходимо проектировать так называемые последующие зоны. Критерий для этих зон определяется соответственно общими требованиями по ограничению внешних воздействий, влияющих на защищаемую систему. Имеет место общее правило, по которому с увеличением номера защитной зоны уменьшаются влияние электромагнитного поля и грозового тока. На границах раздела отдельных зон

необходимо обеспечить защитное последовательное соединение всех металлических частей, с обеспечением их периодического контроля.

Примечание: Способы образования связей на границах разделов между зонами, принципы размещения оборудования, обеспечения его экранирования, методы расчетов приведены в стандарте IEC 62305-4 «Защита от удара молнии. Часть 4. Электрические и электронные системы внутри сооружений». На распределение энергии электромагнитных полей внутри объекта оказывают влияние различные элементы строительных конструкций такие как: отверстия или щели (например, окна, двери) обшивки из листовой стали (водосточные трубы, карнизы), а также места ввода-вывода кабелей электропитания, связи и других коммуникаций.

На рисунке 8 приводится пример разделения защищаемого объекта на несколько зон. Кабели электропитания, связи и другие металлические коммуникации должны входить в защитную Зону 1 в одной точке и своими экранированными оболочками или металлическими частями подключаться к главной заземляющей шине на границе раздела Зон 0_A - 0_B и Зоны 1.

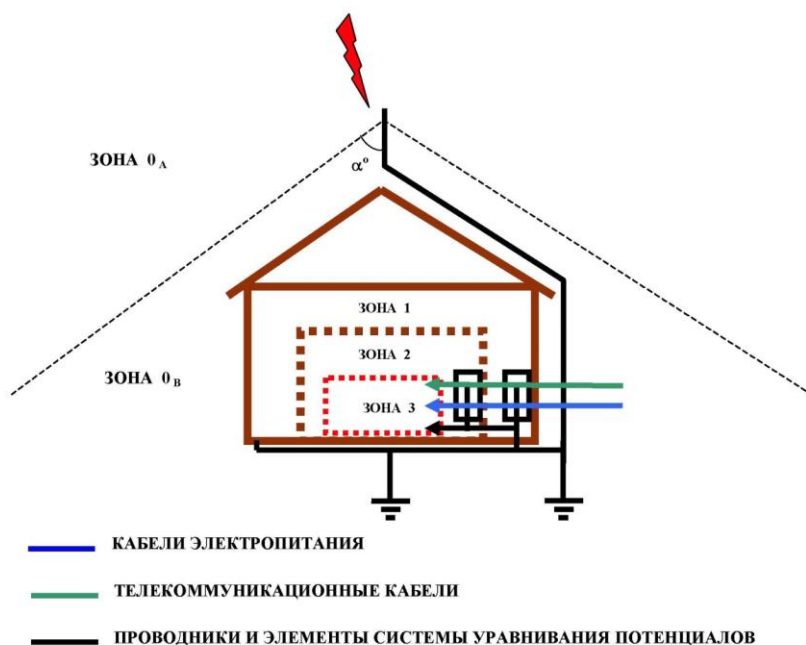


Рис. 2

Описанное выше разделение объекта на условные зоны позволяет на практике эффективно решать вопросы защиты электропитающих сетей до 1000 В, а также линий связи, передачи данных, компьютерных сетей и других коммуникаций, входящих в объект, с помощью применения различного типа устройств защиты от импульсных перенапряжений (или так называемой внутренней системой молниезащиты).

Для гарантированной защиты объекта от перенапряжений, возникающих при стекании токов молнии на заземляющее устройство или при «приходе» волны перенапряжения по питающей сети (в случае далекого удара молнии), «Зоной концепцией защиты» предусмотрена трехступенчатая схема включения защитных устройств. Большое значение имеют экранирующие свойства зданий и сооружений, длины и направления кабельных трасс, взаимное расположение оборудования и, в первую очередь, правильно выполненные системы заземления и выравнивания потенциалов. Таким образом, в ходе проектирования, монтажа и эксплуатации объекта связи при решении проблем защиты от импульсных перенапряжений нельзя

рассматривать различные типы оборудования, различные системы и коммуникации отдельно друг от друга.

Зарубежный опыт показывает, что без применения специальных защитных устройств (ограничителей перенапряжения) невозможна надёжная эксплуатация устройств электропитания. Стоимость проведения минимально необходимых мер по защите в десятки и сотни раз меньше, чем возможный ущерб от выхода оборудования из строя и нарушения нормальной работы объекта.

Литература

1. Кумар Уикрамасингх // В мире науки. – 1989. – № 12. – С. 62–71.
2. Диденко И.А., Либенсон М.Н. // Опт. Вестн. – 1992. – № 5/6. – С. 1–2.
3. Либенсон М.Н. Поверхностные электромагнитные волны в оптике // Соросовский Образовательный Журнал. – 1996. – № 11. – С. 103–110.
4. Жданов Г.С., Либенсон М.Н., Марциновский Г.А. Оптика внутри дифракционного предела // УФН. – 1998. – Т. 168, №7. – С. 801–804.

УДК 621.316.35

Компьютерная программа расчета электродинамической стойкости шинных конструкций комплектных распределительных устройств

Потащич Я.В.

Научные руководители – ДЕРЮГИНА Е.А., КЛИМКОВИЧ П.И.

Составной частью проектных и конструкторских работ для комплектного распределительного устройства (КРУ) 10 кВ является обеспечение электродинамической стойкости их шинных конструкций при токах короткого замыкания (КЗ). Токоведущие части современных КРУ имеют нестандартную конструкцию – шины расположены в вершинах произвольного треугольника, для которого в ГОСТ 30323-95 [1] отсутствуют расчетные фазы включения тока и соответственно коэффициенты расположения. При расчете указанной шинной конструкции на электродинамическую стойкость необходимо знать не только максимальные значения проекций электродинамических усилий (ЭДУ) или их равнодействующих, но и максимальные напряжения в материале шин, вызванные воздействием ЭДУ. Условия максимума для напряжения в материале шин прямоугольной формы не совпадают с условиями максимума ни для проекции ЭДУ ни для равнодействующих, так как напряжение в материале шин зависит еще и от соотношения моментов сопротивления поперечного сечения шины относительно ее главных осей инерции. При косом изгибе шин прямоугольного сечения всегда имеются точки, в которых силы разных знаков вызывают напряжения одного знака.

В пакетной шине КРУ на взаимодействие проводников фаз накладывается взаимодействие шин внутри пакета

$$|\sigma_{\Sigma}| = |\sigma_{\phi}| + |\sigma_{эл}|, \quad (1)$$

где σ_{Σ} – суммарное напряжение в материале шин;

σ_{ϕ} – напряжение, вызванное взаимодействием фаз;

$\sigma_{эл}$ – напряжение, вызванное взаимодействием элементов пакета.

При практических расчетах выражение (1) не исследуется на максимум, то есть не учитывается фазовый сдвиг σ_{ϕ} и $\sigma_{эл}$, что приводит к завышенным результатам.

В шинной конструкции, фазы которых расположены по вершинам треугольника, ЭДУ изменяют во времени свое направление в пространстве, оставаясь перпендикулярными осям шин. Для их расчета могут быть использованы как явные, так и численные методы расчета.

Для сборных шин распределительного устройства, расположенных параллельно друг другу в вершинах произвольного треугольника, пригоден метод расчета ЭДУ в системе параллельных бесконечно длинных и тонких проводников.

В отличие от случая параллельных проводников, лежащих в одной плоскости, при их пространственном расположении ЭДУ изменяются во времени как по величине, так и направлению и составляющие ЭДУ складываются геометрически. Изоляторы при этом подвергаются различным видам деформации – растяжению, сжатию и изгибу. Поскольку прочность изоляторов для различных видов деформации неодинаковая, то при расчете недостаточно определить максимум ЭДУ, а необходимо знать и его направление. При их определении используются формулы вычисления ЭДУ для двух параллельных проводников, которые затем суммируются геометрически в соответствии со схемой расположения проводников фаз (рисунок 1). Основная глобальная система координат, характеризующая взаимное положение изоляторов и шин, располагается в точке крепления изоляторов, а положение шин задается другой системой координат,

повернутой относительно основной на соответствующие углы, при которых одна из осей параллельна шинам, а другая – перпендикулярна к ним.

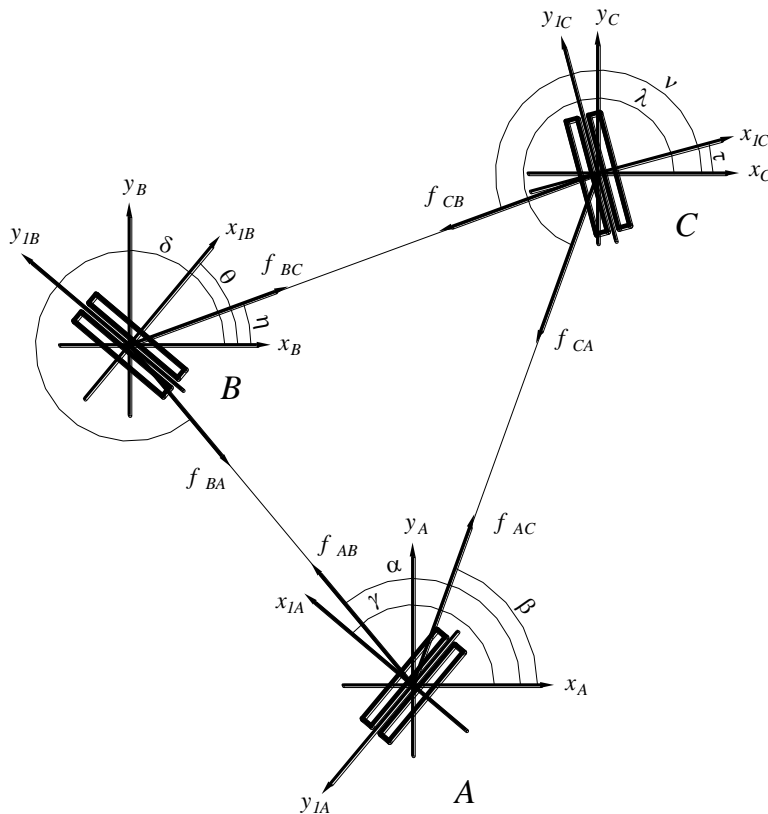


Рис. 1

С учетом выражений для токов КЗ выражение для определения касательных и нормальных к шинам электродинамических усилий для фазы A (рисунок 1) имеет вид:

$$f_{AX_1} = 2 \cdot 10^{-7} I_m^2 \left[\sin(\omega t + \psi) - e^{-\beta} \sin \psi \right] \times \\ \times \left\{ \frac{\cos(\alpha - \gamma)}{d_{AB}} \left[\sin\left(\omega t + \psi - \frac{2}{3} \pi\right) - e^{-\beta} \sin\left(\psi - \frac{2}{3} \pi\right) \right] + \right. \\ \left. + \frac{\cos(\beta - \gamma)}{d_{AC}} \left[\sin\left(\omega t + \psi + \frac{2}{3} \pi\right) - e^{-\beta} \sin\left(\psi + \frac{2}{3} \pi\right) \right] \right\},$$

где I_m – амплитуда периодической составляющей тока КЗ;

ω – угловая частота вращения вектора переменного напряжения;

ψ – фаза включения тока КЗ;

$\beta = \frac{1}{T_a}$ – показатель затухания аperiodической составляющей тока КЗ;

d_{AB} и d_{AC} – междуфазные расстояния.

Для выбора расчетных условий КЗ выражения для ЭДУ исследуются на максимум. Определение максимальных ЭДУ, а также соответствующих им текущего времени и угла включения КЗ, для расчета электродинамической стойкости жесткой ошиновки с расположением шин в вершинах произвольного треугольника выполняется методом циклической прогонки по расчетному времени процесса КЗ и фазе включения

КЗ. На каждом шаге вычисления производим выбор максимальных значений, а также фиксирование соответствующих им времени и угла включения КЗ.

На основании представленного явного метода расчета электродинамических усилий шинных конструкций, расположенных в вершинах произвольного треугольника, составлена компьютерная программа (КП). Блок-схема КП представлена на рисунке 2. Программа позволяет рассчитать электродинамические усилия при трехфазном КЗ между жесткими токоведущими частями.

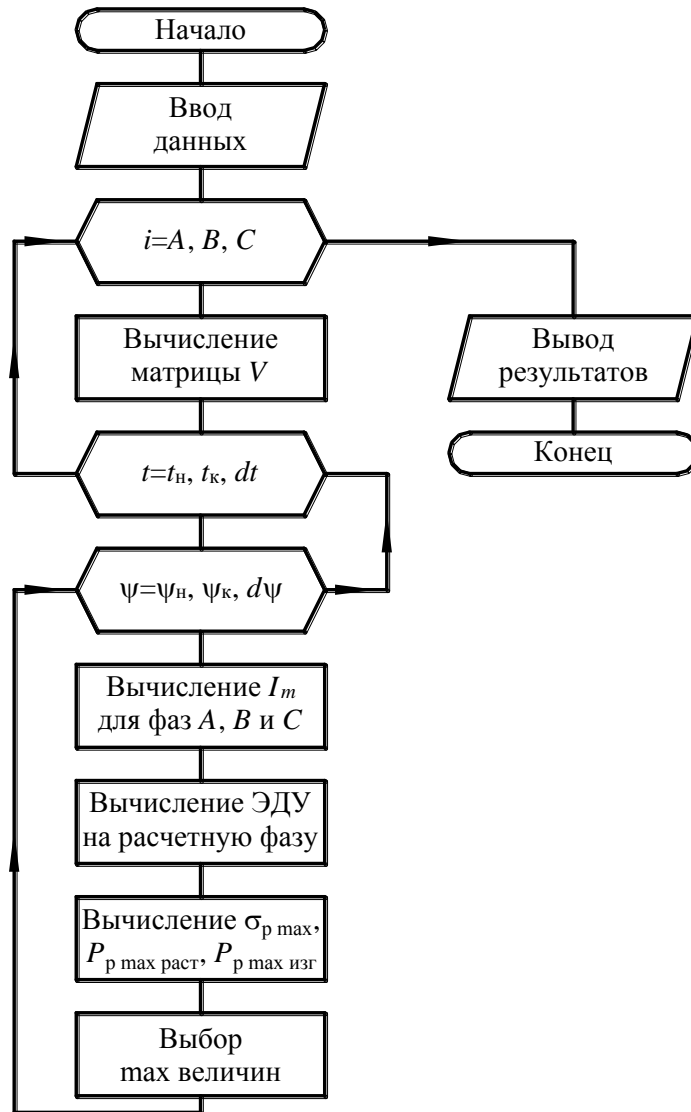


Рис. 2.

Задание геометрии ошиновки может быть осуществлено как вводом координат центров шин и точек ориентации их пространственного расположения, так и клавишами-движками клавиатуры. Рассматривая случай металлического трехфазного короткого замыкания, производится вычисление электродинамических усилий на все фазы ошиновки с построением векторов усилий. В КП учет ферромагнитных масс не производится. При циклическом просчете от начального до конечного углов включения выстраивается огибающий годограф векторов электродинамических усилий. Для наглядности и отображения динамики процесса построение векторов сопровождается демонстрацией изменения уровней фазных токов короткого замыкания (рисунок 3).

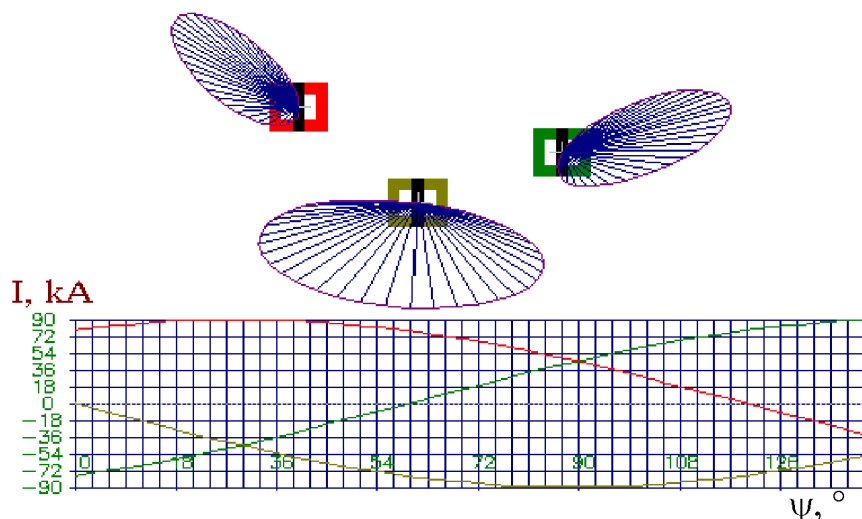


Рис. 3. Построение векторов электродинамических усилий

Разработанный явный метод и КП расчета электродинамических усилий могут быть использованы в практике конструкторских работ по разработке шинных конструкций с произвольным расположением шин и изоляторов.

Литература

1. ГОСТ 30323–95. Короткие замыкания в электроустановках: Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания. Введен в действие с 01.03.1999. – 57 с.
2. Стрелюк М.И. Электродинамические усилия в токоведущих конструкциях электрических станций и подстанций / Диссертация на соискание ученой степени д-ра техн. наук. (05.14.02 Электрические станции (электрическая часть), сети и системы и управление ими). – Минск, 1984. – 409 с.
3. Кудрявцев Е.П., Долин А.П. Расчет жесткой ошиновки распределительных устройств. – М.: Энергия, 1981. – 96 с.

УДК

Вопросы ядерной безопасности

Сапожникова А.Г., Потачиц Я.В.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

В апреле 1986 г. произошла авария четвертого энергоблока Чернобыльской АЭС, в результате которой радиоактивные осадки распространились на значительной части территории европейского континента. Произошедшая катастрофа вызвала серьезную озабоченность общественности относительно потенциальных рисков при эксплуатации технически слабых и устаревших атомных станций в Центральной Европе и в тогда еще республиках Советского Союза. Трагедия заставила многие государства в Европе и по всему миру искать пути сотрудничества и объединения усилий, чтобы предотвратить повторение того, что случилось в Чернобыле.

В этом контексте в 1992 г. на саммите стран «большой семерки» в Мюнхене международным сообществом была принята стратегия ядерной безопасности. Реакторы советского типа были классифицированы по двум категориям: те, которые могут быть модернизированы, и те, чья модернизация невозможна, и которые, следовательно, должны быть закрыты. Кроме стратегии, принятой «большой семеркой», классификация реакторов советского типа в зависимости от серьезности проблем, которые они могут вызвать, по четырем категориям была проведена Международным агентством по атомной энергии.

В работе находится значительное количество используемых в гражданских целях реакторов. По текущим данным: эксплуатируется 66 реакторов советского типа, из которых 21 находится в Центральной Европе, 45 в ННГ. Из этого количества 35 реакторов (13 в Центральной Европе и 22 в ННГ) подлежат серьезной модернизации;

Расходы на модернизацию или вывод реактора из работы составляют огромные суммы;

Международное сообщество обладает скромными ресурсами по сравнению с масштабом проблемы. Например, на период 1991–1998 гг. у Еврокомиссии в рамках программ Фаре и Тасис была возможность выделить на мероприятия по ядерной безопасности всего 838 млн. евро (из которых 181 млн. в рамках Фаре, а 657 млн. в рамках Тасис);

Атомная энергия является важным источником энергообеспечения для ряда стран Центральной Европы и некоторых ННГ. Например, в Литве доля атомной энергии в производстве электроэнергии составляет 85 %, в Украине – 44 %, в Болгарии – 40 %. Некоторые страны экспортируют часть произведенного таким образом электричества. Требуется значительные ресурсы для того, чтобы заместить данный источник энергии, где это необходимо;

Первоначально существовал дефицит информации о состоянии реакторов и соответствующей правовой базе в странах Центральной Европы и ННГ. Поэтому на начальных этапах международного сотрудничества проводилось много исследований;

Существовали значительные различия во мнениях, высказываемых экспертами стран «большой семерки», Центральной Европы и ННГ, например, относительно качества технологий, используемых в реакторах советского типа, а также относительно безопасности. За последние восемь лет с появлением новой информации различия несколько уменьшились, хотя по некоторым вопросам серьезные разногласия все еще существуют;

Атомные станции, которые были модернизированы или остановлены, расположены на территории независимых суверенных государств и принадлежат им. У правительств этих стран есть своя политика относительно управления экономикой,

энергетической отраслью и, в особенности, в вопросе модернизации и закрытия реакторов, расположенных на их территориях.

Система ядерной безопасности белорусской АЭС будет формироваться на всех этапах ее строительства и эксплуатации. Об этом заявил сегодня журналистам, отвечая на вопрос, министр по чрезвычайным ситуациям Беларуси Энвер Бариев.

Он напомнил, что в Беларуси создан департамент по ядерной и радиационной безопасности. Его основными задачами являются координация деятельности различных структур в сфере ядерной безопасности, а также госнадзор. В то же время формирование системы безопасности будет проходить на всех этапах: при выборе площадки, проектировании, строительстве, вводе и эксплуатации.

Энвер Бариев добавил, что к вопросам безопасности относится и выбор реактора. Для белорусской АЭС это будет реактор третьего поколения, который учитывает самые передовые разработки, в том числе и по безопасности.

Как отметил белорусский правитель, постоянно растущие цены на энергоресурсы и истощение мировых природных запасов "настойчиво заставляют нас искать новые оптимальные варианты развития нашей энергетики". "На последних переговорах с президентом России мы впервые обсуждали проблему дефицита углеводородного сырья в самой России. Мы можем оказаться перед фактом, когда Россия при желании не сможет поставить нам энергоресурсы", – сказал он.

В этой связи, по его словам, "сегодня мы должны принять решение по стратегически важному направлению – развитию белорусской атомной энергетики". "Здесь нам надо четко определиться: будем ли мы строить в Беларуси атомную электростанцию. Если будем, то где, в каком регионе страны, в какие сроки, по каким проектам и за счет каких источников финансирования", – сказал А. Лукашенко. Он напомнил о своем поручении правительству и ряду ведомств рассмотреть возможности строительства АЭС с целью диверсификации поставок энергоносителей.

А. Лукашенко заявил, что на сегодняшний день доля импортных энергоресурсов в общем объеме их потребления в Беларуси составляет около 85 %, что является "реальной причиной нашей зависимости от внешних поставок". Для преодоления этой зависимости, отметил А.Лукашенко, белорусские ученые на общем собрании Национальной академии наук "единогласно приняли постановление о необходимости строительства атомной электростанции в стране и приступить к подготовительным работам, начиная с этого года".

Литература

1. Климов А.Н. Ядерная физика и ядерные реакторы. – М.: Атомиздат, 1985.
2. Яворский Б.М., Детлаф А.А. Справочник по физике. – М.: Наука, 1974.
3. Новиков В. М. Жидкосольевые ядерные реакторы. – М.: Атомиздат, 1978.
4. Ионайтис Р.Р. Нетрадиционные средства управления ядерными реакторами. – М.: МГТУ, 1992.

УДК 621.314

Источники постоянного оперативного тока

Рожков А.Ю., Сазанович А.А.

Научный руководитель – ГУРЬЯНЧИК О.А.

На электростанции применяются многочисленные вспомогательные электрические устройства и механизмы, служащие для управления, регулирования режима работы, сигнализации, релейной защиты и автоматики.

Все эти оперативные устройства и механизмы питаются энергией от специальных источников, которые называются источниками оперативного тока.

Соответствующие электрические цепи, питающие названные устройства и механизмы, называют оперативными цепями, а схемы питания – схемами оперативного тока. Оперативные цепи и их источники должны быть надёжны, так как нарушение их работы может приводить к отказам и серьёзным авариям в электроустановках.

Различают независимые и зависимые источники оперативного тока. Работа первых не зависит, а работа вторых зависит от режима работы и состояния первичных цепей электроустановки.

Независимыми источниками оперативного тока являются аккумуляторные батареи, дизель-генераторы и турбореактивные агрегаты. Зависимые источники – трансформаторы собственных нужд, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Оперативные цепи работают на постоянном, переменном или выпрямленном токе. На рассматриваемой ЭС применяется постоянный оперативный ток, получаемый от аккумуляторных батарей. Постоянный ток применяется вследствие того, что электромагнитные системы на постоянном токе более просты и надёжны.

Использование аккумуляторных батарей определяется стремлением иметь независимый источник при любых авариях и отказах в первичных цепях. Заряд аккумулятора производится от источника постоянного тока, ЭДС которого больше чем ЭДС аккумулятора.

На электростанции аккумуляторные батареи (АКБ) работают в режиме постоянного подзаряда. В схеме АКБ предусмотрено зарядно-подзарядное устройство. Зарядно-подзарядные устройства УЗП выпускаются на токи 63, 100, 200 и 320 А (УЗП-63, УЗП-100, УЗП-200, УЗП-320) и имеют исполнения УХЛ4 и О4.

Устройства УЗП

Устройства УЗП предназначены для заряда стационарных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей различными методами, как в автоматическом режиме, так и в ручном при участии оператора подзаряда аккумуляторных батарей с возможностью параллельной работы на постоянную нагрузку, подключённую к щиту постоянного тока (ЩПТ).

Устройства УЗП могут обеспечить (в случае отключения от ЩПТ аккумуляторной батареи) электропитание любых потребителей постоянного тока электростанции или подстанции, в том числе и чувствительных к форме входного напряжения.

Устройство УЗП обеспечивает следующие функции:

- контроль цепи аккумуляторной батареи;
- изменение напряжения подзаряда в зависимости от температуры в помещении аккумуляторной батареи;
- заряд методами IU , U , IUI ;
- включение вентиляции помещения аккумуляторной батареи в режиме заряда и автоматический вывод из работы при отсутствии вентиляции;

- защита от различных видов неисправностей, в том числе и коротких замыканий в нагрузке, как металлических, так и через переходное сопротивление;
- подзаряд дополнительных элементов аккумуляторной батареи (по отдельному заказу);
- АВР;
- контроль наличия сетевого напряжения и правильности чередования фаз;
- индикация выходного напряжения, тока, температуры в помещении аккумуляторной батареи, напряжения дополнительных элементов, уставок в режиме заряда и подзаряда, расшифровка причины неисправности;
- изменение всех уставок при работе в любом режиме.

Щиты постоянного тока

Аккумуляторные батареи на электрических станциях подключаются к щитам постоянного тока ЩПТ, которые в свою очередь предназначены для приема и распределения электроэнергии постоянного тока электроприемникам (потребителям) различных отраслей промышленности 1 категории и особой группы 1 категории по «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ).

ЩПТ используются:

- в системах электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации (СНЭ) атомных электростанций (АЭС) и системах аварийного электроснабжения (САЭ) АЭС сетей постоянного тока;
- на электростанциях, в электроустановках энергосистем промышленных, нефте и газодобывающих предприятий для ввода и распределения электроэнергии постоянного тока потребителям собственных нужд;
- на нефтеперерабатывающих заводах;
- на нефтебуровых платформах;
- в судостроении;
- в электроустановках энергосистем промышленных предприятий, транспорта и сельского хозяйства.

Тиристорные устройства стабилизации напряжения

В системах питания постоянного тока крупных энергообъектов используются тиристорные устройства стабилизации напряжения постоянного тока УТСП, имеющих в своем составе аккумуляторные батареи, в качестве стабилизатора напряжения постоянного тока повышающего типа.

УДК

Расчет токов короткого замыкания в цепях постоянного оперативного тока электрических станций и подстанций

Гирс И.А., Атрощенко А.П.

Научный руководитель – ГЛИНСКИЙ Е.В.

Программный комплекс предназначен для расчета токов короткого замыкания (ТКЗ) и проверки защитных аппаратов (ЗА) цепей постоянного тока электрических станций и подстанций.

При расчете ТКЗ и проверке ЗА цепей постоянного тока программой формируется расчетная схема, на основании которой определяются значения величин расчетных параметров. При выполнении расчетов ТКЗ в цепях постоянного тока автоматически вычисляются:

- значения ТКЗ;
- величина термического импульса;
- температура кабелей.

При выполнении проверки ЗА определяются:

– диапазон величин токов, в котором требуется выполнение проверочных расчетов;

- чувствительность к ТКЗ резервирующего ЗА;
- отключающая способность проверяемого ЗА;
- чувствительность к ТКЗ проверяемого ЗА;
- селективность действия расчетного и резервирующего ЗА.

Особенностью программы является наличие базы данных, содержащей схему постоянного тока состоящую из сведений о щитах постоянного тока (ЩПТ), присоединений к ЩПТ, сборках постоянного тока и присоединения к сборкам постоянного тока.

Информация об элементах схемы постоянного тока ограничена данными, необходимыми для расчета ТКЗ и проверки ЗА. Эти данные постоянно находятся в запоминающем устройстве персональной ЭВМ (ПЭВМ) и легко могут быть изменены, удалены или внесены новые данные. Это позволяет исключить большие затраты времени и труда по сбору, предварительной обработке и заданию исходных данных в случае периодически повторяющихся расчетов. Результаты расчета представляются в виде численных значений расчетных величин и тестовых сообщений. Программа представляет собой комплекс, включающий в себя программу-диспетчер и отдельные программные блоки, позволяющие выполнять операции с базой данных, ТКЗ, проверочные расчеты ЗА и отображать результаты расчета.

Структура программы

Выбор режима работы программы выполняется с помощью горизонтального меню, появляющегося на экране видеомонитора после загрузки программы в оперативную память машины. Горизонтальное меню содержит следующие возможные режимы работы программы:

- инструкция;
- корректировка данных;
- расчет;
- результаты расчета;
- выход.

Реализуется выбранный режим работы программы. При этом программа-диспетчер передает управление соответствующему программному блоку, который

обеспечивает работу программы в выбранном режиме. Для работы с программой целесообразно создать на жестком диске отдельный каталог, в который необходимо поместить исполняемые файлы программы «POS_TOK.EXE» и «VFILE2.EXE». Эти файлы составляют минимальный набор, позволяющий осуществлять работу программного комплекса. Кроме указанных файлов в каталог должны быть помещены файлы с расширением «.DAT», в которых содержится информация о базе данных, и файлы с расширением «ТХТ», содержащие текст настоящей инструкции. Программный комплекс построен таким образом, что позволяет создавать новую базу данных или редактировать существующую базу данных.

Для работы программного комплекса в оперативную память ПЭВМ должен быть загружен головной файл «POS_TOK.EXE». Исполняемый файл программы «VFILE2.EXE» загружается в оперативную память ПЭВМ по мере необходимости головным исполняемым файлом. При выполнении расчетов программа создает вспомогательные файлы с расширениями, отличными от «.EXE» и «.DAT».

Расчет токов короткого замыкания

В программе реализован расчет максимального и минимального ТКЗ с учетом изменения сопротивлений кабелей в течении времени существования короткого замыкания(КЗ). Максимальный ТКЗ определяется для случая металлического КЗ в выбранной расчетной точке. Минимальный ТКЗ определяется с учетом сопротивления электрической дуги в расчетном месте повреждения. Целью расчетов ТКЗ является определение величин ТКЗ и температуры кабеля, непосредственно подключенного к точке повреждения.

В процессе расчета формируются файлы SELEK_ и SELEKT, в которых содержится сокращенная и полная информация о результатах расчетов минимальных и максимальных ТКЗ.

Проверка защитных аппаратов

Проверка защитных аппаратов выполняется в режиме «Расчет селективности». При проверке ЗА (автоматических выключателей, предохранителей) определяется отключающая способность и чувствительность автоматических выключателей к КЗ и проверяется селективность действия ЗА рассматриваемого элемента и резервирующего ЗА. Для проверки ЗА вычисляется максимальный ток при КЗ за ЗА рассматриваемого элемента и минимальный ток при КЗ на защищаемом элементе.

Селективность действия ЗА рассматриваемого элемента и резервирующего ЗА проверяется путем сравнения времен их срабатывания при одной и той же величине тока, протекающего в них. Для резервирующего ЗА определяется наименьшее время срабатывания, а для рассматриваемого ЗА - наибольшее время срабатывания, с учетом разброса времен срабатывания. Разница времен срабатывания резервирующего и рассматриваемого ЗА должна быть больше или равна заданной для расчета требуемой ступени селективности. Диапазон токов, в котором определяется селективность действия ЗА выбирается следующим образом. Максимальная величина тока диапазона токов принимается равной величине максимального ТКЗ, а минимальная величина тока - равной наименьшему току срабатывания резервирующего ЗА. Шаг изменения токов при проверке селективности вычисляется исходя из определенного диапазон токов и заданного к расчету количества интервалов, на которые разбивается диапазон токов.

Литература

1. Инструкция к программе «Расчета цепей постоянного тока собственных нужд электростанций и подстанций». – Минск: БНТУ, 2002.

УДК

Расчет самозапуска электродвигателей напряжением 6,3 кВ собственных нужд электрических станций

Борисик Д.А.

Научный руководитель – Глинский Е.В.

Под самозапуском понимают процесс автоматического (без вмешательства персонала) восстановления работы электродвигателей после кратковременного нарушения нормального электропитания – исчезновения или глубокого снижения напряжения.

После отключения питания (или недопустимого снижения напряжения) электродвигатели под действием момента сопротивления приводимых ими в движение механизмов начинают тормозиться, а затем после восстановления питания вновь разворачиваются.

Механизмы СН на электростанциях, с точки зрения допустимости их временного отключения без нарушения основного технологического режима или без повреждения основного оборудования, делятся на ответственные и неответственные.

Ответственными механизмами являются не только механизмы, непосредственно участвующие в основном технологическом процессе, но и вспомогательные механизмы, нарушение работы которых ведет к нарушению работы или выходу из строя основного оборудования.

В самозапуске электродвигателей выделяют два этапа.

Первый этап – это процесс от момента отключения до момента восстановления питания электродвигателей, течение этого этапа происходит выбег агрегатов, т. е. их торможение под действием момента сопротивления механизма.

Взаимосвязанный выбег агрегатов в течение некоторого времени объясняется тем, что часть электродвигателей с большим запасом кинетической энергии переходит в генераторный режим и подпитывает другую часть электродвигателей, поддерживая их вращение.

Второй этап – это собственно самозапуск агрегатов, он начинается от момента восстановления питания, включает разгон механизмов и заканчивается с восстановлением нормального режима работы.

При групповом самозапуске разворот агрегатов происходит ступенчато: вначале разворачиваются агрегаты с меньшей инерцией, ток самозапуска спадает и увеличивается напряжение на шинах секции. В результате этого увеличивается вращающий момент остальных электродвигателей и ускоряется процесс их разворота.

Программный комплекс предназначен для расчета самозапуска электродвигателей напряжением 6 кВ собственных нужд (СН) ТЭЦ.

Программа представляет собой комплекс, включающий в себя программу-диспетчер и отдельные программные блоки, позволяющие выполнять операции с базой данных, расчет самозапуска электродвигателей и отображение результатов расчета.

Выбор режима работы программы выполняется с помощью горизонтального меню, появляющегося на экране видеомонитора после загрузки программы в оперативную память машины.

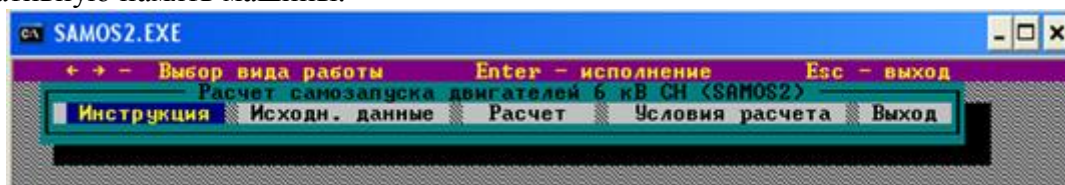


Рис. 1. Горизонтальное меню

База данных содержит информацию об элементах схемы СН, каталог двигателей 6 кВ и каталог механизмов СН. Вся исходная информация об элементах схемы СН в зависимости от их объема и вида выделена в следующие группы:

- секции 6 кВ;
- присоединения к секциям, под которыми понимаются электродвигатели 6 кВ и механизмы СН;
- основные и резервные ТСН, питающие секции 6 кВ;
- реакторы, питающие секции 6 кВ;
- сопротивления связей;
- сопротивления (мощности) КЗ на стороне высшего напряжения;
- основных и резервных ТСН, которые характеризуют режим питающих систем.

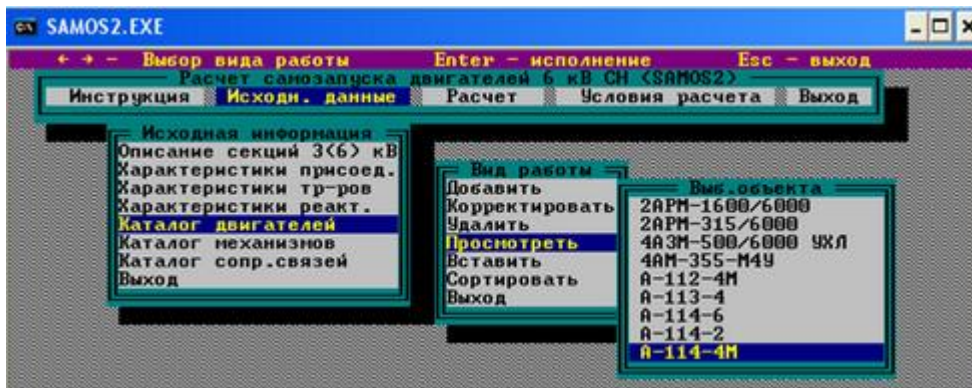


Рис. 2. База данных

Выполнение расчетов осуществляется при реализации режима «Расчет» горизонтального меню. Задание расчета самозапуска электродвигателей какой-либо секции выполняется путем выбора номера этой секции в вертикальном меню.

Расчет ведется в два этапа. На первом этапе формируется расчетная схема, в которой содержатся все сведения о присоединениях секции, о самой секции и др., необходимые для расчета самозапуска электродвигателей выбранной секции.

На втором этапе задается информация, определяющая условия расчета самозапуска электродвигателей секции. Данные, определяющие условия расчета, имеют вид:

- длительность режима короткого замыкания на секции (с);
- длительность перерыва питания секции (с);
- длительность расчетного режима (с);
- рабочее напряжение секции (кВ), начальный угол рабочего напряжения секции (град.);
- и др..

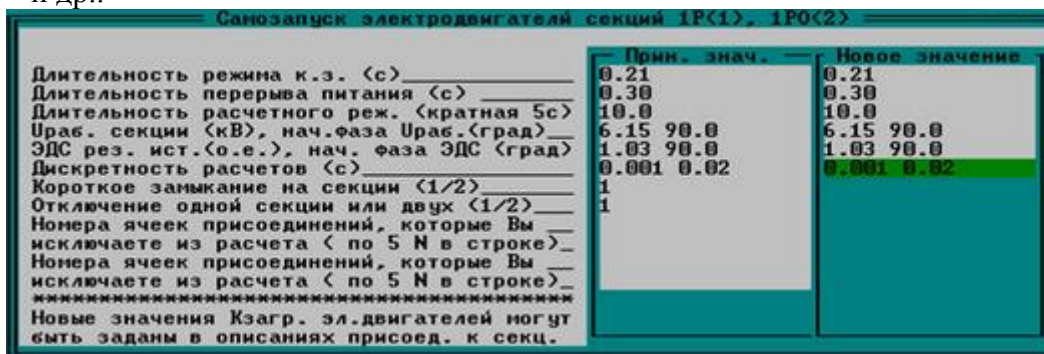


Рис. 3. Условия расчета

В процессе расчета результаты расчета выдаются на экран монитора в графическом отображении. При этом на экран видеомонитора выводится масштабная сетка для отображения контролируемых параметров процесса самозапуска электродвигателей в функции времени.

В процессе расчета относительные значения контролируемых параметров в темпе счета выводятся на экран видеомонитора в виде графиков. К контролируемым параметрам относятся токи и напряжения секций.

В качестве базисных величин приняты: для напряжений – значение номинального напряжения электродвигателей, для токов – десятикратное значение тока первой секции в предшествующем нормальном режиме.

Кроме токов и напряжений секций на экран монитора выводятся графики изменения относительных частот вращения (скоростей вращения) контролируемых электродвигателей. В качестве базисной частоты вращения для каждого контролируемого электродвигателя принято значение его номинальной частоты вращения.

Режим «Условия расчета» горизонтального меню позволяет выполнять просмотр на экране видеомонитора или печатать на принтере информации, определяющей условия выполненного расчета.

УДК 621.316

Функция определения места повреждения в современных терминалах защиты

Савицкая В.А.

Научный руководитель – БУЛОЙЧИК Е.В.

Задача определения места повреждения (ОМП) решается применительно к воздушным линиям (ВЛ) напряжением от 6 до 220 кВ при всех видах повреждений, в том числе и при коротких замыканиях (КЗ), сопровождающихся обрывом фазы. Ограничения на конструкцию ВЛ и схему ее включения в сеть отсутствуют. В частности, ВЛ может быть выполнена двухконцевой или многоконцевой с любым числом трансформаторных отпаек и иметь одностороннее или двухстороннее питание.

Задача ОМП не является задачей реального времени и может решаться на основе зафиксированных в режиме КЗ осциллограмм – режим «отложенного счета». Требования по времени решения задачи ОМП также практически отсутствуют. Это позволяет совместить ее решение с выполнением функций релейной защиты (РЗ) в составе одного терминала. Практическая возможность совмещения функций РЗ и ОМП определяется наличием свободного вычислительного ресурса, оставшегося после реализации алгоритмов РЗ, прежде всего в части располагаемого объема запоминающих устройств, а также составом входных аналоговых сигналов терминала.

Алгоритмы определения места повреждения

Существенное влияние на точность решения задачи ОМП оказывает наличие доступа к осциллограммам, полученным на противоположных концах ВЛ, а также наличие или отсутствие их синхронизации.

С учетом указанных факторов разработана серия алгоритмов ОМП, отличающихся требованиями к вычислительным ресурсам терминала и возможностью использования той или иной информации о токах и напряжениях с противоположных концов ВЛ. Алгоритмы разделены на две качественно различные группы:

1. Упрощенные алгоритмы ОМП, проводящие вычисление расстояния до места повреждения по расчетным формулам.
2. Алгоритмы ОМП повышенной точности, использующие обобщенные модели ВЛ и прилегающей сети.

В алгоритмах обеих групп в качестве исходных данных могут использоваться осциллограммы токов и напряжений одного конца ВЛ, по возможности дополненные не синхронизированными или синхронизированными осциллограммами противоположного конца. Информация об электрических величинах с противоположного конца ВЛ может передаваться любым известным способом по каналу связи.

Организация вычислений по алгоритмам ОМП обеих групп выполнена однотипно. Пуск алгоритма выполняется при срабатывании пусковых органов в составе терминала – неселективный пуск, или при наличии внешнего сигнала пуска, формируемого, например, внешними устройствами РЗ при их срабатывании на отключение ВЛ или персоналом – селективный пуск. Поскольку пусковые органы имеют высокую чувствительность, в случае неселективного пуска возможен расчет расстояния до места КЗ при повреждении на смежных элементах. В упрощенных алгоритмах первой группы при неселективном пуске возможно появление значительных погрешностей, обусловленных влиянием промежуточных подстанций. В алгоритмах второй группы искажения результата будут получены, если в схему сети не

были введены достоверные данные о схеме и параметрах элементов промежуточных подстанций.

Методы определения места повреждения

Методы определения места повреждения (ОМП) можно разделить на две группы: формульные и модельные. Формульные методы применяются в микропроцессорных терминалах большинства фирм, имеющих функцию определения места повреждения (ОМП). Их суть заключается в использовании той или иной зависимости – формулы – между координатой места повреждения и измеряемыми величинами: фазными напряжениями и токами или составляющими нулевой последовательности.

Очевидным плюсом формульных методов ОМП является простота их реализации, поскольку они не требуют больших вычислительных затрат. Однако эти методы имеют серьезную методическую погрешность. Формула не может одинаково точно описать все линии электропередачи (ЛЭП). Как выход, расчеты усложняют, разделяют ЛЭП на участки, отличающиеся друг от друга рядом параметров, пытаются вводить параметры параллельных линий и т. д. Недостатком реализованных формульных методов также является зависимость их погрешности от наличия в измеряемых сигналах апериодической составляющей, что приводит к неоднозначности расчета при замыканиях (КЗ) в одной и той же точке ЛЭП. Эта проблема особенно остро стоит в протяженных ЛЭП высокого и сверхвысокого напряжения, где влияние апериодической значительно.

Модельные методы определения места повреждения требуют формирования модели рассматриваемого объекта. Погрешность этих методов во многом зависит от адекватности модели реальной линии электропередачи. Обычно задача адаптации модели к реальной ЛЭП решается путем проведения опытов КЗ или в процессе накопления результатов поиска реальных КЗ. Точность ОМП модельных методов выше, но реализация сложнее, так как требует значительного вычислительного ресурса. К такому типу определителей относится широко распространенный программный комплекс «DISAN Locator», выполняющий расчет ОМП по аварийным осциллограммам на персональной ЭВМ. Стремительное развитие технологий и рост производительности процессоров сделали возможным реализацию модельных методов ОМП непосредственно в микропроцессорных терминалах РЗА.

ООО «НПП Бреслер» выпустило новую серию микропроцессорных терминалов «Бреслер-0107». На их базе выпускаются аварийные осциллографы, устройства быстрого автоматического ввода резерва, спектр защит сетей 6–10 кВ, а также устройство определения места повреждения «Бреслер-0107.09» (рисунок 1), предназначенное для одностороннего определения места повреждения линий электропередачи напряжением 6–750 кВ с односторонним и двухсторонним питанием.



Рис. 1. Внешний вид терминала «Бреслер-0107.09»

Устройство фиксирует расстояние до места повреждения, вид замыкания, дату и время возникновения аварии. Пуск устройства возможен по встроенным пусковым органам, которые контролируют текущие токи и напряжения, а также их симметричные составляющие. Наблюдаемыми величинами являются симметричные составляющие прямой, обратной, нулевой последовательностей, а также их аварийные составляющие.

Алгоритм определения места повреждения позволяет учесть неоднородность линии, отвлечения (отпайки), режим заземления грозозащитного троса на каждом участке и влияние параллельных линий. Он также учитывает конфигурацию сети: количество систем напряжения и отходящих от них линий (рисунок 2).

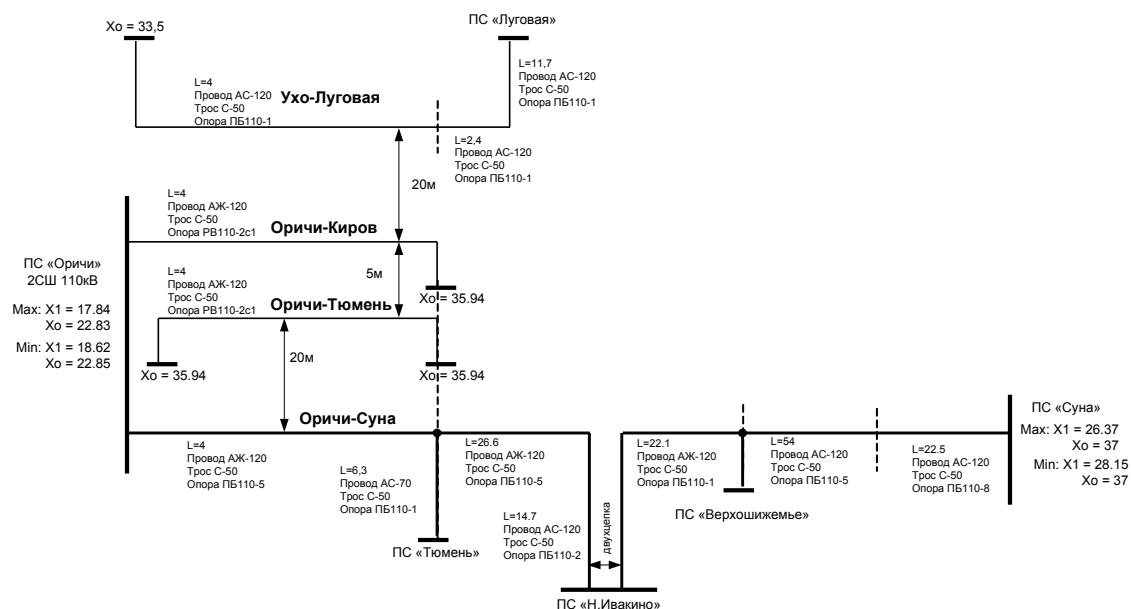


Рис. 2. Пример моделируемой системы

Для удобства ввода уставок терминал сопровождается специальным программным обеспечением (рисунок 3).

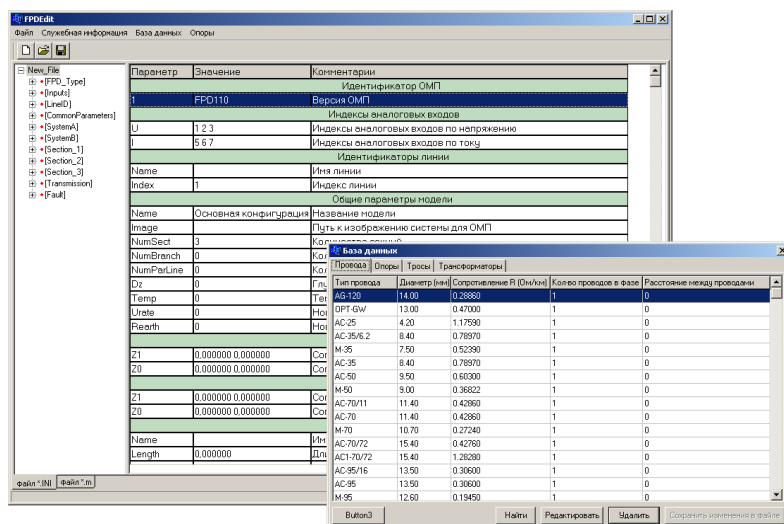


Рис. 3. Внешний вид программы расчета уставок

Результат расчета сохраняется в текстовом файле, выводится на экран терминала и представляется в виде структуры данных, содержащей название и длину линии, на которой была зафиксирована авария, дату и время ее возникновения, вид повреждения, особую фазу и координату места повреждения.

УДК 621.316

Способы уменьшения тока небаланса в дифференциальных токовых защитах трансформаторов

Романюк Д. А., Ткаченко А.О.

Научный руководитель - ассистент Булойчик Е.В.

При внешних КЗ и нагрузке обеспечить полный баланс вторичных токов, поступающих в реле, не удастся. Вследствие неравенства вторичных токов в реле в вышеуказанных режимах появляется ток небаланса, который может вызвать неправильную работу защиты.

Неравенство вторичных токов обусловлено следующими факторами: погрешностью трансформаторов тока (ТА); изменением коэффициента трансформации силового трансформатора при регулировании напряжения; неполной компенсацией неравенства вторичных токов в плечах защиты; наличием намагничивающих токов силового трансформатора, вносящих искажение в его коэффициент трансформации.

Насыщение трансформаторов тока при внешних КЗ, особенно с большой апериодической составляющей, приводит к появлению значительных токов небаланса в дифференциальной защите трансформатора из-за различия характеристик намагничивания разнотипных ТА на сторонах высшего, среднего и низшего напряжения; остаточных индукций ТА, зависящих от предшествующего режима стороны трансформатора; сопротивлений плеч защиты; групп соединения ТА.

При неодинаковых схемах соединения обмоток силового трансформатора, например звезда - треугольник, токи со стороны обмотки, соединенной в звезду, и токи со стороны обмотки, соединенной в треугольник, оказываются сдвинутыми относительно друг друга на некоторый угол, который зависит от схемы соединения обмоток. Угловой сдвиг токов создает большие токи небаланса в реле дифференциальной защиты. Для компенсации углового сдвига вторичные обмотки ТА, установленных со стороны обмотки трансформатора, соединенной в схему звезды, соединяются в треугольник, а вторичные обмотки ТА со стороны обмотки трансформатора, соединенной в схему треугольника, соединяются в звезду. Для трансформаторов тока, вторичные обмотки которых соединены в треугольник, нагрузка увеличивается в корень из трех раз. Иначе говоря, даже при одинаковом сопротивлении в плечах защиты, трансформаторы тока, соединенные в треугольник, более загружены, чем ТА, соединенные в звезду.

Переменная составляющая тока небаланса, обусловленного насыщением трансформатора тока, как правило, по форме сильно отличается от синусоиды. Первая гармоника сдвинута по фазе относительно первичного тока насыщенного трансформатора тока из-за преобладания активного сопротивления во вторичной цепи. Появление тока небаланса после возникновения внешнего КЗ происходит с задержкой на время насыщения ТА.

Переключение ответвлений обмоток трансформатора в процессе эксплуатации и неточность уравнивания токов плеч вызывают синусоидальную составляющую тока небаланса, совпадающую по фазе с первичным током трансформатора тока и пропорциональную этому току.

Для того, чтобы устранить или свести к минимуму ток небаланса, возникающий по причине неравенства вторичных токов, применяются в основном три способа:

– выравнивание вторичных токов, подводимых к дифференциальному реле, с помощью промежуточных трансформаторов тока, включенных в плечи дифференциальной защиты;

- выравнивание в самом дифференциальном реле магнитодвижущих сил (МДС), создаваемых неодинаковыми по значению токами плеч дифференциальной защиты;
- использование неодинаковых схем соединения обмоток трансформатора.

Наряду с совершенствованием способов распознавания токов небаланса при внешних КЗ и отстройки от них разрабатываются способы устранения тех или иных причин возникновения токов небаланса. Прежде всего, чтобы уменьшить составляющую тока небаланса, обусловленную погрешностью трансформаторов тока, следует подбирать ТА и их вторичную нагрузку таким образом, чтобы они не насыщались при максимальном значении тока сквозного КЗ. Для этого трансформаторы тока выбираются по кривым предельной кратности или характеристикам намагничивания так, чтобы погрешность ТА не превышала 10 %.

Устранить влияние остаточных индукций можно, применяя ТА с малым зазором или с подмагничиванием постоянным током. Применение рациональных способов отстройки при внешних КЗ и фиксации броска намагничивания тока (БНТ) снимает требование выбора тока срабатывания дифференциальной защиты по условию отстройки от этих режимов. При этом расчетным для выбора тока срабатывания становится режим максимальной нагрузки.

Для уменьшения влияния РПН на ток срабатывания защиты можно использовать следующие способы:

- использование чувствительной приставки, включенной на токи симметричных составляющих нулевой или обратной последовательности, которые малы в нагрузочном режиме, следовательно, мал небаланс в приставках, выполненных по дифференциальному и дифференциально–фазному принципам;

- использование напряжений на регулируемой и нерегулируемой сторонах трансформатора, приращений дифференциального тока и тока нагрузки для отстройки или адаптации дифференциальной защиты к положению устройства РПН;

- использование в дифференциальной защите не токов, а мощностей, поскольку их соотношение на сторонах трансформатора слабо зависит от коэффициента трансформации силового трансформатора.

Применение микропроцессорных технологий обработки информации при повышении качества входных промежуточных трансформаторов тока современных терминалов РЗА позволяет получить ряд преимуществ устройств релейной защиты и, в частности, дифференциальных защит. Раннее выявление повреждения благодаря высокой чувствительности (0,1–0,3 номинального тока электроустановки) и быстрдействию (10–15 мс для защит шин и 22–28 мс для защит другого оборудования) позволяет уменьшить степень повреждения и время восстановления защищаемого объекта.

Микропроцессорная база позволяет существенно повысить (по сравнению с электромеханическими и микроэлектронными устройствами) технические характеристики дифференциальной защиты различного первичного оборудования (постоянная самодиагностика, высокая селективность, чувствительность и быстрдействие) за счет применения более совершенных алгоритмов.

В цифровых устройствах, как правило, производится компенсация фазового сдвига токов в обмотках силового трансформатора математическим путем. При этом электрическое соединение измерительных трансформаторов тока сторон ВН и НН – всегда в звезду, а группа соединений трансформатора и полярность ТА вводится в реле в виде уставки. Это позволяет уменьшить нагрузку на измерительные ТА, а также обеспечивает корректную работу устройства.

Выравнивание токов плеч ДЗТ можно выполнить двухступенчатым: грубое предварительное выравнивание путем установки коэффициентов трансформации на

входных измерительных трансформаторах тока и точное окончательное выравнивание, выполняемое программным способом. Тогда установка внешних выравнивающих трансформаторов не требуется.

Для работы дифференциальной защиты необходимы номинальные вторичные токи обмоток ВН и НН силового трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. Значения номинальных токов обмоток трансформатора рассчитываются для случая, когда в РПН установлено среднее ответвление, а еще лучше – на «оптимальное» ответвление.

Реально же в ходе эксплуатации трансформатора положение РПН меняется, что вызывает изменение номинального тока высшей стороны трансформатора. А это, в свою очередь, увеличивает погрешность работы дифференциальной защиты. Поэтому в некоторых устройствах защиты (например, Сириус-Т) производится коррекция погрешности путем контроля соотношения токов сторон в нагруженном режиме (сравниваются только токи фазы А). Коррекция работает только при нагрузках не менее 30 % от номинальной и действует медленно. Поэтому она не функционирует ни при малых нагрузках, ни при коротких замыканиях.

Литература

1. Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
2. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 560 с.
3. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 199 с.
4. Овчаренко Н.И. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 1999. – 64 с.
5. Руководство по эксплуатации микропроцессорного устройства защиты «Сириус-Т».
6. Руководство по эксплуатации комплекса защит подстанционного оборудования производства НТЦ «Мехатроника».

УДК _____

Выбор величины резистора для заземления нейтрали сетей 6–35 кВ в отношении снижения уровня перенапряжений

Резник М.С.

Научный руководитель – БОХАН Н.В.

Вводится волновое сопротивление линии Z_0 , которое может определяться расчетом или задаваться как максимальная величина волнового сопротивления линии, которое принимается равным:

– для кабельных линий $Z_0=100$ Ом;

– для воздушных линий $Z_0=500$ Ом

Сопротивление нагрузки Z_n равно

$$Z_n = \frac{R_p X_c}{R_p + X_c},$$

где R_p – сопротивление резистора;

$$X_c = \frac{U_\phi}{I_c} \text{ – емкостное сопротивление сети;}$$

U_ϕ – фазное сопротивление сети;

I_c – емкостной ток сети.

Вводится коэффициент отражения β_l , который характеризует степень отражения падающей волны перенапряжений:

$$\beta_l = \frac{Z_n - Z_0}{Z_n + Z_0},$$

где Z_n – сопротивление нагрузки, Ом;

Z_0 – волновое сопротивление фазного провода линии, Ом.

При $\beta_l < 1$ уровень перенапряжений хотя и снижается, но имеет повышенную величину по сравнению с величинами при других значениях коэффициента отражения $\beta_{отр}$.

При $\beta_l = 0$ характеризуется оптимальным уровнем перенапряжений;

При $\beta_l > -1$ характеризуется значительным снижением уровня перенапряжений.

Концепцию выбора резистора по условию перенапряжений разрабатывают при $\beta_l = 0$, что соответствует оптимальному уровню перенапряжений.

Устанавливается величина нагрузки, равная

$$Z_n = Z_0.$$

С учетом этого можно установить величину R_p при заданном Z_0 из соотношения

$$\frac{R_p}{Z_0} = \sqrt{1 + K_{pc}^2},$$

где K_{pc} – коэффициент нагрузки

$$K_{pc} = \frac{R_p}{X_c}.$$

Отношение $\frac{R_p}{Z_0}$ в зависимости от K_{pc} устанавливается в пределах

$$\frac{R_p}{Z_0} = 1 \div \frac{R_p}{X_c}.$$

Коэффициент нагрузки K_{pc} изменяется в пределах $K_{pc}=0 \div \infty$, поэтому принципиальное значение приобретает установление базовых значений K_{pc} , при котором перенапряжения не превышают допустимый уровень.

При $I_p = I_c$ устанавливается первое базовое условие для коэффициента нагрузки $K_{pc}=0 \div 1$.

В пределах условия $K_{pc}=0 \div 1$ достигается эффективный допустимый уровень перенапряжений за счет применения низкоомных резисторов.

В последующем на основе теоретических исследований и опыта эксплуатации было установлено второе базовое условие для коэффициента нагрузки.

$K_{pc}=1 \div 2$.

В пределах $K_{pc}=1 \div 2$ устанавливается допустимый уровень перенапряжений за счет применения высокоомных резисторов.

При условии $K_{pc}>2$ устанавливается не допустимый уровень перенапряжений за счет перехода сети в режим изолированной нейтрали.

Классифицируют K_{pc} по степени уровня перенапряжений, устанавливая три зоны системы заземления нейтрали сетей:

- зона 1. Зона низкоомного заземления нейтрали ($K_{pc}=0 \div 1$);
- зона 2. Зона высокоомного заземления нейтрали ($K_{pc}=1 \div 2$);
- зона 3. Зона изолированной нейтрали ($K_{pc}>2$).

Указанные зоны представлены на рисунке 1.

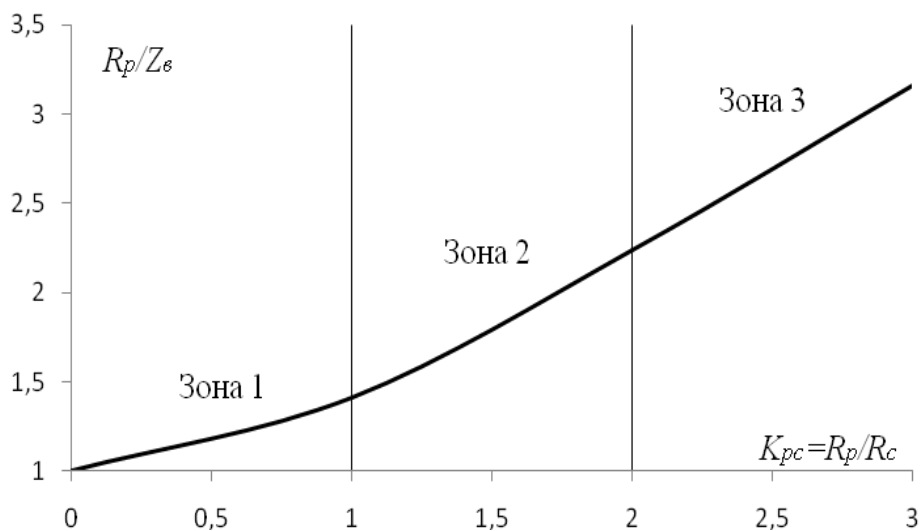


Рис. 1. Зависимость $\frac{R_p}{Z_\epsilon} = f(K_{pc})$

В практическом отношении нормирование сопротивления резисторов R_p целесообразно представлять в виде:

– для низкоомного резистора

$$R_p = \frac{Z_\epsilon X_c}{\sqrt{Z_\epsilon^2 + X_c^2}}; R_p = \frac{Z_\epsilon U_\phi}{\sqrt{(Z_\epsilon I_c)^2 + U_\phi^2}};$$

– для высокоомного резистора, обеспечивающего повышенный допустимый уровень перенапряжений

$$R_p = Z_\epsilon \left(1 + \frac{X_c}{\sqrt{Z_\epsilon^2 + X_c^2}} \right); R_p = Z_\epsilon \left(1 + \frac{U_\phi}{\sqrt{(Z_\epsilon I_c)^2 + U_\phi^2}} \right);$$

– для высокоомного резистора, обеспечивающего повышенный недопустимый уровень перенапряжений, но достаточный для организации работы автоматики на сигнал

$$R_p > Z_6 \left(2 + \frac{X_c}{\sqrt{Z_6^2 + X_c^2}} \right); R_p > Z_6 \left(2 + \frac{U_\phi}{\sqrt{(Z_6 I_c)^2 + U_\phi^2}} \right).$$

где R_p – сопротивление резистора;

$X_c = U_\phi / I_c$ – емкостное сопротивление сети;

U_ϕ – фазное сопротивление сети;

I_c – емкостной ток сети.

При комбинированном заземлении нейтрали высокоомный резистор присоединяется к нейтрали параллельно ДГР и позволяет снижать перенапряжения при неточной настройке ДГР, а также способствует работе на сигнал релейной защиты.

Эта система заземления нейтрали применяется, когда необходимо улучшить эффективность компенсации на основе возможности определения места ОЗЗ.

При определении величины сопротивления высокоомного резистора в расчетных соотношениях приведенных выше везде вместо емкостного тока I_c принимается модуль тока расстройки ДГР $\Delta I_{ск}$

$$\Delta I_{ск} = |I_c - I_k|,$$

где I_k – индуктивный ток ДГР.

УДК

Модификация программы *TKZdo1kV* для расчета токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ

Мельянчук А.А., Горячко М.Г.

Научный руководитель – доцент БОБКО Н.Н.

Назначение программы

Программа *TKZdo1kV* предназначена для расчета токов короткого замыкания (КЗ) в схемах собственных нужд электрических станций и подстанций напряжением до 1 кВ. Программа применяется в операционной среде Windows XP с SP2 и выше и с Microsoft Office 2002 и выше. Программа обеспечивает расчет токов КЗ в соответствии с требованиями:

– ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.

– ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания.

Алгоритм расчета токов короткого замыкания

Исходя из требований к расчету токов КЗ, изложенных в стандартах, можно выделить особенности, которыми должны обладать алгоритмы расчета тока КЗ:

– учет активных сопротивлений элементов схемы замещения;

– учет дуги в месте повреждения для расчета минимальных значений токов короткого замыкания;

– учет подпитки места КЗ от асинхронных электродвигателей (АД);

– учет термического эффекта тока КЗ.

Требования стандартов учтены в алгоритме разработанной компьютерной программы *TKZdo1kV*.

Все параметры схемы замещения и все параметры режима КЗ представляются в комплексной форме.

Исходная информация для расчетного алгоритма

Формирование расчетной схемы энергосистемы в графической форме и задание параметров ее элементов выполняется оператором на экране дисплея. Одновременно программой производится формирование схемы замещения, расчет ее параметров и формирование файла исходных данных для расчета. Автоматическое формирование схемы замещения позволяет избежать ошибок, возникающих при ручном составлении схемы замещения.

Алгоритм расчета тока КЗ в месте повреждения и токов КЗ в ветвях схемы

В разработанной программе *TKZdo1kV* для расчета тока КЗ в месте повреждения и для расчета токов КЗ в ветвях схемы использован универсальный алгоритм расчета режима на основе преобразования многолучевых звезд в полные многоугольники. Этот алгоритм используется в компьютерных программах для расчета нормальных и аварийных режимов энергосистем.

Алгоритм основан на решении системы узловых уравнений методом Гаусса. Формулы преобразования имеет простой вид для случая, когда ветви представлены своими проводимостями и токами источников тока.

Программа также проводит расчет токов несимметричных КЗ, расчет токов дуговых КЗ путем умножения тока металлического КЗ на коэффициент снижения тока дугового КЗ, расчет периодической составляющей тока КЗ от АД, расчет термического действия тока КЗ.

Модификация программы TKZdo1kV.

Для модификации программы TKZdo1kV и использования ее для расчета токов короткого замыкания в любых сетях до 1 кВ необходимо в алгоритм программы внести следующие дополнения:

- учет воздушных линий до 1 кВ;
- учет влияния дуги путем введения переходного сопротивления дуги в схему замещения;
- учет синхронных электродвигателей при расчете токов КЗ;
- учет комплексной нагрузки при расчетах токов короткого замыкания.

Также необходимо внести соответствующие изменения в интерфейс программы.

Учет синхронных электродвигателей при расчете токов КЗ

При расчете начального значения периодической составляющей тока КЗ синхронные электродвигатели следует учитывать сверхпереходным сопротивлением по продольной оси ротора (X_d''), а при определении постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ – индуктивным сопротивлением для токов обратной последовательности X_2 и активным сопротивлением обмотки статора $R_{сд}$. При приближенных расчетах допустимо принимать

$$X_{d''\text{ном}} = 0,15; X_2 = X_d''; R_{сд} = 0,15X_d''.$$

Ударный ток трехфазного КЗ от синхронного электродвигателя следует рассчитывать так же, как и от автономного источника.

Точный расчет действующего значения периодической составляющей тока КЗ от электродвигателей в произвольный момент времени выполняют путем решения соответствующей системы дифференциальных уравнений переходных процессов и выделения периодической составляющей тока. При приближенных расчетах этой составляющей тока КЗ в радиальной схеме используют типовые кривые.

Учет комплексной нагрузки при расчетах токов короткого замыкания

В состав комплексной нагрузки могут входить асинхронные и синхронные электродвигатели, преобразователи, электротермические установки, конденсаторные батареи, лампы накаливания и газоразрядные источники света. Значения модулей полных сопротивлений $Z_{1нг}$, $Z_{2нг}$ и $Z_{0нг}$, а также эквивалентной сверхпереходной ЭДС комплексной нагрузки $E_{нг}''$ в относительных единицах при отсутствии других, более полных данных, могут быть определены по кривым зависимости параметров комплексной нагрузки от ее состава. Метод учета комплексной нагрузки зависит от характера исходной схемы замещения комплексной нагрузки (рисунок 1) и положения расчетной точки КЗ.

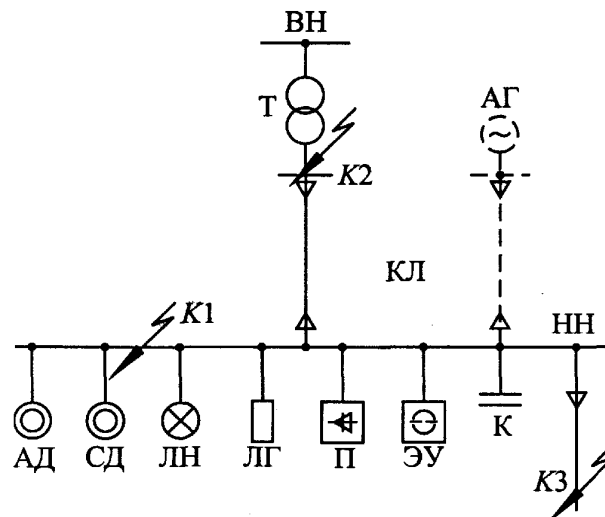


Рис. 1. Типовая расчетная схема узла комплексной нагрузки

Учет воздушных линий до 1 кВ

Активные сопротивления прямой последовательности воздушных линий электропередачи, выполненных медными или алюминиевыми проводами, взятые из методических указаний по расчету токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ.

Индуктивные сопротивления прямой последовательности воздушных линий, выполненных медными и алюминиевыми проводами, взятые также из методических указаний. Индуктивные сопротивления даются в зависимости от среднегеометрического расстояния между проводами фаз, которое определяется конструкцией воздушной линии.

Активные и индуктивные сопротивления обратной последовательности воздушных линий принимаются равными активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности.

Активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности воздушных линий напряжением 0,4 кВ зависят от конструкции линии, наличия и количества повторных заземлений на ней, конструкции устройств повторных заземлений и климатической зоны, в которой находится воздушная линия.

Учет влияния дуги путем введения переходного сопротивления дуги в схему замещения

Учет электрической дуги в месте КЗ рекомендуется производить введением в расчетную схему активного сопротивления дуги R_d , которое определяется на базе вероятностных характеристик влияния устойчивой (непогасающей) дуги на ток КЗ.

УДК

Модернизация методических указаний для расчета токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ

Мельянчук А.А., Кулаковская А.В., Горячко М.Г.
 Научный руководитель – доцент БОБКО Н.Н.

В Методических указаниях приведены требования и порядок расчета токов короткого замыкания в схемах переменного тока напряжением до 1 кВ собственных нужд электрических станций, подстанций и тепловых сетей с учетом влияния электрической дуги, асинхронных электродвигателей и нагрева кабелей токами КЗ.

Методические указания предназначены для персонала электрических станций, предприятий электрических сетей и проектных организаций, которые занимаются расчетом токов КЗ и уставок защитных аппаратов сети. Параллельно излагаются методика ручных инженерных расчетов и алгоритмы расчета при использовании ЭВМ.

В настоящих методических указаниях использованы ссылки на следующие стандарты:

– ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.

– ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания.

Цели расчета тока КЗ и определяемые параметры

Расчет тока КЗ в сети переменного тока напряжением до 1 кВ выполняется, в основном, для следующих целей:

– для выбора электрооборудования по условиям КЗ (отключающая способность электрических аппаратов, термическая и электродинамическая стойкость проводников);

– для выбора уставок защитной аппаратуры сети, проверки ее чувствительности и селективности.

Для выбора электрооборудования по условиям КЗ подлежат определению начальное значение периодической составляющей тока КЗ, апериодическая составляющая тока КЗ, ударный ток КЗ и действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени после КЗ.

Для выбора параметров защитной аппаратуры сети и проверки ее селективной работы определению подлежат максимальные и минимальные значения периодической составляющей тока в месте КЗ в начальный и произвольный моменты времени вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи.

Виды КЗ

Сети переменного тока напряжением до 1 кВ выполняются с глухим заземлением нейтрали. В таких сетях возможны все виды металлических и дуговых КЗ. Вид КЗ и величина переходного сопротивления в месте КЗ определяются многими факторами возникновения и существования повреждения изоляции электроустановки и являются случайными величинами. При этом в процессе развития повреждения один вид замыкания может переходить в другой: двухфазное в трехфазное или однофазное на землю в двухфазное на землю. Вероятность существования чистого металлического КЗ невысока, а ток дугового КЗ всегда меньше тока металлического КЗ.

Исходя из сказанного, ток металлического КЗ используется для проверки электрооборудования на отключающую способность и на электродинамическую и термическую стойкость. Для проверки селективности защитной аппаратуры

необходимо использовать токи дуговых замыканий в конце зоны действия защитных аппаратов с учетом наличия дуги в месте КЗ и с учетом термического эффекта тока КЗ.

Параметры сети и факторы, учитываемые при расчете тока КЗ

В соответствии с ГОСТ 28249-93 при расчетах токов КЗ в электроустановках до 1 кВ необходимо учитывать:

- индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- активные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- активные сопротивления различных контактов и контактных соединений;
- наличие подпитки места КЗ от асинхронных электродвигателей.

При расчетах тока КЗ в соответствии с ГОСТ 28249-93 рекомендуется учитывать:

- сопротивление электрической дуги в месте КЗ;
- изменение активного сопротивления проводников электрической цепи вследствие их нагрева при КЗ.

При расчетах токов КЗ допускается:

– максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы. При этом следует использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений: 37; 24; 20; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23 кВ;

– не учитывать влияния АД, если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета АД.

Расчет параметров элементов схемы замещения

В существующих указаниях описан расчет параметров элементов схемы состоящий из следующих пунктов:

- сопротивление внешней системы;
- сопротивления трансформаторов питания схемы СН;
- активное и индуктивное сопротивление реакторов;
- активное и индуктивное сопротивления шинпроводов;
- активное и индуктивное сопротивления кабелей;
- учет нагревания кабелей токами КЗ при инженерных расчетах;
- учет нагревания кабелей токами КЗ при расчетах на ЭВМ;
- активные и индуктивные сопротивления трансформаторов тока;
- активные и индуктивные сопротивления катушек и силовых контактов автоматических выключателей;
- активные сопротивления контактов, контактных соединений и плавких вставок;
- параметры АД;
- сопротивления воздушных линий.

Расчет тока КЗ

В указаниях приведена методика расчета начального значения периодической составляющей тока металлического КЗ от энергосистемы и от АД. Расчет ударного тока КЗ от энергосистемы, АД и в месте КЗ. Также описана методика расчета периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени. Приведена

методика расчета токов несимметричных КЗ, токов двухфазного КЗ, токов однофазного КЗ, токов дуговых КЗ.

Модернизация Методических указаний

Для модернизации Методических указаний в них необходимо добавить учет синхронных электродвигателей при расчете токов КЗ, учет комплексной нагрузки при расчетах токов короткого замыкания.

Учет синхронных электродвигателей при расчете токов КЗ

При расчете начального значения периодической составляющей тока КЗ синхронные электродвигатели следует учитывать сверхпереходным сопротивлением по продольной оси ротора (X_d''), а при определении постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ – индуктивным сопротивлением для токов обратной последовательности X_2 и активным сопротивлением обмотки статора $R_{СД}$.

При приближенных расчетах допустимо принимать

$$X_{d'' \text{ ном}} = 0,15; X_2 = X_d''; R_{СД} = 0,15X_d''.$$

Ударный ток трехфазного КЗ от синхронного электродвигателя следует рассчитывать так же, как и от автономного источника.

Точный расчет действующего значения периодической составляющей тока КЗ от электродвигателей в произвольный момент времени выполняют путем решения соответствующей системы дифференциальных уравнений переходных процессов и выделения периодической составляющей тока. При приближенных расчетах этой составляющей тока КЗ в радиальной схеме используют типовые кривые.

Учет комплексной нагрузки при расчетах токов короткого замыкания

В состав комплексной нагрузки могут входить асинхронные и синхронные электродвигатели, преобразователи, электротермические установки, конденсаторные батареи, лампы накаливания и газоразрядные источники света. Значения модулей полных сопротивлений $Z_{1нг}$, $Z_{2нг}$ и $Z_{0нг}$, а также эквивалентной сверхпереходной ЭДС комплексной нагрузки $E''_{нг}$ в относительных единицах при отсутствии других, более полных данных, могут быть определены по кривым зависимости параметров комплексной нагрузки от ее состава. Метод учета комплексной нагрузки зависит от характера исходной схемы замещения комплексной нагрузки (рисунок 1) и положения расчетной точки КЗ.

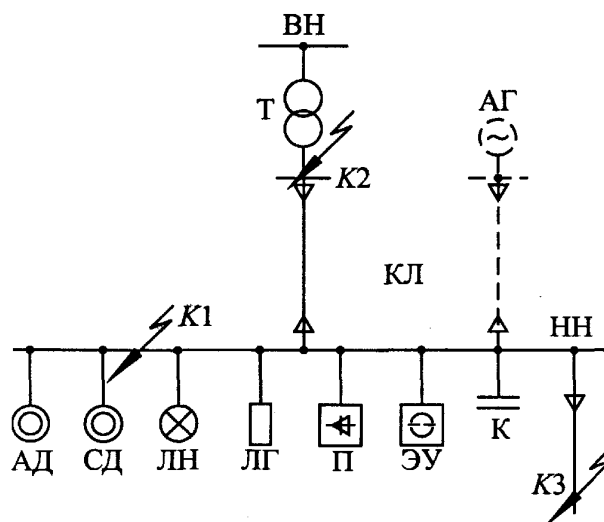


Рис. 1. Типовая расчетная схема узла комплексной нагрузки

УДК 621.316.9

Защита трансформаторов

Савченко В.А, Корейво О.В.

Научный руководитель – ГУРЬЯНЧИК О.А.

К повреждениям трансформаторов относят:

– междуфазные КЗ на выводах и в обмотках (последние возникают гораздо реже, чем первые);

– однофазные КЗ (на землю и между витками обмотки, т. е. витковые замыкания);

– «пожар стали» сердечника.

К ненормальным режимам относятся:

– перегрузки;

– токи внешних КЗ;

– недопустимое понижение уровня масла.

Повреждения и ненормальные режимы работы предъявляют определенные требования к устройствам автоматического управления трансформаторами, рассматриваемые ниже.

На трансформаторах устанавливаются следующие защиты:

– защита от коротких замыканий, действующая на отключение поврежденного трансформатора и выполняемая без выдержки времени (для ограничения размеров повреждения, а также для предотвращения нарушения бесперебойной работы питающей энергосистемы);

– защита, от токов внешних КЗ, основное назначение которой заключается в предотвращении длительного прохождения токов КЗ в случае отказа выключателей или защит смежных элементов путем отключения трансформатора;

– защита от перегрузок.

На трансформаторах предусматриваются следующие устройства автоматики:

– автоматическое повторное включение, предназначенное для повторного включения трансформатора после его отключения максимальной токовой защитой;

– автоматическое включение резервного трансформатора;

– автоматическое отключение и включение одного из параллельно работающих трансформаторов;

– автоматическое регулирование напряжения.

Токовые защиты:

Трансформаторы малой мощности до 750 кВА при напряжении 10 кВ и до 3200 кВА при напряжении 35 кВ тупиковых подстанций, а также цеховые трансформаторы обычно коммутируются выключателями нагрузки ВМП. Для защиты таких трансформаторов от внутренних КЗ допускается применение предохранителей. Селективность защиты обеспечивается согласованием время-токовой характеристики предохранителя с характеристиками защит отходящих присоединений со стороны низшего напряжения трансформатора.

Недостатками защит трансформаторов, выполненных с помощью плавких вставок, являются:

– нестабильность их защитных характеристик;

– трудность согласования с защитами смежных участков.

Токовая защита более мощных трансформаторов выполняется с использованием вторичных максимальных реле тока (прямого или косвенного действия). Первой ступенью защиты является токовая отсечка, ток срабатывания которой выбирается большим максимального тока при КЗ за трансформатором. Вторая ступень представляет собой максимальную токовую защиту, выдержка времени которой

согласована с выдержками времени защит отходящих присоединений.

Для повышения чувствительности максимальная токовая защита дополняется пуском от реле напряжения обратной последовательности (при несимметричных КЗ) и от реле минимального напряжения (при симметричных КЗ).

Если трансформатор с высшим напряжением 110 кВ имеет глухозаземлённую нейтраль, то при однофазном КЗ в сети 110 кВ через нейтраль трансформатора будут проходить токи нулевой последовательности, для отключения которых на трансформаторе устанавливается специальная токовая защита нулевой последовательности.

Газовая защита:

Обмотки большинства трансформаторов помещены в бак, залитый маслом, которое используется как для изоляции обмоток, так и для их охлаждения. При возникновении внутри бака электрической дуги КЗ, а также при перегреве обмоток масло разлагается, что сопровождается выделением газа. Это явление и используется для создания газовой защиты.

Защита выполняется с помощью газового реле, установленного в трубе, соединяющей бак трансформатора с расширителем. Газовое реле состоит из кожуха и двух расположенных внутри него поплавков, снабженных ртутными контактами, замыкающимися при изменении их положения. Оба поплавок шарнирно укреплены на вертикальной стойке. Один из них расположен в верхней части, а второй – в центральной. При слабом газообразовании (газ скапливается в верхней части кожуха реле), а также при понижении уровня масла верхний поплавок опускается, что приводит к замыканию его контактов. При бурном газообразовании потоки масла устремляются в расширитель, что приводит к замыканию контактов обоих поплавков. Контакты верхнего поплавка носят название сигнальных, а нижнего – основных контактов газового реле.

Достоинствами газовой защиты являются простота выполнения, срабатывание при всех видах повреждения внутри бака трансформатора, высокая чувствительность.

Однако газовая защита, не срабатывает при повреждениях вне бака трансформатора. Поэтому она не может быть единственной основной защитой трансформатора.

Продольная дифференциальная защита:

На трансформаторах мощностью более 7,5 МВА в качестве основной защиты устанавливается продольная дифференциальная токовая защита. Принцип действия защиты аналогичен защите линий электропередачи. Однако особенности трансформатора как объекта защиты приводят к тому, что $I_{нб}$ в дифференциальной защите трансформатора значительно больше, чем в дифференциальных защитах других элементов системы электроснабжения. Основными факторами, которые необходимо учитывать при выполнении дифференциальной защиты трансформатора, являются следующие.

– Бросок тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения внешнего КЗ.

– Ток намагничивания трансформатора в нормальном режиме работы невелик и составляет 2–3 % номинального тока $I_{т,ном}$. После отключения внешнего КЗ, как и при включении трансформатора под напряжение, возникающий бросок тока намагничивания может превышать номинальный ток $I_{т, ном}$ в 6–8 раз.

– Схемы соединения обмоток трансформатора.

– Несоответствие коэффициентов трансформации ТТ расчетным значениям.

– Регулирование коэффициента трансформации трансформатора. При регулировании коэффициента трансформации трансформатора соотношение между первичными, а следовательно, и между вторичными токами 1ТТ и 2ТТ изменяется, что

также приводит к появлению тока небаланса в дифференциальной цепи защиты.

При отсутствии выключателя на стороне ВН трансформатора:

Для отключения повреждений в понизительных трансформаторах таких подстанций применяются следующие способы:

– установка на выводах высшего напряжения трансформаторов плавких предохранителей;

– установка короткозамыкателей, автоматически включаемых при срабатывании защит трансформатора и вызывающих КЗ, на выводах высшего напряжения, которое ликвидируется затем защитами питающего конца линии;

– передача отключающего сигнала по высокочастотному каналу (на базе проводов линии) или по жилам специального кабеля от защит трансформатора на отключение выключателя питающего конца линий.

Автоматическое включение резервного источника питания при отключении трансформатора:

На подстанциях широкое распространение получили устройства автоматического включения секционного выключателя СВ при исчезновении питания на одной из секций шин низшего напряжения.

Схемы защита трансформатора на переменном оперативном токе.

Автоматическое регулирование коэффициента трансформации:

С целью поддержания требуемого уровня напряжения широко распространено регулирование напряжения U_n у потребителей путем изменения коэффициента трансформации трансформаторов понижающих подстанций, питающих распределительную сеть. Для изменения коэффициента трансформации под нагрузкой трансформаторы оборудуются устройствами РПН (переключение отпаек под нагрузкой). Автоматическое изменение n_T осуществляется специальным регулятором АРКТ, воздействующим на РПН.

В общем случае электрическая сеть, получающая питание от шин подстанции, может быть разветвленной и питать значительное количество нагрузок. При этом наиболее выгодно поддерживать неизменным напряжение в некоторой контролируемой точке, представив разветвленную сеть в виде эквивалентной линии с одной нагрузкой на конце. Поскольку значение напряжения U_n при данном напряжении на шинах $U_{ш}$ зависит от падения напряжения в эквивалентной линии ($U_n = U_{ш} - Z_{э,л} I_n$), то напряжение $U_{ш}$ должно быть тем больше, чем больше нагрузка потребителя. Такое регулирование напряжения получило название встречного регулирования.

Переключение отпаек необходимо производить с выдержкой времени, обеспечивающей отстройку от кратковременных колебаний напряжения (например, при пуске электродвигателей). Поэтому при выходе напряжения у потребителя из зоны нечувствительности регулятора АРКТ через время $t_{cp} = 1-2$ мин воздействует на РПН.

УДК

Микропроцессорные устройства защиты и автоматики серии МР

Румянцев Ю.В.

Научный руководитель – ТИШЕЧКИН А. А.

Реле серии МР являются современными цифровыми устройствами защиты, управления и противоаварийной автоматики, и представляют собой комбинированные многофункциональные устройства, объединяющие различные функции защиты, измерения, контроля, местного и дистанционного управления.

Выпускаются следующие разновидности реле серии МР:

– МР 500 предназначается для защиты кабельных воздушных линий электропередач напряжением 6-35 кВ;

– МР 100 для защиты различных участков сети постоянного тока от перегрузки и коротких замыканий;

– МР 330 предназначено для защиты кабельных и воздушных линий электропередач напряжением 6-35 кВ и трансформаторов (например, в качестве резервной защиты силовых трансформаторов);

– МР 700 предназначено для защиты кабельных и воздушных линий электропередачи напряжением 6-35 кВ с двусторонним питанием;

– МР-600 предназначено для защиты от понижения и повышения напряжения, понижения и повышения частоты, а также для сбора и передачи информации по каналам связи на диспетчерские управляющие комплексы.

Устройство реле и основные модули реле серии МР500

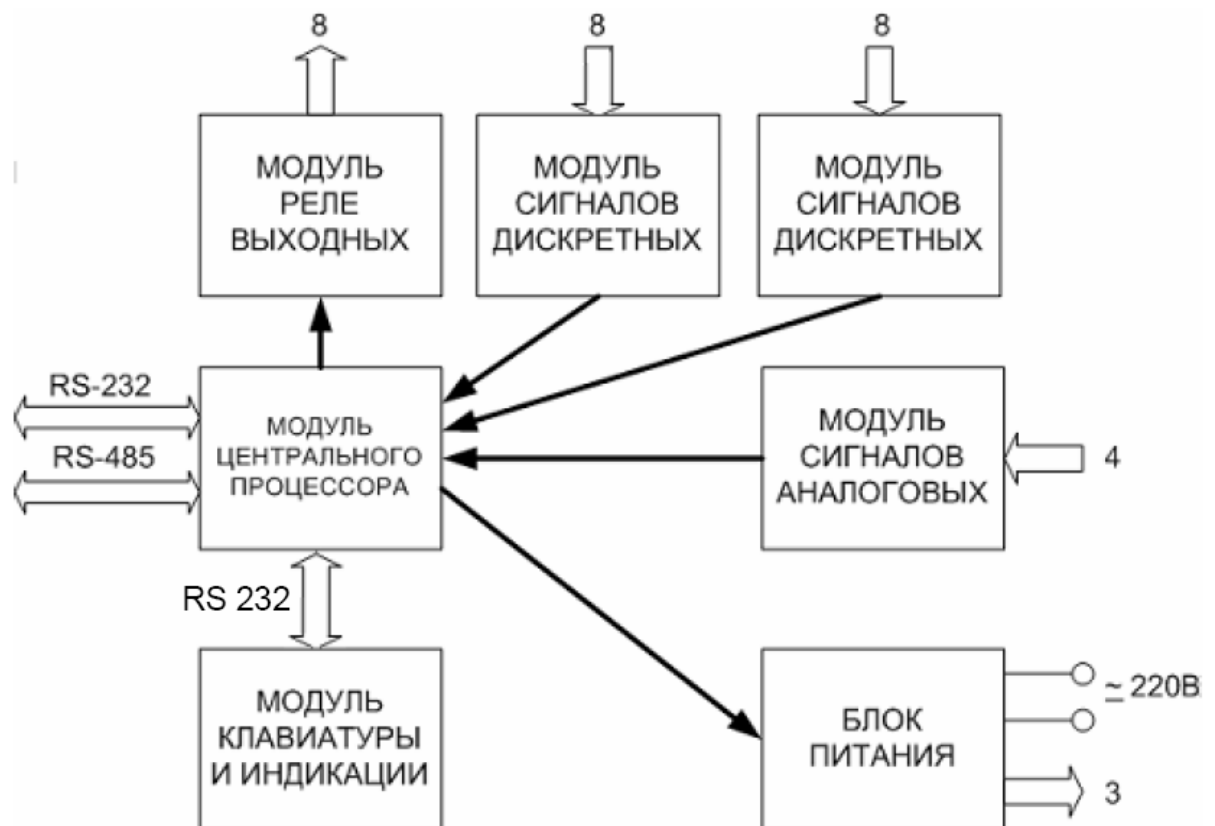


Рис. 1. Модули реле МР500

MP500 имеет модульную структуру и состоит из следующих модулей:

- модуль центрального процессора (МЦП);
- модуль (ввода) сигналов аналоговых (МСА);
- двух модулей (ввода) сигналов дискретных (МСД);
- модуль реле выходных (МРВ);
- модуль клавиатуры и индикации (МКИ);
- блок питания (БП).

Токи на входе модуля сигналов аналоговых преобразуются датчиками токов, и фильтруются аналоговыми фильтрами низких частот, отсекающими высшие гармоники во входном сигнале, а затем, передаются на МЦП.

Модуль центрального процессора выполняет функции аналого-цифрового преобразования, вычисления и связи. При помощи 12-разрядного АЦП аналоговые сигналы, поступающие от МСА, преобразуются в цифровой код и обрабатываются процессором. Получаемые в итоге данные определяют условия срабатывания защит.

Модуль сигналов дискретных позволяет устройству получать сигналы от внешних устройств.

Модуль реле выходных предназначен для выдачи следующих сигналов: неисправности самого устройства защиты, об аварии в схему центральной сигнализации, а также различные запрограммированные сигналы защиты и автоматики.

Модуль клавиатуры и индикации (пульт) образует интерфейс между пользователем и MP500. На МКИ расположены; клавиатура, жидкокристаллический дисплей и светодиодные индикаторы. Индикаторы отображают состояние защищаемой линии, коммутационного аппарата и исправность самого устройства.

Блок питания позволяет питать устройство, как от постоянного, так и переменного оперативного тока в широком диапазоне изменения питающего напряжения. На модуле БП расположены сигнальные реле «неисправность» и «авария».

Устройство MP500 выполняет следующие функции:

- восемь входных логических сигналов по логике «И» или «ИЛИ»;
- восемь выходных логических сигналов по логике «ИЛИ»;
- индикацию действующих (текущих) значений тока защищаемого присоединения;
- местное и дистанционное управление выключателем, переключение режима;
- задание внутренней конфигурации (ввод защит и автоматики, выбор защитных характеристик, количество ступеней защиты, программирование логики и т. д.) программным способом;
- регистрацию аварийных параметров защищаемого присоединения (действующих значений тока и типа повреждения) и срабатывание измерительных органов;
- регистрацию изменения сигналов на дискретных входах (состояния выключателя присоединения, цепей дистанционного управления и внешних защит) и команд управления поступающих по каналу связи;
- учет количества отключений выключателя;
- обмен информацией с верхним уровнем (АСУ ТП);
- непрерывную самодиагностику аппаратной и программной части.

Устройство имеет две группы уставок, называемые «основная» и «резервная», которые могут быть выбраны при программировании через клавиатуру, персональный компьютер или сеть связи. Установленная группа уставок, может быть индентифицирована на МКИ. Независимо от сделанного выбора, устройство может принудительно использовать резервные уставки. Это может быть выполнено через сеть или дискретный вход, специально сконфигурированный для этой цели. Когда сигнал сбрасывается, то предварительно выбранная группа уставок устанавливается снова.

УДК 621.311:618.5

Методы исследования качества систем автоматического регулирования

Цылин А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент РУМЯНЦЕВ В.Ю.

При исследовании систем автоматического регулирования (САР) приходится решать задачу обеспечения требуемых показателей качества переходного процесса: быстродействия, колебательности, перерегулирования, характеризующих точность и плавность протекания процесса. Переходный процесс в системе является ее реакцией на внешнее воздействие, которое в общем случае может быть сложной функцией времени. Однако особенно важна переходная характеристика САР, представляющая собой реакцию системы на единичное скачкообразное воздействие (единичную ступенчатую функцию). Показатели качества, определяемые непосредственно по кривой переходного процесса, называют прямыми оценками качества.

Основные способы получения графиков переходных процессов при использовании системы *Mathcad*:

1) Непосредственное решение исходного дифференциального уравнения (ДУ):

При использовании системы *Mathcad* непосредственно само решение дифференциального уравнения с помощью встроенной функции *odesolve* не вызывает трудностей, однако нахождение коэффициентов ($a_0 \dots a_n$) для уравнений высоких порядков является достаточно трудоемкой задачей.

2) Применение символьных вычислений:

В *Mathcad* для символьных вычислений при помощи команд предназначено главное меню *Symbolics*, объединяющее математические операции, которые *Mathcad* выполняет аналитически.

Стоит отметить, что символьное решение является довольно громоздким и не пригодно для решения многих сложных функций.

3) Использование частотных характеристик

При воздействии на систему единичной ступенчатой функции $g(t)=1(t)$ выходная величина, являющаяся переходной характеристикой системы $h(t)$, определяется через вещественную частотную (ВЧХ) или мнимую частотную характеристику (МЧХ) замкнутой системы

$$x(t) = h(t) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{P(\omega)}{\omega} \sin \omega t d\omega, \quad (1)$$

$$x(t) = h(t) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{Q(\omega)}{\omega} \cos \omega t d\omega + p(0), \quad (2)$$

где $P(\omega)$ и $Q(\omega)$ – ВЧХ и МЧХ замкнутой САУ соответственно.

С точки зрения удобства и простоты реализации, этот метод наиболее предпочтителен.

Графики переходных процессов, полученные рассмотренными выше способами, приведены на рисунке 1.

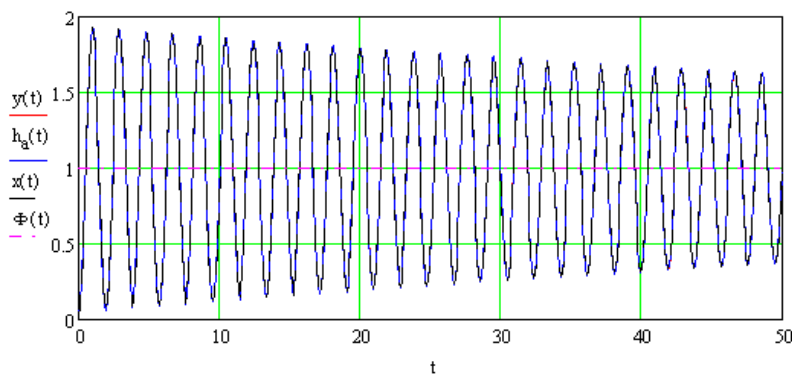


Рис. 1. Сравнение графиков переходных процессов

Из рисунка видно, что графики переходных процессов совпадают. Однако это наблюдается, только если исследуемая САР работает с коэффициентом усиления, значение которого меньше предельного ($K < K_{пред}$). Если же $K > K_{пред}$, то график переходного процесса, полученный по ВЧХ или МЧХ не соответствует действительности (имеет сходящийся характер, а не расходящийся). Это проиллюстрировано на рисунке 2.

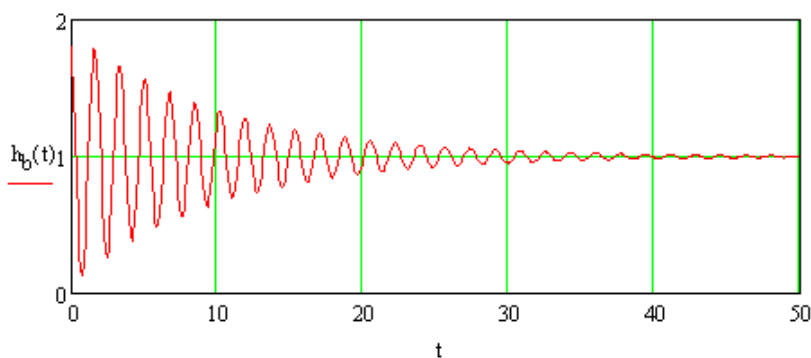


Рис. 2. Переходный процесс, полученный по МЧХ при $K > K_{пред}$

В связи с этим необходимо найти способ различать состояние системы (устойчива она или нет) при использовании метода частотных характеристик.

После ряда экспериментов обнаружено, что по разности переходных процессов, построенных по ВЧХ и МЧХ можно судить об устойчивости системы. А именно: система устойчива, если указанная выше разность не превышает значений, которые можно отнести к погрешностям расчета.

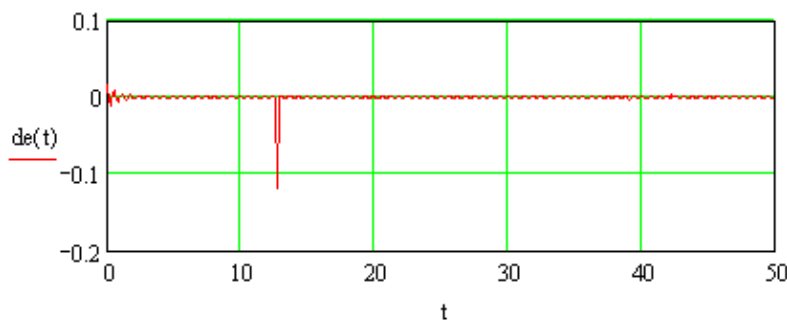


Рис. 3. График разности ВЧХ и МЧХ при $K < K_{пред}$

Скачок разности ВЧХ и МЧХ на рис.3 в области $t=13$ можно отнести к особенностям процесса расчета и не принимать во внимание. На рисунке 4 приведена разность ВЧХ и МЧХ при $K > K_{пред}$, из которого видно, что разность представляет собой значительную величину, существенно отличающуюся от предыдущего случая.

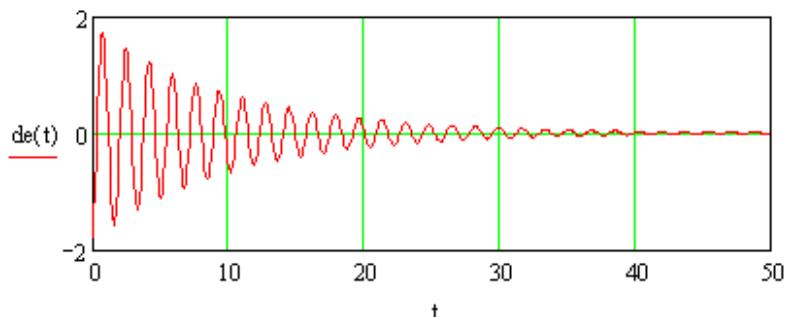


Рис. 4. График разности ВЧХ и МЧХ при $K > K_{пред}$

Таким образом, для получения графика переходного процесса необходимы две частотные характеристики (ВЧХ и МЧХ), так как при их совместном использовании можно различать состояние системы (устойчивое или неустойчивое). Если система устойчива, то переходный процесс, полученный по ВЧХ или МЧХ, соответствует действительности. Если же система неустойчива, то использование частотных характеристик не позволяет решить задачу нахождения графика переходного процесса.

Литература

1. Теория автоматического управления / под ред. акад. А.А. Воронова. – М.: Высшая школа, 1977.
2. Гурский Д.А. Вычисления в MathCAD. – Минск, 2003. – 814 с.

УДК 621.316

Нетрадиционные источники энергии. Вода в качестве горючего топлива

Чернобылец О.А., Леонов Д.Ю.

Научный руководитель – Ржевская С.П.

Фундаментальный Закон Сохранения Энергии справедлив только для замкнутой энергетической системы, но таких идеализированных систем практически нет в природе. Потому на данном этапе развития энергетики остро становится проблема понимания самой сути термина «энергия» и ее получение.

Многочисленные научные опыты подтверждают возможность получения энергии из внутренней энергии веществ и полей. Однако сложность реализации методов эффективного использования внутренней энергии состоит в нерешенных наукой проблемах энергетического обмена этого вещества с внешней средой. Поэтому основным методом извлечения внутренней энергии вещества – является экспериментальный метод

К результатам такого метода можно отнести уже широко используемое на практике множество видов нетрадиционных источников энергии:

– биоэнергетика

Основным источником биомассы являются: лесоразработки и отходы переработки древесины, сахарный тростник, зерновые и другие продовольственные культуры, отходы животноводства, твердые бытовые отходы и т.п.

Переработка биомассы, связанная с извлечением энергии осуществляется термохимическими, биохимическими и агрохимическими способами. Термохимические способы – это прямое сжигание и пиролиз, биохимические – спиртовая ферментация и анаэробная переработка, агрохимические – экстракция топлив прямо от живых растений (например, получение каучука);

– геотермальная энергетика

Основным геотермальным источником является разность температур между раскаленным ядром Земли и земной корой.

В районах с повышенными градиентами температуры эти потоки составляют 10–20 Вт/м² и там могут быть созданы геотермальные энергетические (электрические) станции (ГеоТЭС);

– энергия океанов

Основным источником энергии является: энергия волн, энергия приливов и отливов.

Проекты использования энергии волн разрабатываются в Японии, Великобритании, в Скандинавских странах. Разрабатываются объекты с единичными модулями 1000 кВт с длиной вдоль фронта волны около 50 м. Такие установки могут быть конкурентоспособны с дизель-генераторами при электроснабжении удаленных посёлков на островах.

Сложности создания волновых энергоустановок обусловлены нерегулярностью волн по амплитуде, частоте, направлению, возможностью 100-кратных перегрузок при штормах и ураганах, расположением на глубокой воде, вдали от берега, сложностью согласования низкой частоты волн (0,1Гц) и высокой частоты электрического генератора (50 Гц);

– водородная энергетика

Источник энергии – водород.

Водород можно передавать по трубопроводам или использовать непосредственно для получения электроэнергии в топливных элементах.

Водород получают разложением аммиака NH_3 на азот N_2 и водород H_2 при более низких температурах, чем воду. Сочетание теплового двигателя для сжигания водорода и солнечного тепла для преобразования аммиака позволяет получать электроэнергию;

– ветроэнергетика

Источник энергии – восходящие и нисходящие воздушные потоки.

Принцип действия всех ветрогенераторов один: под напором ветра вращается ветроколесо с лопастями, передавая крутящий момент через систему передач валу ветрогенератора, вырабатывающего электроэнергию, водяному насосу или электрогенератору.

– другие альтернативные методы

Извлечение скрытой внутренней энергии горючих веществ, в процессе воздействия пламенем электрического поля, позволяет сжечь практически любые вещества, выделяя энергию межмолекулярных связей углеводородистого топлива. Электроогневой метод позволяет сжечь в пламени практически любые вещества, и даже обычную воду, поскольку в таком пламени под действием электрического поля и инжектированного разряда происходят энерговыделяющие цепные реакции, в некоторых случаях наблюдается даже трансмутация отдельных элементов.

Джон Казиус – человек, обнаруживший явление горения воды, утверждает, что с помощью генератора радиочастот сумел поджечь морскую воду. Эта разработка позволяет сжигать соленую воду под действием электромагнитного излучения. Радиочастоты способны нарушить химические связи между элементами воды, в результате чего происходит высвобождение атомов водорода, а вода воспламеняется. Температура взрыва около 1650 градусов Цельсия.

Литература

1. «Нетрадиционные источники энергии» часть 2, М.М. Олешкевич
2. «Метод извлечения скрытой потенциальной энергии электрического поля и преобразования ее в иные полезные виды энергии» Дудышев В.Д.
3. «Новая энергетика» журнал № 4 – 2003.
4. post-gazette.com. – интернет-сайт

УДК 621.316

Безопасные электрозащитные технологии в энергетике

Чернобылец О.А., Леонов Д.Ю.

Научный руководитель – Ржевская С.П.

Для предотвращения электротравматизма работающих применяются различные методы и средства. Но для достижения главной цели, усилия разработчиков средств защиты и работников энергетики и железных дорог были сконцентрированы на решении следующих основных проблем:

1. Определены профессии работников подразделений предприятий, подвергающихся чаще других травмированию электрическим током и электрической дугой. Такими работниками оказались преимущественно электромонтеры оперативно-выездных и эксплуатационно-ремонтных бригад.

2. Совместно разработчики средств защиты и специалисты Минэнерго СССР, позднее Минэнерго Беларуси, концерна «Белэнерго» и РАО «ЕЭС России» разработали новую идеологию, в соответствии с которой для снижения электротравматизма работников этих бригад им создаются условия и возможность выполнения максимального количества работ без подъема на опоры ВЛ и без касания токоведущих частей.

Эксплуатация и ремонт распределительных электрических сетей с воздушными линиями (ВЛ) электропередачи предполагает постоянное выполнение следующих операций:

- определение наличия и отсутствия напряжения;
- установка и снятие переносного заземления;
- фазировка;
- снятие и установка высоковольтных предохранителей, управление разъединителями;
- измерение тока в фазах ВЛ;
- покраска нетоковедущих и токоведущих частей электроустановок, в том числе, без снятия напряжения;
- очистка от загрязнений изоляторов и других частей электроустановок;
- обрезка веток вблизи действующих ВЛ.

В соответствии с ГОСТ 12.1.009-76 электрозащитными средствами являются переносимые и перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих с электроустановками, от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

К таким электрозащитным средствам относятся:

- малогабаритные сигнализаторы опасного напряжения;
- контактно-бесконтактные указатели напряжения;
- устройство проверки указателей напряжения;
- штанги универсальные электроизолирующие ШЭУ;
- заземления переносные для распределительных устройств;
- указатели проверки совпадения фаз;
- измерители тока воздушных линий электропередачи;
- лестницы и стремянки переносные.

Система технических средств, основанная на применении универсальных электроизолирующих штанг ШЭУ, позволяет производить широкий спектр работ по эксплуатации ВЛ с земли без подъёмом на опоры, обеспечивая, тем самым, качественное повышение безопасности труда и значительное уменьшение затрат времени работников.

Штанги электроизолирующие универсальные ШЭУ применяют в действующих электроустановках до 1000 В и выше 1000 В предприятий энергетики, железных дорог, связи, строительства и других отраслей экономики. Штанги состоят из одного или нескольких (2–6) звеньев, каждое из которых имеет длину до 1,6 м и представляют собой стеклопластиковые полые конические трубы наружным диаметром 30–32 мм.

Указатель высокого напряжения ПИОН-2001 является основным средством защиты и позволяет определить напряжение на каждой фазе. Основной особенностью указателя является отсутствие пьезоэлементов и химических источников питания. Прибор позволяет быстро, просто и безопасно определить наличие напряжения не только с земли, без подъема на опору и без диэлектрических перчаток, но даже не выходя из машины ОВБ, в том числе в коридоре из нескольких воздушных линий (ВЛ) 10 кВ – на каждой ВЛ в отдельности, а также определить шаговое напряжение и напряжение на ВЛ с изолированными проводами.

Литература

1. «Техника без опасности» ноябрь-декабрь 2003 №1.
2. Справочник 2004-2005 ЗАО «Техношанс».
3. Доклад И.С. Козыревича на семинаре на выставке «Охрана труда в энергетике – 2002» в г. Москва 27–31 мая 2002 г.
4. ГОСТ 12.1019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Введен 01.07.1980. – 12 с.

УДК 621.311.2

Исследование рынка оборудования систем постоянного оперативного тока

Сиротина Т.Ф., Шпока Р.С., Спасков А.А.
Научный руководитель – КИСЛЯКОВ А.Ю.

На электростанции применяются многочисленные вспомогательные электрические устройства и механизмы, служащие для управления, регулирования режима работы, сигнализации, релейной защиты и автоматики. Все эти оперативные устройства и механизмы питаются энергией от специальных источников, которые называются источниками оперативного тока. Соответствующие электрические цепи, питающие названные устройства и механизмы, называют оперативными цепями, а схемы питания – схемами оперативного тока. Оперативные цепи и их источники должны быть надёжны, так как нарушение их работы может приводить к отказам и серьёзным авариям в электроустановках. Различают независимые и зависимые источники оперативного тока. Работа первых не зависит, а работа вторых зависит от режима работы и состояния первичных цепей электроустановки. Независимыми источниками оперативного тока являются аккумуляторные батареи, дизель-генераторы и турбореактивные агрегаты. Зависимые источники – трансформаторы собственных нужд, измерительные трансформаторы тока и напряжения. Оперативные цепи работают на постоянном, переменном или выпрямленном токе.

Постоянный ток применяется вследствие того, что электромагнитные системы на постоянном токе более просты и надёжны. Использование аккумуляторных батарей определяется стремлением иметь независимый источник при любых авариях и отказах в первичных цепях. Заряд аккумулятора производится от источника постоянного тока, ЭДС которого больше чем ЭДС аккумулятора. На электростанции аккумуляторные батареи (АКБ) работают в режиме постоянного подзаряда. В схеме АКБ предусмотрено зарядно-подзарядное устройство.

Устройства УЗП предназначены для заряда стационарных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей различными методами, как в автоматическом режиме, так и в ручном при участии оператора подзаряда аккумуляторных батарей с возможностью параллельной работы на постоянную нагрузку, подключённую к щиту постоянного тока (ЩПТ). Устройства УЗП могут обеспечить (в случае отключения от ЩПТ аккумуляторной батареи) электропитание любых потребителей постоянного тока электростанции или подстанции, в том числе и чувствительных к форме входного напряжения.

ЩПТ используются в системах электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации (СНЭ) атомных электростанций (АЭС) и системах аварийного электроснабжения (САЭ) АЭС сетей постоянного тока, на электростанциях, в электроустановках энергосистем промышленных, нефте и газодобывающих предприятий для ввода и распределения электроэнергии постоянного тока потребителям собственных нужд, на нефтеперерабатывающих заводах, на нефтебуровых платформах, в судостроении, в электроустановках энергосистем промышленных предприятий, транспорта и сельского хозяйства.

В системах питания постоянного тока крупных энергообъектов используются тиристорные устройства стабилизации напряжения постоянного тока УТСП, имеющих в своем составе аккумуляторные батареи, в качестве стабилизатора напряжения постоянного тока повышающего типа. Устройство тиристорное стабилизации напряжения постоянного тока собственных нужд электрических станций состоит из

параллельно соединенных тиристорных преобразователей постоянного тока с накопительными конденсаторами и дросселями с тиристорно-диодной коммутацией и входного и выходного фильтров с регулированием и стабилизацией выходного напряжения.

Контроль за оперативными цепями осуществляется с помощью преобразователя измерительного напряжения, преобразователя измерительного постоянного тока, устройства контроля изоляции, устройства контроля напряжения, устройства контроля состояния аккумуляторной батареи.

Компания TEV – совместное, российско-французское предприятие. Шкаф оперативного постоянного тока «ШОТ-ТЭВ» – оригинальная разработка компании. Он создавался инженерами TEV с применением инновационных технологий, из комплектующих ведущих мировых производителей электрооборудования. «ШОТ-ТЭВ» предназначен для обеспечения электроэнергией и защиты от перебоев электроснабжения оборудования, работающего на постоянном токе.

Компания «Электронмаш» выпускает шкафы оперативного постоянного тока «ExOn» на номинальные токи 5–1980 А для применения в сетях однофазного или трехфазного переменного тока с глухозаземленной нейтралью. Эти шкафы могут служить не только источником оперативного тока, но и обычным источником бесперебойного питания (ИБП) постоянного тока на различных промышленных предприятиях. ШОТ «ExOn» состоит из четырех основных модулей, которые определяют качество и надежность его работы: зарядное устройство (ЗУ), аккумуляторная батарея, модуль распределения электроэнергии по потребителям, система управления ШОТ «ExOn».

ЗАО «МПОТК «Технокомплект» разрабатывает и производит полупроводниковые преобразователи электрической энергии: Зарядные устройства для тяговых подстанций ЖД (ЗУ-ТП), аппараты бесперебойного питания и оперативного постоянного тока (АУОТ-М-20(40)-220-УХЛ4), зарядные (подзарядные) устройства (ПНЗП-80-260-УХЛ4, УБП-01), преобразователи напряжения для индукционного нагрева (ПНТО-ПТ-80-260/460-УХЛ4), Групповые стабилизаторы для осветительных сетей (ППТТ-63(100)-220-УХЛ4), системы оперативного тока, источники бесперебойного питания.

Компания «ЭНЕРГОСИСТЕМАВТОМАТИКА» является разработчиком, производителем и поставщиком электротехнического оборудования. Шкафы управления оперативным током ШУОТ-2404 применяются в распределительных устройствах и подстанциях, а также в системах аварийного питания и освещения. Шкафы управления оперативным током ШУОТ-2403 предназначены для питания цепей постоянного тока напряжением 110В и 230В в распределительных устройствах, системах аварийного питания и освещения, для питания устройств электросвязи. Шкафы управления оперативным током ШУОТ-2405 – ШУОТ с микропроцессорной системой управления Шкафы управления оперативным током ШУОТ-2406 – ШУОТ с микропроцессорной системой управления и высокочастотным преобразованием энергии.

Основными направлениями деятельности "СНП-Ингресс" являются проектирование и производство щитового оборудования, узлов учета и экономии теплоэнергоресурсов, монтаж и проектирование систем вентиляции и кондиционирования. Номенклатура щитового оборудования: вводно-распределительные устройства ВРУ-1, вводно-распределительные устройства ВРУ-3, шкафы распределительный серии ШР-11 (ШРС1), щитки осветительные ОЩВ, щиты этажные, панели ЩО-70, щиты металло-пластиковые ЩРВ, ЩРН, ЩРУ, шкафы автоматического ввода резерва ШАВР, шкафы оперативного тока ШОТ (ШУОТ), щиты автоматики для промышленных установок.

Преобразование в постоянное напряжение проводится выпрямителями производства Argus Technologies модели Cordex CXRC. Стандартно в шкаф устанавливается 8 автоматических выключателей (фидеры отходящих линий).

Автоматические выключатели постоянного тока, контакторы и светосигнальная арматура – высоконадежное оборудование торговых марок Merlin Gerin и Telemecanique.

ООО ИТЦ Пром Комплект Инжиниринг производит шунты измерительные стационарные взаимозаменяемые. Предназначены для расширения диапазонов измерений показывающих и регистрирующих приборов постоянного тока, применяемых на различных объектах сферы обороны, безопасности и промышленности.

Промышленно торговая группа FIAMM один из крупнейших производителей аккумуляторных батарей в мире. Основанная в 1942 году группа FIAMM является мировым лидером по производству аккумуляторных батарей, в состав которой входят более 20 компаний, расположенных в Италии, Германии, Франции, Австрии, США, Бразилии и ряде других стран. Аккумуляторы Fiamm GS герметичные, необслуживаемые клапаннорегулируемые свинцово-кислотные аккумуляторные батареи. Созданы для достижения высокой экономичности, стабильности работы, высоких выходных характеристик. Высокое качество производимого оборудования позволяют аккумуляторам FIAMM GS занимать лидирующее положение на рынке портативных аккумуляторов.

Отличаясь низким внутренним сопротивлением и эффективными разрядными характеристиками, батареи SUNLIGHT серии SP (SUNLIGHT POWER) могут применяться во многих сферах, как в циклическом режиме, так и в режиме ожидания. В течение всего срока службы батареи нет необходимости проверять уровень электролита или доливать воду. Газы полностью поддаются рекомбинации (до 99 %).

Батареи серии VARTA bloc – закрытые свинцово-кислотные батареи, разработанные для универсального применения там, где необходимо соблюдать высокие требования безопасности. Особенности конструкции этих батарей позволяют использовать их как в режимах кратковременных разрядов большими токами, так и в режимах длительных нагрузок с отбором большой емкости. Области применения – установки резервного питания для электростанций, трансформаторных подстанций, установок бесперебойного питания и в промышленном оборудовании, установки резервного питания систем освещения и накопители энергии в солнечных батареях.

Серия выпрямителей Thyatron, разработанная мировой компанией BENNING, предназначена для построения систем гарантированного электропитания постоянного тока с параллельным резервированием стационарными аккумуляторными батареями и предлагает, наряду с высокой надежностью, всестороннюю концепцию мониторинга и контроля.

Рассмотрим также оборудование систем постоянного оперативного тока РУП «Белэлектромонтажналадка». Щит постоянного тока предназначен для приема и распределения электрической энергии собственных нужд оперативного постоянного тока. Питание цепей постоянного тока осуществляется через выпрямительные (подзарядные устройства) и от аккумуляторной батареи. Щит постоянного тока ЩПТ-БЭМН может применяться на электрических станциях, трансформаторных подстанциях, распределительных пунктах для питания оперативных цепей схем релейной защиты, управления, автоматики, аварийного освещения. ЩПТ-БЭМН изготавливаются согласно ТУ РБ 00658780.018-2001.

ЩОПТ служит для надёжного снабжения потребителей электрической энергией постоянного тока. Питание потребителей постоянным током осуществляется от зарядных устройств (ЗУ), а при исчезновении напряжения на обеих секциях

собственных нужд переменного тока и при резких толчках нагрузки – от аккумуляторной батареи (АБ). ШОПТ может применяться на электрических станциях, трансформаторных подстанциях, распределительных пунктах для питания оперативных цепей схем релейной защиты, автоматики, сигнализации и аварийного освещения. ШОПТ состоит из одного шкафа. В состав ШОПТ могут входить два зарядных устройства, аккумуляторная батарея, автоматические выключатели, предохранители, измерительные щитовые приборы, устройства контроля и поиска места повреждения изоляции в сети постоянного тока, устройства мигающего света, блок аварийного освещения.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2. Руководство по эксплуатации. Шкафы оперативного постоянного тока серии ШОПТ-БЭМН.

УДК 621.311.2

Автоматические коммутационные устройства распределительных сетей 6 – 35 кВ

Шпока Р.С., Пашкович Н.П. Алешкевич Р.А.
 Научный руководитель – КИСЛЯКОВ А.Ю.

Автоматические коммутационные устройства играют важнейшую роль в энергетических системах. Основными устройствами являются автоматические выключатели, контакторы и выключатели нагрузки.

Автоматический выключатель – контактное коммутационное устройство, способное к включению, проведению и отключению электрических токов при нормальных условиях электрической цепи, а также способное к включению, проведению в течение установленного времени и автоматическому отключению электрических токов при установленных аномальных условиях электрической цепи, например, при коротком замыкании.

Основные требования, предъявляемые к выключателям 6–35 кВ следующие:

- надежность в работе и безопасность для обслуживающего персонала;
- как можно меньшее время отключения;
- возможно малые габариты и масса;
- простота монтажа;
- бесшумность работы;
- сравнительно невысокая стоимость;
- малые расходы на обслуживание и эксплуатацию;
- ремонтпригодность.

Срок службы выключателя должен быть не менее 20 лет.

Кроме того, высоковольтные выключатели должны быть рассчитаны на климатические исполнения "У" и следующую категорию размещения: для КРУ наружной установки – категорию 2, для КРУ внутренней установки – категорию 3.

Контакторы – это аппараты дистанционного действия, предназначенные для частых включений и отключений силовых электрических цепей при нормальных режимах работы.

К контакторам предъявляются следующие требования:

- высокая включающая и отключающая способность;
- высокая коммутационная износостойкость при большой частоте включений;
- высокая механическая износостойкость;
- технологичность конструкции, малая масса и габариты;
- высокая надежность в эксплуатации.

Выключатели нагрузки – трехполюсные коммутационные аппараты высокого напряжения, предназначенные для автоматического включения и отключения рабочих токов от нагрузок электрических цепей. Они не могут отключить токи коротких замыканий, но имеют большую включающую способность, соответствующую току электродинамической стойкости при сквозном КЗ. Выключатели нагрузки широко применяются взамен дорогостоящих силовых выключателей на подстанциях распределительных сетей напряжением до 750 кВ. Кроме того они могут устанавливаться в сочетании с выключателями на системных подстанциях и в цепях мощных генераторов. Во всех случаях применение выключателя нагрузки позволяет значительно снизить затраты на сооружение электроустановки при обеспечении достаточной гибкости схемы и надежности электроснабжения потребителей.

В данной работе особое внимание уделяется выключателям нагрузки производства РУП «Белэлектромонтажналадка» – БЭМН10.630.20У1 и ВН-БЭМН.6.630.20У3.

Выключатель нагрузки ВН-БЭМН10.630.20У1 предназначен для коммутации под нагрузкой цепей трехфазного тока частотой 50; 60 Гц номинальным напряжением 10 кВ и номинальным током 630 А с заземленной или изолированной нейтралью.

Выключатель предназначен для работы в распределительных сетях, монтируется на железобетонную опору воздушных линий электропередач.

Управление выключателем нагрузки осуществляется вручную или при помощи электропривода, в составе которого имеется микропроцессорный модуль управления, и может осуществляться как местно, так и дистанционно при помощи GSM-модема.

Выключатель нагрузки связан с электроприводом при помощи подвижной тяги. Электропривод находится в шкафу, который устанавливается на опоре выключателя. В шкафу электропривода так же размещаются микропроцессорный модуль управления, средство связи для дистанционного управления и аккумуляторная батарея для питания аппаратуры шкафа электропривода.

При необходимости выключатель нагрузки может быть укомплектован ограничителями перенапряжения.

Выключатель нагрузки ВН-БЭМН.6.630.20У3

Выключатель нагрузки может иметь исполнение с электрическим (электродвигателем) либо ручным приводом. Выключатели нагрузки с электрическим приводом могут обеспечиваться микропроцессорным модулем управления и средством связи, GSM-модемом. Выключатель нагрузки предназначен для работы в шкафах комплектных распределительных устройств (КРУ), камерах стационарных одностороннего обслуживания (КСО) и комплектных трансформаторных подстанциях внутренней установки на класс напряжения до 6 кВ трехфазного переменного тока частоты 50 Гц для системы с заземленной и изолированной нейтралью.

Выключатель нагрузки состоит из оцинкованной рамы с валом, на которой установлены шесть опорных изоляторов. На трех изоляторах, расположенных в нижней части рамы, крепятся контактные ножи, а на остальных изоляторах, расположенной в верхней части рамы – главные и дугогасительные контакты. Передача движения от рычагов вала к контактным ножам осуществляется посредством изоляционных тяг. На концах вала установлены по две отключающих пружины, позволяющие с определенной скоростью отключение выключателя после освобождения механизма свободного расцепления привода. Размыкание дугогасительных контактов происходит во вкладышах дугогасительных камер. Дугогасительным камерам и вкладышам придана дугообразная форма. Это дает возможность входить в них подвижным дугогасительным контактам. При включении сначала замыкаются дугогасительные контакты, а затем ножи замыкают главные контакты, при отключении сначала размыкаются главные, а затем – дугогасительные контакты. В отключенном положении подвижный дугогасительный контакт образует видимый воздушный промежуток с дугогасительной камерой, как в обычном разъединителе. При отключении между дугогасительными контактами образуется дуга. Под действием высокой температуры дуги вкладыш выделяет большое количество газов, поток которых гасит дугу. Выключатель нагрузки может быть выполнен с заземлителем. Выключатель нагрузки может быть выполнен с ручным или моторным приводом.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2. Руководство по эксплуатации. Выключатели нагрузки ВН-БЭМН.10.630.20У1 и ВН-БЭМН.6.630.20У3.

3. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. – М.: Энергия,1986.–640с.

4. Славин М.И. Электрооборудование электрических станций и трансформаторных подстанций. – М.: Госэнергоиздат, 1983. – 552 с.

УДК

Методы расчета заземляющих устройств

Мисюк Д.Л.

Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

Развитие промышленности сопровождается непрерывным совершенствованием применяемого электрооборудования, поиском новых технических решений при создании промышленных электроустановок. Заземляющее устройство является неотъемлемой частью каждой промышленной электроустановки. Условия работы заземляющего устройства определяются, в первую очередь, удельным электрическим сопротивлением земли и электрическими параметрами заземляющих проводников.

Правилами устройства электроустановок для заземлений и защитных мер безопасности приняты следующие определения.

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлителем считается металлический проводник или группа проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей.

Заземляющими проводниками называются металлические проводники, соединяющие заземляемые части электроустановки с заземлителем.

Заземление какой-либо части электроустановки – это преднамеренное электрическое соединение ее с заземляющим устройством.

Сопrotивлением заземляющего устройства называется сумма сопротивлений, слагающаяся из сопротивления заземлителя относительно земли и сопротивления заземляющих проводников.

Напряжением относительно земли при замыкании на землю считается напряжение между заземленной частью электроустановки и точками земли, находящимися вне зоны токов в земле, но не ближе 20 м.

Замыкание на землю – это случайное электрическое соединение находящихся под напряжением частей электроустановки с конструктивными частями, не изолированными от земли, или с землей непосредственно.

Током замыкания на землю является ток, проходящий через землю в месте замыкания.

Электроустановками с малыми токами замыкания на землю являются электроустановки напряжением выше 1000 В, в которых однофазный ток замыкания на землю равен или менее 500 А. Высоковольтные городские электроустановки (электрические сети и подстанции) относятся к установкам с малым током замыкания на землю.

Глухозаземленной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (трансформаторы тока и др.).

Изолированной нейтралью считается нейтраль, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная через аппараты, компенсирующие емкостный ток в сети, трансформаторы напряжения и другие аппараты, имеющие большое сопротивление.

Различают три вида заземлений: рабочее заземление, защитное заземление для безопасности людей и заземление грозозащиты оборудования установки.

Назначением рабочего заземления является обеспечение нормальной работы установки или ее элементов в выбранном для них режиме. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, дугогасящих аппаратов (катушек Петерсена), измерительных трансформаторов напряжения,

реакторов поперечной компенсации в дальних линиях передач, заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода и пр.

Защитное заземление выполняется для безопасности, в первую очередь, людей обслуживающих электрическую установку, путем заземления металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением при перекрытии или пробое изоляции.

Заземление грозозащиты служит для отвода тока молнии в землю от защитных разрядников и молниеотводов (стержневых или тросовых).

Рабочее и защитное заземления должны выполнять свое назначение в течение всего года, тогда как заземление грозозащиты лишь в грозовой сезон.

Для осуществления любого вида заземления требуется заземляющее устройство, состоящее из заземлителя, располагаемого в земле, и заземляющего проводника, соединяющего заземляемый элемент установки с заземлителем.

Заземлитель может состоять из одного или многих вертикальных и горизонтальных электродов и характеризуется величиной сопротивления, которое окружающая земля оказывает току, стекающему с него от поверхности электрода до уровня нулевого потенциала. Сопротивление заземлителя определяется отношением потенциала на заземлителе к стекающему с него току.

По точности методы расчета заземлителей можно поделить на 2 группы: точные и инженерные. Точные методы требуют большой трудоемкости и времени, применение ЭВМ. Но имеют малую погрешность. Выполняются многочисленные приближения для нахождения оптимальных параметров. Инженерные методы обеспечивают требуемую точность расчета, но менее трудоемки. Достаточно применение микрокалькулятора. Более дешевые в итоге.

В зависимости от модели грунта, которую используют в расчете, методы также можно поделить. Эти методы будут отличаться тем, что в одних грунт рассматриваем как однослойную модель, во втором – двухслойную, а в третьем – многослойную.

Наиболее распространенным точным методом является метод оптической аналогии. В общей форме идея оптической аналогии заключается в замене точечного источника тока и проводящего многослойного полупространства соответственно точечным источником света и абсолютно прозрачным полупространством с системой бесконечно тонких частично прозрачных зеркал, расположенных на границах раздела слоев исходного многослойного полупространства. Далее рассматривают совместно траекторию(геометрию) двух лучей(в общем случае) или одного луча(в частном случае, когда источник тока расположен на границе полупространства) и относительное изменение интенсивности лучей, по которым и строят указанную выше бесконечную последовательность точечных источников тока(фиктивных). Так как эти точечные источники тока при этом считают расположенными в однородном проводящем пространстве, то потенциал находят элементарно, применяя принцип наложения.

Среди инженерных методов стоит выделить метод обобщенных параметров и метод коэффициентов использования.

Литература

1. Атабеков В.Б. Заземляющие устройства электрических сетей и подстанций. – М.: ИС, 1967. – С. 6–21.
2. Воронина А.А., Мотуско Ф.Я. Учебное пособие по расчету заземления оборудования электрических станций, подстанций и промышленных предприятий. – М.: МЭИ, 1965. – С. 6–13.
3. Рябкова Е.Я. Расчет заземляющих устройств. – М.: МЭИ, 1973. – С. 3–17.
4. Бурсдорф В.В., Якобс А.И. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – С. –.

УДК 621.316.925

Микропроцессорное реле защиты серии SPAC 801

Сивец К.С., Третьяков П.П.

Научный руководитель – ТИШЕЧКИН А.А.

Комплектные устройства серии SPAC 801 выполнены на микропроцессорной элементной базе и предназначены для выполнения необходимых функций по защите, автоматике, управлению и сигнализации комплектного распределительного устройства линии напряжением 6–10 кВ.

Возможно применение устройства для защиты, управления и автоматики линии напряжением 35 кВ.

Устройство предназначено для установки в комплектных распределительных устройствах электрических станций и подстанций, а также на панелях управления.

Терминалы выполняют функцию местного или дистанционного управления, защиты, сигнализации, а также необходимые блокировки.

Основные и дополнительные функции

Устройство SPAC 801 обеспечивает:

- обмен информацией с верхним уровнем АСУ ТП;
- местное или дистанционное управление выключателем;
- необходимые защитные функции;
- регистрацию аварийных параметров;
- гибкую программируемую логику;
- блокирование от многократных включений выключателя;
- двукратное автоматическое повторное включение выключателя (АПВ);
- формирование сигнала УРОВ при отказе выключателя;
- ускорение действия второй ступени МТЗ;
- предупредительную и аварийную сигнализацию действия защит и автоматики;
- контроль исправности цепей управления выключателя;
- постоянный самоконтроль аппаратной и программной части устройства;
- приём входных сигналов от внешних устройств количеством не более 16;
- управление выходными реле с количеством не более 16;
- формирование сигнала запрета АПВ от защит и внешних сигналов;
- подсчёт количества попыток АПВ.

Программно-логическая модель устройства SPAC 801

Реле пуска – УРОВ.

Выходное реле УРОВ срабатывает при отказе выключателя, через определённую выдержку времени туров, регулируемую в диапазоне 0,1...1 с, при действии токовых защит блока SPCJ 4D28 наотключение через выход TS2, при срабатывании ускорения, а также выходного сигнала от защиты шин.

Цепь ускорения защит.

Цепь ускорения защит при включении организована с использованием выходного сигнала блока защиты SS1, на которую выводится действие без выдержки времени второй ступени МТЗ I. При любых включениях выключателя цепь ускорения вводится на время возврата реле РПО и при одновременном пуске ступени МТЗ срабатывает через выдержку времени туск, которая регулируется в блоке управления в диапазоне 0,1–1,5 с.

Блокировка от многократных включений выключателя.

Вырабатывает сигнал запрета включения при одновременном наличии сигналов включения и отключения, при этом выходное реле «включить» возвращается в

исходное состояние. Блокировка обеспечивает однократность включения выключателя на короткое замыкание.

Автоматическое включение резерва (АВР).

Схема АВР выполнена с использованием следующих сигналов:

- готовность АВР;
- пуск АВР;
- запрет АВР.

Секционный выключатель готов к выполнению функции АВР через время приблизительно $t_{гот}=10$ с. после подачи сигнала положительной полярности на вход «готовность АВР».

Схема АВР готова к действию через 10 с после включения последнего из вводных выключателей. АВР автоматически снимается через 5 с.

Цепи дуговой защиты в устройстве.

Цепи дуговой защиты в устройстве предназначены, в основном, для сигнализации поврежденной ячейки КРУ при поступлении сигнала от датчиков, однако предусматривается и действие на отключение.

Цепи отключения.

Действие на выходное реле отключения предусмотрено от:

- защит измерительного блока;
- внешнего отключения;
- ускорения;
- ключа «отключить»;
- защиты шин;
- сигнала «готовность АВР» (автоматическое отключение после включения вводных выключателей);
- дуговой защиты.

Цепи включения.

Включение выключателя производится устройством при помощи реле, контакты которого, выведенные на клеммы X16:15 и X16:16, обеспечивают включающий импульс в течение времени 1 с.

Контроль цепей управления.

Контроль исправности цепей включения и отключения производится встроенными элементами «реле положения включено» (РПВ) и «реле положения отключено» (РПО). Если электрическая связь через блок-контакт и катушки управления существует, то реле срабатывает, в противном случае – реле остается в несработавшем состоянии. При нахождении их в одном состоянии загорается светодиод «неисправность цепей управления» через время порядка 10 с.

Цепи сигнализации.

На лицевой панели блока управления восемь светодиодных индикаторов показывают действие следующих каналов защиты:

- отключение от защит;
- ускорение защит;
- защита шин;
- дуговая защита;
- АВР;
- УРОВ;
- внешнее отключение;
- неисправность цепей управления.

СЕКЦИЯ 2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Ермаков И.А.

Научный руководитель Фурсанов М.И., д.т.н., профессор

СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С СОКРАЩЁННЫМ КОЛИЧЕСТВОМ ЛИНЕЙНЫХ ПРОВОДОВ

Денисов И.С.

Научный руководитель - ФЕДИН В.Т., к.т.н., профессор

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПОДСТАНЦИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Демидов Е.В.

Научный руководитель - КАЛЕНТИОНОК Е.В., к.т.н., доцент

НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Глинский К.А.

Научный руководитель – ФУРСАНОВ М.И., д.т.н., профессор

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТИ 10 КВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА

Вацкель С.Л.

Научный руководитель – ФУРСАНОВ М.И., д.т.н., профессор

РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ КОМПЛЕКСНЫМ МЕТОДОМ НЬЮТОНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОГО ПАКЕТА *MATLAB*

Козинец И.С.

Научный руководитель - Бампи Ю.С., Шиманская-Семенова Т.А.

ПЛАВКА ЛЬДА НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Парепко С.В.

Научный руководитель - Мышковец Е.В.

СХЕМЫ И РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭНЕРГОУЗЛА

Питаленко Е.В.

Научный руководитель - ФЕДИН В.Т., профессор, к.т.н.

ПРИМЕНЕНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ КАБЕЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ И ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

Олексюк И.В.

Научный руководитель - Короткевич М.А., д.т.н., профессор

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СИНХРОННОЙ МАШИНЫ В ФАЗНЫХ
КООРДИНАТАХ**

Кунцевич А. И.

Научный руководитель – Золотой А.А., к.т.н., доцент

**ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ УСТРОЙСТВ В
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

Криксин П.В.

Научный руководитель – ФУРСАНОВ М.И., д.т.н., профессор

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО
ДИСКРЕТНЫМ ПАРАМЕТРАМ**

ПЛЕХОВ А. В.

Научный руководитель – ФУРСАНОВ М.И., д.т.н., профессор

РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ МИНСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Фрид О.А.

Научный руководитель – Калентионок Е.В., канд. техн. наук, доцент

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С УПРАВЛЯЕМЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

ФАБИЯНСКИЙ С.В.

Научный руководитель – ФЕДИН В.Т., к.т.н., профессор

**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВВОДА
РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УЗЛОВ С ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКОЙ**

Синенький А.В.

Научный руководитель: Филиппчик Ю.Д.

**ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ И ТРАССЫ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ЛЕСНОМ МАССИВЕ**

Рымко А.А.

Научный руководитель – ФЕДИН В.Т., к.т.н., профессор

ХАРАКТЕРНЫЕ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110КВ Г. МИНСКА

Шинкарь С. П.

Научный руководитель – ЗОЛОТОЙ А. А. к.т.н., доцент

**ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРАТОРА
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПРИ РАБОТЕ В РЕЖИМЕ НЕДОВОЗБУЖДЕНИЯ**

Якимов О.К.

Научный руководитель Филиппчик Ю. Д., аспирант

**ОПТИМИЗАЦИЯ ВЫБОРА МЕСТ РАЗДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА**

Филиппчик Ю.Д. АСПИРАНТ

УДК 621.311

Анализ технико-экономических характеристик распределительной электрической сети

Ермаков И.А.

Научный руководитель Фурсанов М.И., д.т.н., профессор

Воздушные распределительные электрические сети напряжением 0,38–10 кВ составляют около 90 % всего электросетевого хозяйства энергосистемы. Надежность таких сетей достигается на основе применения современных конструктивных элементов, таких как, воздушные линии 0,4 кВ с изолированными самонесущими проводами, столбовые трансформаторные, разъединителей-заземлителей с падающей колонкой, ограничителей перенапряжений, элегазовых и вакуумных выключателей, переводом сетей в режим глухозаземленной нейтрали и другими средствами.

В данной работе проанализировано использование:

- самонесущих изолированных проводов;
- столбовых трансформаторных подстанций.

Широко распространенные в настоящее время КТП имеют большую металлоемкость, которая значительно удорожает подстанцию. Поэтому, исходя из стоимости и удельной повреждаемости в электрических сетях, предлагают отказаться от КТП и перейти на столбовые трансформаторные подстанции.

По сравнению с КТП столбовые подстанции имеют ряд преимуществ: они просты в изготовлении и эксплуатации, значительно дешевле из-за меньшей (в 2,2–3,1 раза) металлоемкости и имеют улучшенные изоляционные характеристики.

Кроме того, для повышения надежности, уменьшения отвода земли под линии электропередачи напряжением 10 кВ при их строительстве применяют изолированные или покрытые провода, которые представляют собой сталеалюминиевые или алюминиевые провода с уплотненной жилой, покрытые слоем полимерной изоляции толщиной 2–3 мм.

Покрывание этих проводов выдерживает испытательные напряжения по нормам для оборудования 10 кВ. Это позволяет существенно уменьшить габариты воздушной линии без снижения электрической прочности и грозоупорности. Воздушные линии электропередачи напряжением 10 кВ с покрытыми проводами имеют ряд преимуществ:

- уменьшение ширины вырубаемой просеки при строительстве ЛЭП в лесных массивах, возможность сооружения ЛЭП без вырубки просек;
- уменьшение расстояний между проводами на опорах и в пролете, в том числе в местах пересечений и сближений с другими ВЛ, а также при их совместной подвеске на общих опорах;
- исключение коротких замыканий между проводами при их схлестывании, падении деревьев на провода, существенное снижение вероятности замыканий проводов на землю;
- отсутствие или незначительное обрастание гололедом и мокрым снегом изолированной поверхности проводов. Меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования, уменьшение гололедно-ветровых нагрузок на опоры на 30%.

В качестве примера была исследована реальная распределительная линия Петриковского РЭС – Муляровка 713 (схема сети представлена на рисунке 1). Результаты расчета потерь для линии традиционного исполнения приведены в таблице 1 (первая строка).

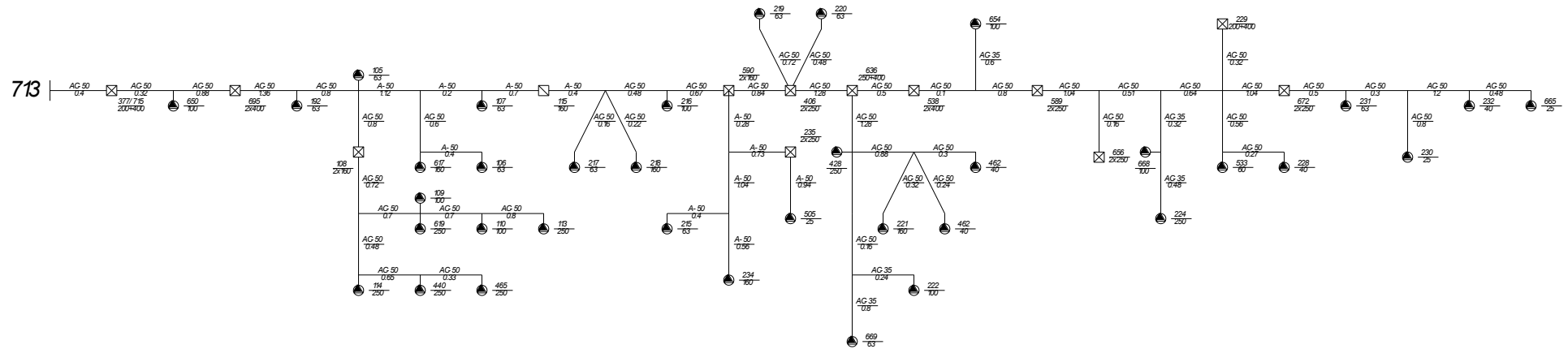


Рисунок 1. Схема сети распределительной линии Муляровка 713

Таблица 1 – Результаты расчета потерь электроэнергии в сети 10 кВ РЛ Муляровка

Линия	W _{гв}	ΔW _{сум}	ΔW _{сум} %	ΔW _{лин}	ΔW _{лин} %	ΔW _{тр}	ΔW _{тр} %	ΔW _{хх}	ΔW _{хх} %	
Муляровка 713	Исходный режим	1231.00	241.75	19.64	204.47	16.61	9.03	0.73	28.25	2.29
	После замены проводов	1268.90	277.88	21.90	240.23	18.93	8.86	0.70	28.79	2.27
	После замены ТР	1244.56	253.65	20.38	220.98	17.76	12.66	1.02	20.01	1.61

В данной линии осуществлена замена сталеалюминиевых проводов на изолированные и КТП на столбовые подстанции.

После замены сталеалюминиевых проводов на изолированные имеем:

– увеличение потерь активной мощности и снижение потерь реактивной мощности за счет значительного уменьшения с 0,35 Ом/км до 0,100 Ом/км удельного реактивного сопротивления.

– повышение уровней напряжений за счёт уменьшения потерь мощности.

При замене КТП на СТП получили следующие результаты:

– СТП более просты в изготовлении и эксплуатации, значительно дешевле из-за меньшей (в 2,2–3,1 раза) металлоемкости и имеют улучшенные изоляционные характеристики.

– оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов не выявил существенного снижения потерь, т.к. в шкале мощностей трансформаторов мощность каждого последующего ТР больше мощности предыдущего примерно в 1,4 раза, и ТР после замены все равно работают с коэффициентом загрузки далеким от оптимального. Для получения ощутимого эффекта следует ввести в шкалу мощностей ТР дополнительные мощности.

Литература

1. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов - Мн. : УВИЦ при УП “Белэнергосбережение”, 2005. - 207 с.

УДК 621.311

Системы передачи электроэнергии с сокращённым количеством линейных проводов

Денисов И.С.

Научный руководитель - ФЕДИН В.Т., к.т.н., профессор

В настоящее время актуален вопрос минимизации отрицательного воздействия электропередач на окружающую среду. Другой не менее важной проблемой является снижение материалоемкости линий электропередачи, а следовательно, и снижение стоимости их сооружения при сохранении основных технических характеристик. Системы передачи электроэнергии с сокращённым количеством линейных проводов имеют целью решение указанных вопросов.

Поясним сущность двух вариантов технических решений. Первый из них - двухцепная четырёхпроводная электропередача [1]. Передача электрической энергии от трёхфазных источников к трёхфазным нагрузкам осуществляется по двухцепной линии электропередачи. Источники напряжения обеих цепей линии равны и синхронны, но противофазны. Поэтому, если объединить в один провод линейные провода, например, фаз А, то ток в этом общем проводе будет равен нулю. Следовательно, общий провод может быть удалён. Таким образом, для передачи электрической энергии от двух трёхфазных синхронных противофазных источников с равными напряжениями двум идентичным симметричным трёхфазным нагрузкам требуется не шесть линейных проводов, а достаточно всего четырёх при сохранении уровня передаваемой мощности.

Нами экспериментально установлено, что двухцепная электропередача с четырьмя линейными проводами обеспечивает симметрию векторов напряжений и токов в нагрузке, а также позволяет передать потребителю ту же мощность, что и двухцепная шестипроводная электропередача, причём при сохранении тех же потоков мощности по проводам фаз. Одновременно доказано, что электропередача может работать только в режиме с изолированной нейтралью. Причиной тому является наличие в нормальном режиме работы потенциала в нейтральных точках трансформаторов, равного потенциалу фазных проводов относительно земли, причём потенциалы нейтралей трансформаторов разных цепей противоположны по знаку.

На основании результатов расчётов параметров двухцепных четырёхпроводных линий электропередачи выяснено, что реактивное сопротивление, реактивная проводимость и зарядная мощность таких линий меньше, чем традиционных двухцепных электропередач. Волновое сопротивление и натуральная мощность приблизительно равны соответствующим показателям традиционных двухцепных линий. Активная проводимость и потери активной мощности на корону существенно меньше, так как линия электропередачи содержит четыре провода вместо шести.

Второй вариант технических решений – электропередача с линиями задержки [2]. В начале линии в цепи фазы А формируется линия задержки сигнала во времени, состоящая из отрезка кабеля, помещённого в трубу из магнитно-мягкого материала. Время задержки сигнала составляет две третьих периода синусоидального тока частотой 50 Гц. В начале линии в цепи фазы В формируется линия задержки в два раза короче, время задержки – одна третья периода синусоидального тока. Если на входе линий задержек диаграмма напряжений для фаз А, В и С состояла из трёх равных векторов, сдвинутых по отношению друг к другу на 120° , то на выходе линий задержек сдвиг по фазе напряжений фазных проводников будет близок к нулю. При этом все три провода можно располагать близко друг к другу, разместив их, например, в одной оболочке. В конце линии электропередачи производится обратная операция по

восстановлению первоначального сдвига фаз: формируется линия задержки в цепи фазы С (время задержки сигнала равно двум третьим периода синусоидального тока частотой 50 Гц) и в цепи фазы В (время задержки сигнала составляет одну треть периода). Однако при изменении тока в цепи из-за нелинейности вебер-амперной характеристики материала трубы сдвиг по фазе между напряжениями проводников будет происходить. Для компенсации нелинейного сдвига напряжений, зависящего от тока нагрузки, длительность задержки сигнала регулируется путём изменения магнитной проницаемости трубы в начале и в конце электропередачи.

По результатам расчёта параметров электропередач с линиями задержки установлено, что реактивное сопротивление таких линий больше, чем традиционных одноцепных воздушных линий, а реактивная проводимость (и зарядная мощность) меньше. Вследствие этого больше волновое сопротивление и меньше натуральная мощность электропередач с линией задержки по сравнению с традиционными линиями. Выбор параметров линий задержек сопряжён с некоторыми сложностями, связанными с необходимостью обеспечения приемлемой длины линий задержек, а значит, и заданных величин их удельной индуктивности и ёмкости.

По уровню отрицательного влияния на окружающую среду электропередачи с линиями задержки и двухцепные четырёхпроводные электропередачи удовлетворяют допустимым значениям экологических характеристик и имеют преимущество перед традиционными соответственно одноцепными и двухцепными линиями.

Расчётами доказано, что приведенные затраты на сооружение рассмотренных линий электропередачи меньше, чем на сооружение традиционных линий.

Таким образом, достоинствами указанных электропередач являются снижение материалоемкости сооружаемых линий электропередачи за счёт меньшего расхода материала опор и, как следствие, снижение капиталовложений, а также значительное уменьшение отрицательного воздействия воздушных линий на окружающую среду: сокращение площади отчуждаемых земель, а значит, и ширины просеки в лесных массивах. Важным является возможность использования электропередач для питания как однофазных, так и трёхфазных потребителей.

Литература

1. Патент № 2256273 RU, МКИ Н 02J 3/00, 3/04, опубл. 10.07.2005.
2. Патент № 2307438 RU, МКИ Н 02J 3/00, опубл. 27.09.2007.

УДК 621.311

Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии на подстанциях энергосистемы

Демидов Е.В.

Научный руководитель - КАЛЕНТИОНОК Е.В., к.т.н., доцент

На протяжении последнего времени в мире происходит постоянный рост цен на энергоносители. Это заставляет более бережно и рационально относиться к их использованию, и особенно актуально для стран, не обладающих собственными богатыми запасами топливно-энергетических ресурсов, в число которых входит Республика Беларусь (РБ).

Львиная доля закупаемого РБ энергетического сырья идет на выработку электрической энергии. Поэтому точный учет ее потребления играет очень важную роль не только для энергетики, но и для всей экономики страны в целом. В 2005 году вышло постановление Совета Министров Республики Беларусь «О мерах по внедрению в республике автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии», а также была разработана программа создания в республике в 2006-2012 годах автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии.

Автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ) представляет собой единый комплекс программно-технических средств. В общем случае это может быть система учитывающая расход по электрической, тепловой энергии, воде, газу (комплексный учет). Относительно более простой будет система, обеспечивающая учет какого-либо одного ресурса (моноресурсное АСКУЭ). Также АСКУЭ можно условно разделить на расчетное (коммерческое) и техническое (контрольное). Коммерческое АСКУЭ решает задачи денежных расчетов между продавцом и покупателем энергоресурса. Контрольное же АСКУЭ предназначено для оптимизации его технологического оборота [1].

На постсоветском пространстве до настоящего момента для учета электроэнергии довольно широко используются индукционные счетчики электрической энергии. Эти приборы учета уже устарели как морально, так и физически, поэтому в настоящее время повсеместно ведется их замена на современные электронные счетчики. Применение последних позволяет решить множество проблем, но самое главное – дает возможность создания централизованной автоматизированной системы, позволяющей с очень высокой точностью учитывать потребление электроэнергии в масштабах целой страны, а также сведение баланса по всей энергосистеме в целом.

АСКУЭ на подстанции предназначена для:

- автоматизированного сбора данных о количестве принятой, распределенной, потребленной и переданной электрической энергии энергоснабжающими организациями и потребителями электроэнергии;

- повышения точности коммерческого учета электроэнергии за счет использования современных приборов учета и применения цифровых технологий измерений, сбора и обработки данных;

- обеспечения единства измерений количества электроэнергии во времени;

- повышения надежности непосредственно системы коммерческого учета электроэнергии, а также защиты информации на всех уровнях системы за счет применяемых технических, программных и организационных решений;

- создания системы единого информационного обеспечения об электропотреблении объектов электрических сетей.

Структура АСКУЭ представляет собой иерархический многоуровневый комплекс.

Пример АСКУЭ для подстанции энергосистемы представлен на рисунке 1.

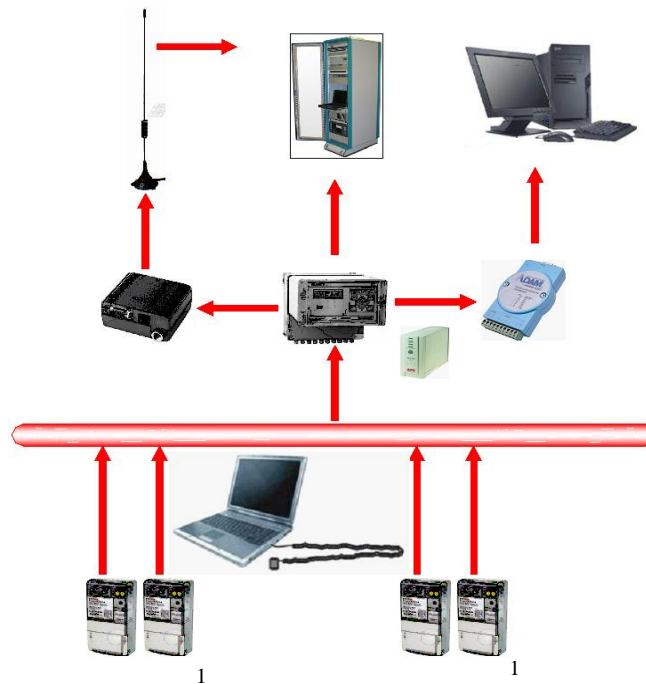


Рисунок 1. Пример структуры АСКУЭ

- 1 – Электронный счетчик
- 2 – Инженерный пульт
- 3 – Устройство сбора и передачи данных (УСПД)
- 4 – Источник бесперебойного питания (ИБП)
- 5 – Преобразователь интерфейсов
- 6 – GSM-Модем
- 7 – GSM- антенна
- 8 – Операторская станция
- 9 – Сервер верхнего уровня

Счетчики вместе с измерительными трансформаторами (если напряжение и(или) ток в точке подключения счетчика больше номинальных значений) и линиями связи образуют нижний уровень. На этом уровне происходит непосредственно измерение физических величин (тока, напряжения и т.д.) и преобразование их в цифровую форму. Далее информация от счетчиков поступает на устройство сбора и передачи данных либо на компьютеры с программным обеспечением верхнего уровня. На этом этапе осуществляются функции сбора и обработки результатов измерений. Таких промежуточных уровней может быть несколько. Потом собранная информация поступает на серверы со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, образующих верхний уровень. На нем осуществляется окончательная обработка данных, а также их долговременное хранение.

При организации АСКУЭ большое внимание необходимо уделять надежности функционирования системы. Так как данные полученные в процессе ее функционирования используются для коммерческих расчетов, даже очень кратковременный отказ системы может привести к значительному экономическому ущербу.

Основными характеристиками надежности являются: средняя наработка на отказ (T_0) и коэффициент готовности (K_T) системы. При расчете показателей надежности

учитываются элементы АСКУЭ, отказы которых влияют на передачу данных на сервер высшего уровня. Критерием отказа АСКУЭ является не предоставление на сервер высшего уровня коммерческой информации за одни сутки.

Расчёт средней наработки на отказ (T_0) проводится для последовательно соединённых составных частей. Схема АСКУЭ для расчёта надёжности представлена на рисунке 2.

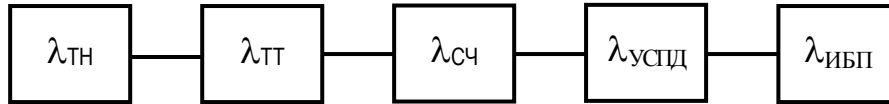


Рисунок 2. Схема АСКУЭ для расчёта надёжности

Система является ремонтируемой и поэтому оценивается коэффициентом готовности. В связи с установленным критерием отказа для достижения высокой надёжности АСКУЭ необходимо обеспечить минимальное время восстановления системы. Для этого необходимо иметь в наличии комплект запасных инструментов и принадлежностей, а так же обеспечить высокую квалификацию обслуживающего персонала.

Интенсивность отказов (λ) – означает число отказов элемента за миллион часов работы.

Среднее время наработки компонента системы до отказа рассчитывается по формуле [2]:

$$T_0 = \frac{1}{\lambda_{КОМП}}, \quad (1)$$

где $\lambda_{КОМП}$ – общая интенсивность отказов компонента.

Среднее время восстановления компонента системы (T_B) – время, используемое в вычислениях, включает время простоя. Число, в основном, фиксированное. Малое время простоя определяется наличием доступных запасных частей и высокой квалификацией персонала.

Коэффициент готовности (K_G) – отношение времени работы компонента или системы в исправном состоянии к общему времени. Коэффициент готовности рассчитывается по формуле [2]:

$$K_G = \frac{T_0}{T_0 + T_B}. \quad (2)$$

Суммарная интенсивность отказов Системы ($\lambda_{АСКУЭ}$) – определяется как сумма интенсивностей отказов каждого компонента (подсистемы) данной системы [2]:

$$\lambda_{АСКУЭ} = \lambda_{КОМП1} + \lambda_{КОМП2} + \dots + \lambda_{КОМПn}, \quad (3)$$

где $\lambda_{КОМПi}$ – интенсивность отказа компонента (подсистемы).

При резервировании компонентов системы, например компонента 3 компонентом 4, суммарная интенсивность отказов для данного узла рассчитывается по следующей формуле [2]:

$$\lambda_{РЕЗЕРВ1} = \frac{\lambda_{КОМП3} \cdot \lambda_{КОМП4}}{\lambda_{КОМП3} + \lambda_{КОМП4}}, \quad (4)$$

и в вышестоящую формулу подставляется $\lambda_{РЕЗЕРВ1}$ вместо $\lambda_{КОМП3}$ и $\lambda_{КОМП4}$.

Интенсивность отказов системы имеет экспоненциальный вид в период приработки и период старения (рисунок 3).

Типовое значение периода приработки составляет 2-3 недели с момента ввода системы в эксплуатацию. В период приработки проявляются недостатки выходного контроля качества на предприятии изготовителе, а также ошибки, допущенные при транспортировке, монтаже и наладке системы. После выявления этих элементов интенсивность отказов уменьшается и далее остаётся постоянной, наступает период нормальной работы. По мере износа элементов и приближения к концу срока службы системы интенсивность отказов вновь возрастает, начинается период старения элементов.

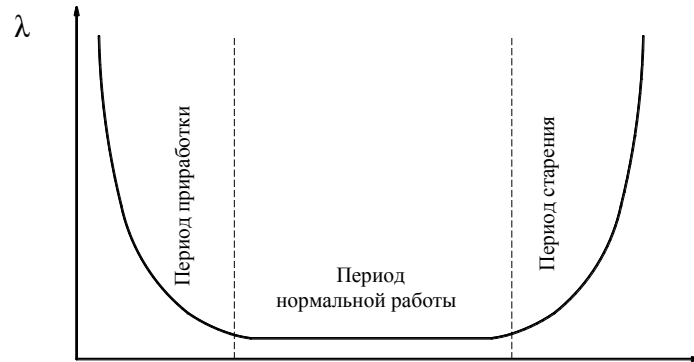


Рисунок 3. Зависимость изменения интенсивности отказов от времени

Так же особое внимание стоит уделять вопросам метрологии. Как известно, любой измерительное, преобразовательное или передающее средство, будет вносить в конечный результат измерения определенную погрешность. Поэтому применение недостаточно точных приборов или их эксплуатация в условиях не соответствующих пределам, в которых приборы сохраняют свои метрологические характеристики, может привести к недопустимо грубому результату измерений.

Конечно, внедрение систем АСКУЭ в энергетике требует огромных денежных затрат. Например, стоимость всей системы, включая монтаж и наладку, на подстанции 110кВ может достигать сотен тысяч долларов. Однако внедрение и эффективное использование таких систем окупается. Можно отметить следующие положительные стороны внедрения АСКУЭ на подстанциях энергосистемы:

- возможность выхода на оптовый рынок электроэнергии;
- повышение точности учета (за счет уменьшения ошибок при ручном съеме данных, за счет ревизии приборов учета и замене старых типов счетчиков на более современные и точные);
- снижение потерь электроэнергии за счет контроля балансов по объектам и хищений электроэнергии;
- контроль заявленной мощности предприятий (потребителей) и выставление счетов за фактически потребленную мощность;
- выравнивание нагрузки за счет перехода потребителей на данный тариф и перевода части мощности в ночной период;
- сокращение затрат на обработку информации экономическим подразделением за счет получения оперативной и достоверной информации об энергопотреблении в электронном виде.

Литература

1. Правила приборного учета электрической энергии в Республике Беларусь. Министерство энергетики Республики Беларусь. 1-е издание. - Минск, 2004. - 61 с.
2. Козлов Б.А., Ушаков И.А. Справочник по расчету надежности аппаратуры радиоэлектроники и автоматики. - М.: Советское радио, 1975. - 472 с.

УДК 621.311

Новые технические решения в эксплуатации электрических сетей

Глинский К.А.

Научный руководитель – ФУРСАНОВ М.И., д.т.н., профессор

В последнее время наиболее важным аспектом в энергетике стало внедрение новых разработок с целью замены физически и морально устаревшего оборудования для обеспечения надежного и качественного снабжения потребителей электроэнергией [1,2]. Наиболее слабым звеном в системе электроснабжения являются электрические сети 0,38 – 10 кВ, что особо проявляется во время стихийных явлений, когда происходит массовое повреждение этих сетей с отключением потребителей. При интенсивной реконструкции линий электропередачи с полной или частичной заменой оборудования на современное необходимо обеспечить наиболее оптимальные условия эксплуатации, когда при минимальных затратах обеспечивается долговечная и надёжная работа всех элементов электрической сети.

В последние годы в эксплуатации электрических сетей применяются следующие мероприятия:

1. Профилактика оборудования. Здесь можно выделить:

- контроль изоляции по диэлектрическим потерям;
- хроматографический анализ газов в масле;
- инфракрасная термография;

2. Внедрение новейшего электротехнического оборудования. Среди них:

- вакуумные выключатели;
- элегазовые выключатели;
- герметизированные аккумуляторные батареи;

- ОПУ на базе микропроцессорной техники;

3. Повышение надежности электрической сети;

4. Защита от внутренних и внешних перенапряжений;

5. Другие направления.

Наиболее используемыми на практике являются:

1. замена на воздушных линиях 10 кВ сталеалюминиевых проводов на изолированные провода с соответствующей заменой опор;

2. замена маломасляных выключателей на стороне 10 кВ подстанции на вакуумные выключатели;

3. замена вентильных разрядников на ограничители перенапряжений;

4. замена комплектных трансформаторных подстанций 10/0.4 кВ на столбовые трансформаторные подстанции;

5. применение современных разъединителей-заземлителей РНЗ-10 кВ вместо разъединителей наружной установки типа РЛНД-10 кВ.

Для оценки перечисленных мероприятий исследована схема электрической сети, состоящая из одной питающей подстанции 110/10 кВ Россь и шести отходящих от неё воздушных линий 10 кВ.

Расчеты режимов данной сети рассчитаны по программе EX10ST, разработанной на кафедре «Электрические системы» БНТУ как для линий со сталеалюминиевыми проводами, так и для линий с изолированными проводами. В результате анализа выполненных расчётов можно сделать следующие выводы:

1. Потери активной мощности уменьшились с 1,08 кВт до 0,77 кВт, реактивной мощности — $0,66 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ до $0,31 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ за счет значительного снижения (с 0,391 Ом/км до

0,100 Ом/км) удельного реактивного сопротивления изолированного провода для воздушной линии 10 кВ.

2. Потери электроэнергии в линиях снизились с 1,776 тыс. кВт·ч до 1,267 тыс. кВт·ч и соответственно произошло суммарное уменьшение потерь электроэнергии во всей сети 10 кВ с 23,075 тыс. кВт·ч до 22,584 тыс. кВт·ч;

3. Уменьшились потери напряжения в электрической сети 10 кВ.

На основе сопоставлений рассматриваемого нового оборудования с оборудованием, используемым на практике, сделаны следующие выводы:

1. Использование каждого из рассмотренного нового оборудования увеличивает надёжность передачи электроэнергии и соответственно уменьшает недоотпуск электроэнергии потребителю.

2. Несмотря на более высокую стоимость вакуумных выключателей и линий с изолированными проводами их использование более перспективно, т.к. лишние капитальные затраты окупаются за счёт гораздо меньших эксплуатационных затрат, уменьшения межремонтного периода, уменьшения ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям.

3. Применение столбовых трансформаторных подстанций и разъединителей-заземлителей РНЗ – 10 кВ связано с гораздо меньшими капитальными затратами чем у комплектных трансформаторных подстанций и разъединителей РЛНД – 10 кВ, причём их технические характеристики значительно лучше.

4. Решение об использовании ОПН в электрической сети вообще не вызывает сомнений, т.к. выпуск вентильных разрядников предприятиями-изготовителями практически прекращён. ОПН значительно повышает защиту оборудования от различных видов перенапряжений, а также в них значительно меньше потери электроэнергии.

5. Применение линий с изолированными проводами и ОПН снижает потери электроэнергии в электрических сетях.

6. Установка и эксплуатация данного оборудования требует дополнительного обучения персонала проектных, строительных и эксплуатирующих организаций для исключения возможных ошибок при выполнении работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дорофейчик А.Н. Пути повышения надёжности электрических сетей: учебно-методическое пособие – Гродно : ГрГУ, 2007.-203с.

2. Основные положения (концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 года. М.: ОАО РАО «ЕС России», 2008г.

УДК 621.311

Проектирование сети 10 кВ для электроснабжения населенного пункта

Вацкель С.Л.

Научный руководитель – ФУРСАНОВ М.И., д.т.н., профессор

Обеспечение требуемого качества электроэнергии, надежности и экономичности – основные задачи сельского электроснабжения.

В связи с серьезным количественным и качественными изменениями сельскохозяйственных потребителей электроэнергии значительно возросла актуальность задачи обеспечения надежного электроснабжения. Это связано с появлением сельскохозяйственных предприятий промышленного типа, в первую очередь животноводческих комплексов, агрогородков.

Основная задача проектирования электрических систем и сетей заключается в разработке с учетом достижений науки и техники и технико-экономическом обосновании решений, определяющих формирование энергетических систем, развитие электрических станций и сетей, средств их эксплуатации и управления. При этом должна обеспечиваться оптимальная надежность электроснабжения и требуемое качество электроэнергии с наименьшими затратами [1,2].

На первой стадии разработки проекта следует сформулировать основные задачи, которые должны быть в нем рассмотрены. Их решение определяется особенностями района, в котором находятся предполагаемые потребители электрической энергии, и свойствами самих потребителей. Поэтому в проекте приводятся основные данные, характеризующие район расположения потребителей электрической энергии, а также энергетические источники, местные электростанции и энергоресурсы.

Проектирование электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности. К задачам проектирования электрической сети относятся:

- разработка и обоснование решений по развитию сети;
- выбор конфигурации и параметров сети;
- выбор мощности, мест размещения и типа компенсирующих устройств;
- выбор способов и средств регулирования напряжения;
- определение очередности строительства сетевых объектов и необходимых капитальных затрат.

Основными необходимыми данными при проектировании развития электрической сети являются:

- взаимное расположение существующих и новых источников питания и пунктов потребления;
- схема и параметры существующей сети;
- значения наибольших активных нагрузок на шинах низшего напряжения подстанций и их коэффициент мощности;
- суточные графики активных нагрузок или значения наименьших нагрузок;
- динамика изменения нагрузок по годам.

Проект развития электрической сети обычно содержит следующие разделы:

- анализ существующей сети;
- определение электрических нагрузок и составление балансов активной и реактивной мощности;
- выбор расчетных режимов электростанций и подстанций;
- электрические расчеты различных режимов, обоснование номинального напряжения и схемы построения сети;

- составление баланса реактивных мощностей, выявление условий регулирования напряжения и обоснование точек размещения компенсирующих устройств;
- расчет токов короткого замыкания и установление требований к коммутационным аппаратам;
- стоимостные показатели и очередность развития сети.

Технико-экономическое обоснование решений, принимаемых при проектировании электрических систем, сводится к сопоставлению вариантов выполнения схем, проектов для системы в целом или для отдельных ее элементов. Сравнимые варианты должны быть технически сопоставимыми, т. е. позволять выполнять необходимую задачу при удовлетворении всех технических требований, установленных соответствующими нормами, обеспечивая при этом необходимую надежность. Они должны быть также экономически сопоставимыми, т. е. давать одинаковый производственный эффект (включая неэнергетическую продукцию, если рассматриваются комплексные объекты) и учитывать весь комплекс народнохозяйственных затрат, которые связаны с его достижением (с учетом затрат, вложенных в смежные звенья энергетики и сопряженные отрасли народного хозяйства). Варианты оцениваются и по показателям, которые сопоставимы с точки зрения полноты учета конкретных условий сооружения и эксплуатации объектов, уровня применяемых цен и тарифов, уровня техники строительных работ и т. д.

Ниже рассмотрены основные этапы разработки проекта электрической сети 10 кВ для электроснабжения населенного сельского пункта.

На основании данных аэрофотосъемки и по информации отдела статистики райсполкома определены количество, тип и местоположение потребителей. Для вновь строящихся объектов данная информация взята из проектно-сметной документации.

Расчетные нагрузки потребителей населенного пункта определены на основе вероятностных характеристик по справочной литературе.

Конфигурация схем электрической сети зависит от ряда факторов, таких как число потребителей, их размещения, категорийности, размещения опорных подстанций системы.

За основу модели системы принята модель В.К. Плюгачева [3]. На основании данной модели можно определить количество трансформаторных подстанций N :

$$N = \frac{W \cdot R^2}{T_{нб} \cdot S \cdot \cos \varphi \cdot k}, \quad (1)$$

где W – плотность потребления электроэнергии, кВт·ч/км²·год; $T_{нб}$ – число часов использования наибольшей нагрузки на потребительских подстанциях, ч; S – средняя мощность потребительских подстанций, установленных в районе электроснабжения, кВ·А; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности; R – радиус распределительной сети (вписанной в квадрат окружности), км; k – коэффициент загрузки трансформаторов.

Места установки ТП выбираются согласно нормам проектирования электрических сетей 0,38-10 кВ сельскохозяйственного назначения.

При проектировании развития электрической сети возникает задача выбора ее экономичной конфигурации. В общем случае данная задача решается методами динамического программирования. Из-за трудоемкости методов динамического программирования и необходимости учета многих условий ограничения на прокладываемые трассы линий, выбор экономичной конфигурации осуществили путем сравнением технико-экономических показателей.

Выбрали пять различных конфигураций сети удовлетворяющие нормами технологического проектирования, рассчитали для каждой, после выбора

потребительских трансформаторов и сечений проводников, технико-экономические показатели и определили оптимальную конфигурацию.

Выбор трансформаторов для каждого ТП произвели по условию минимальных относительных потерь электрической энергии. Полученные значения показывают, что минимум потерь энергии достигается при коэффициентах загрузки трансформаторов находящихся в пределах 1,51 - 2,46. При таком режиме работы повышается износ изоляции и снижается время эксплуатации трансформатора. Отсюда вывод, что для достижения минимальных потерь энергии на трансформаторах необходимо усиливать изоляцию, улучшать системы охлаждения и загружать трансформаторы до найденной оптимальной величины потерь энергии.

Выбор проводов для каждого варианта проектируемой сети производили по допустимым потерям напряжения. Выбор сечений проводников по допустимым потерям напряжения главным образом объясняется необходимостью обеспечения требуемых отклонений напряжений на зажимах электроприемников. Полученное значение сечения меньше допустимых по условию механической прочности согласно ПУЭ. Поэтому сечение приняты по условию механической прочности.

Для выбора выключателей питающей подстанции на стороне 10 кВ НН составлена схема сетевого района и определены параметры элементов схемы. Для полученной схемы составили однолинейную схему замещения, в которую вошли все источники питания, участвующие в питании места КЗ, и все элементы электроснабжения (трансформаторы, воздушные линии), расположенные между источниками и местом КЗ. В схему не войдут нагрузки, так как они удалены от места КЗ и практически не влияют в подпитки КЗ.

Электрический расчет выбранного варианта проектируемой сети производили с помощью программы EX10ST, разработанной на кафедре “Электрические системы и сети”.

Основным видом перенапряжений в сельских сетях, от которых следует защищать электроустановки, являются перенапряжения, вызываемые атмосферными явлениями, и в первую очередь грозой.

Для ВЛ напряжением 6-10 кВ на железобетонных опорах основным резервным мероприятием для повышения эксплуатационной надежности, предотвращающим перерывы в электроснабжении, является АПВ. Должны применяться устройства АПВ одно- и двукратного действия. В соответствии с требованиями ПУЭ должны быть заземлены на ВЛ напряжением 6-10 кВ железобетонные опоры. Сопротивление заземляющих устройств опор ВЛ напряжением 6-10 кВ не должно превышать 30 Ом.

Для защиты распределительной электрической сети напряжением 0,4-10 кВ от грозовых перенапряжений применяются:

- ограничители перенапряжений нелинейные;
- разрядники длинно-искровые;
- разрядники вентильные и трубчатые;
- защитные искровые промежутки.

Литература

1. Электрические системы и сети: Учебник/ Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Минск: Вышэйшая школа, 2003. – 475 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – Москва: Издательство НИЦ ЭНАС, 320 с.; ил.
3. Лещинская Т.Б., Метельков А.А. Разработка методики планирования систем электроснабжения районов с малой плотностью нагрузок с учетом неопределенности исходной информации. – М.: Агроконсалт, 2003. – 116 с.

УДК 621.311

Расчет установившегося режима энергетической системы комплексным методом Ньютона с использованием компьютерного пакета *MATLAB*

Козинец И.С.

Научный руководитель - Бампи Ю.С., Шиманская-Семенова Т.А.

Расчеты установившихся режимов являются основными при решении задач, связанных с проектированием и эксплуатацией электрических систем. Результаты этих расчетов используются при планировании режимов и оперативном управлении энергосистемами, а также служат базой для выполнения оптимизации, анализа устойчивости и надежности.

В настоящее время актуальность задач расчета установившихся режимов возросла вследствие создания автоматизированных систем диспетчерского и противоаварийного управления на базе электрических вычислительных машин.

Появились также новые задачи, связанные с определением пределов и запасов статической устойчивости. Необходимость решения этих задач непосредственно в цикле управления энергосистемой на основе информации, получаемой по каналам телемеханики, потребовала разработки новых методов расчета установившихся режимов в реальном масштабе времени.

В настоящее время информация о текущих значениях параметров режима собирается в различных точках энергосистемы и передается в диспетчерские центры с помощью телемеханических устройств. Эта информация, тем не менее, не является абсолютно достоверной, так как является неполной (охватить всю энергосистему телеизмерениями нецелесообразно по экономическим соображениям).

Тема работы представляет большой интерес для исследования, потому что в комплексной форме метод Ньютона еще нигде не использовался в связи с рядом трудностей. Во-первых, из-за того, что до недавнего времени расчеты выполнялись преимущественно вручную, а для меньшей трудоемкости ручных расчетов комплексные исходные данные разбивались на действительные и мнимые составляющие. Во-вторых, если все данные представлять в комплексном виде, то составленная система нелинейных уравнений, например, в виде баланса мощностей, будет иметь количество неизвестных большее, чем количество уравнений в системе. В-третьих, при нахождении матрицы частных производных возникает проблема: сопряженные комплексные переменные, например, искомые узловые напряжения, дифференцировать невозможно в соответствии с условием Коши-Римана.

Разработанная мною программа РУРЭС (расчет установившегося режима энергетической системы) основана на комплексном методе Ньютона. Алгоритм реализации комплексного метода Ньютона практически полностью идентичен обычному методу Ньютона. Нелинейные уравнения, описывающие режим, линеаризуются с помощью разложения в ряд Тейлора. Из ряда Тейлора берем два первых члена разложения:

$$f(U) \equiv f(U^{(0)}) + f'(U^{(0)})(U - U^{(0)}) = 0, \quad (1)$$

где $f'(U^{(0)}) = \left. \frac{\partial f}{\partial U} \right|_{U=U^{(0)}}$ - матрица частных производных, $U^{(0)}$ - это вектор-столбец

начальных приближений по напряжениям, U - это вектор-столбец комплексных напряжений.

Из уравнения 1 выведем уравнение для нахождения следующего приближения по напряжению и запишем его в общем виде:

$$U^{(k+1)} = U^{(k)} - \left(\frac{\partial f}{\partial U} \Big|_{U=U^{(k)}} \right)^{-1} \cdot f(U^{(k)}). \quad (2)$$

В математическом отношении задача расчета установившегося режима сводится к решению больших систем нелинейных уравнений.

Для удобства работы с большими системами нелинейных уравнений введем матрицы. Для начала, составим систему уравнений для схемы из n узлов. Далее введем систему сопряженных уравнений. Сопряженная система уравнений вводится для того, чтобы количество неизвестных равнялось количеству уравнений в системе и для того, чтобы с помощью замены переменной избавиться от сопряженных комплексных переменных. После преобразований запишем уравнения в общем виде.

Общий вид для прямой системы уравнений (балансирующий узел 1):

$$\bar{U}_i \left(\sum_{j=2}^n \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j + \bar{Y}_{i1} \bar{U}_B \right) - \bar{S}_i = 0, \quad (3)$$

где $i = 2..n$, n - количество узлов в схеме замещения сети.

Общий вид для комплексно сопряженной системы уравнений:

$$U_i \left(\sum_{j=2}^n \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j + \bar{Y}_{i1} \bar{U}_B \right) - S_i = 0, \quad (4)$$

где $i = 2..n$, n - количество узлов в схеме замещения сети.

ТАБЛИЦА 1 – ПРЯМЫЕ И СОПРЯЖЕННЫЕ МАТРИЦЫ

ПРЯМЫЕ МАТРИЦЫ	СОПРЯЖЕННЫЕ МАТРИЦЫ
$U = \begin{vmatrix} U_2 \\ U_3 \\ \vdots \\ U_n \end{vmatrix},$ $diag U = \begin{vmatrix} U_2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & U_3 & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & U_n \end{vmatrix},$ $Y = \begin{vmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1j} \\ Y_{21} & Y_{22} & & \\ \vdots & & \ddots & \\ Y_{i1} & & & Y_{ij} \end{vmatrix},$ $Y_B = \begin{vmatrix} Y_{2B} \\ Y_{3B} \\ \vdots \\ Y_{iB} \end{vmatrix},$	$V = \begin{vmatrix} V_2 \\ V_3 \\ \vdots \\ V_n \end{vmatrix},$ $diag V = \begin{vmatrix} V_2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & V_3 & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & V_n \end{vmatrix},$ $\bar{Y} = \begin{vmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \dots & \bar{Y}_{1j} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & & \\ \vdots & & \ddots & \\ \bar{Y}_{i1} & & & \bar{Y}_{ij} \end{vmatrix},$

$S = \begin{bmatrix} S_2 \\ S_3 \\ \vdots \\ S_n \end{bmatrix}.$	$\bar{Y}_B = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{2B} \\ \bar{Y}_{3B} \\ \vdots \\ \bar{Y}_{iB} \end{bmatrix},$ $\bar{S} = \begin{bmatrix} \bar{S}_2 \\ \bar{S}_3 \\ \vdots \\ \bar{S}_n \end{bmatrix}.$
--	---

Переменную $V_i = \bar{U}_i$ вводим, чтобы обеспечить возможность дифференцирования уравнений (в соответствии с условием Коши-Римана сопряженные комплексные переменные дифференцировать невозможно). Тогда уравнения примут следующий вид:

$$\underline{V}_i \left(\sum_{j=2}^n \underline{Y}_{ij} \underline{U}_j + \underline{Y}_{iB} \underline{U}_B \right) - \underline{S}_i = 0, \quad (5)$$

$$\underline{U}_i \left(\sum_{j=2}^n \bar{Y}_{ij} \underline{V}_j + \bar{Y}_{iB} \underline{V}_B \right) - \underline{S}_i = 0. \quad (6)$$

Из матриц, записанных в таблице 1, составим блочное матричное уравнение:

$$f(U, V) = \begin{bmatrix} \text{diag} V & 0 \\ 0 & \text{diag} U \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} Y & 0 \\ 0 & \bar{Y} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U \\ V \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_B U_B \\ \bar{Y}_B V_B \end{bmatrix} \right\} - \begin{bmatrix} \bar{S} \end{bmatrix}. \quad (7)$$

В результате расчета установившегося режима с помощью программы РУРЭС в комплексном виде определяются: напряжения в узлах сети, потоки мощности в началах и концах линий, потери мощности в линиях и суммарные, токи в линиях электропередачи и трансформаторах.

Так как расчет установившегося режима выполнялся на ЭВМ, то удобной формой записи исходных, промежуточных и расчетных данных были матрицы. Именно поэтому работа выполнена с помощью компьютерного пакета Matlab. Компьютерный пакет Matlab в настоящее время является одним из наиболее мощных инструментов для решения большого круга математических и физических задач. Одним из плюсов компьютерного пакета Matlab является то, что этот пакет воспринимает любые входные данные как матрицы и обладает большим набором инструментов для работы с ними.

Следует отметить, что после некоторой доработки, программа РУРЭС может использоваться службами режимов и соответствующими отделами в проектных организациях. На данный момент программа не является коммерческой, а представляет собой учебную тестовую версию.

Литература

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Половко А.М., Бутусов П.Н. Matlab для студента. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 320 с.
3. Сивохин А.В., Мещеряков Б.К. Решение задач оптимального управления с использованием математической системы MATLAB и пакета имитационного моделирования SIMULINK. Лабораторный практикум по основам теории управления. – Пенза: Изд-во Пенз. гос. Ун-та, 2006. – 263 с.
4. Лазарев Ю.Ф. Начала программирования в среде Matlab: учебное пособие. – К.: НТУУ «КПИ», 2003. – 424 с.
5. Гаспарян О.Н. Matlab: Учебное пособие. – Государственный инженерный университет Армении, 2005. – 143 с.

6. Медведева С.Н. Математические задачи в энергетике: Учебное пособие. – Пензенский Государственный университет.- 45 с.
7. Аюев Б.И. Моделирование и анализ установившихся режимов работы электрических систем.- 39 с.

УДК 621.311

Плавка льда на линиях электропередач

Парепко С.В.

Научный руководитель - Мышковец Е.В.

В последнее время гололёд на высоковольтных линиях стал возникать всё чаще. При небольшом морозе, в условиях мягкой зимы, на проводах оседают капельки тумана или дождя, покрывая их плотной ледяной коркой весом несколько тонн на длине километр. В результате провода могут порваться, а опоры линий электропередач сломаться. Готовиться к этому нужно заранее.

Гололёд – плотная ледяная корка, образуется при намерзании переохлаждённых капель дождя, мороси или тумана при температуре от 0 до -5°C на поверхности земли и различных предметов, в том числе проводах высоковольтных линий электропередач. Толщина гололёда на них может достигать 60—70 мм, существенно утяжеляя провода. На территории Беларуси выделяют 3 района по гололеду: 1,2 и 3 – с нормативной толщиной стенки голеледа соответственно 10, 15 и 20 мм.

Традиционные методы плавки гололеда. Ледяную корку на высоковольтных линиях ликвидируют, нагревая провода постоянным или переменным током частотой 50 Гц до температуры $100\text{—}130^{\circ}\text{C}$. Сделать это проще всего, замкнув накоротко два или три провода (при этом от сети приходится отключать всех потребителей).

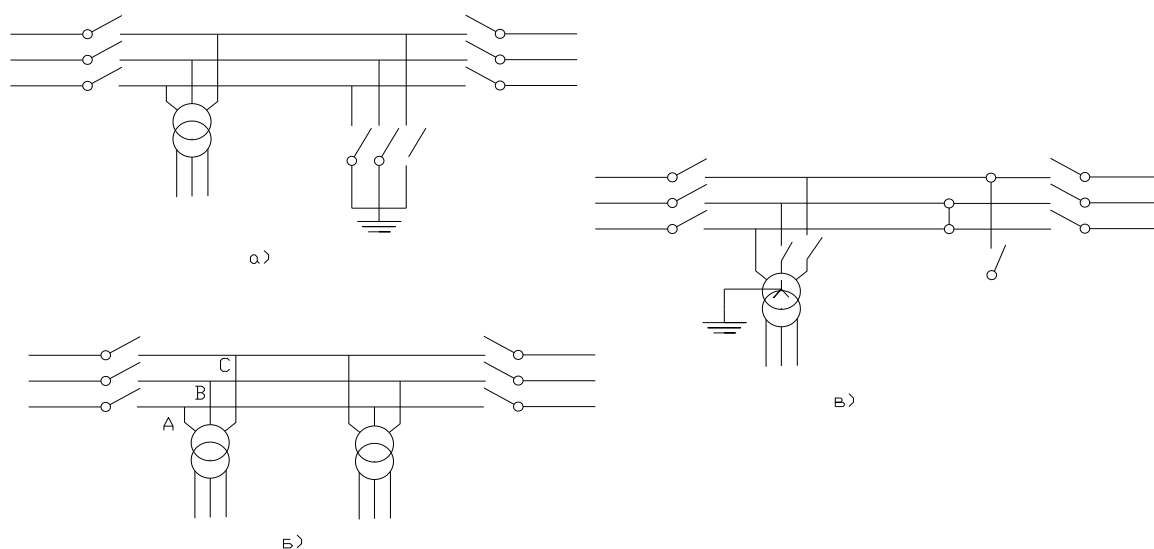


Рисунок 1

Наиболее простой и удобный способ – метод трехфазного короткозамыкания в конце линии (рисунок 1а). Здесь плавка производится сразу на 3 фазах. Ток плавки соответственно равен:

$$I = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot z_0 \cdot l},$$

где U – линейное напряжение плавки гололеда; z_0 – полное сопротивление 1 км линии; l – длина линии.

В свою очередь:

$$z_0 = \sqrt{r_0^2 + x_0^2},$$

где r_0 , x_0 - активное и индуктивное сопротивление 1 км линии.

По способу двухфазного короткого замыкания в конце линии плавка производится сначала на 2 фазах, а затем на третьей в сочетании с одним из освободившихся проводов.

Для этого случая

$$I = \frac{U}{2 \cdot z_0 \cdot l}.$$

Схема, представленная на рисунке 1б, применяется, когда имеющееся напряжение велико для плавки по методу трехфазного короткого замыкания:

$$I = \frac{U_{\phi}}{Z},$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение источника плавки; Z - полное сопротивление пути тока плавки.

$$z_0 = \sqrt{(3r_0 \cdot l + 2R_z + R_{зем} \cdot l)^2 + (3x_0 \cdot l)^2},$$

где R_z - активное сопротивление заземления; $R_{зем}$ - активное сопротивление земли, принимается равным 0,05 Ом/км.

В случае, если ток плавки в схеме трехфазного короткого замыкания оказывается недостаточным, то применяется встречное включение фаз. Здесь на одном конце линии провода присоединяются к фазам А,В,С, а на другом - к фазам В,С,А (Рисунок 1в). Тогда ток плавки оказывается в $\sqrt{3}$ раз больше, чем при трехфазном коротком замыкании.

На линиях с проводами больших сечений применяется плавка гололеда постоянным током. В этом случае применяется схема рисунок 1б, где вместо трансформатора используется источник постоянного тока.

Для провода марки АС-185/43 километровой длины индуктивное сопротивление в 2,5 раза превышает значение активного сопротивления. По этой причине большую выгоду представляет собой плавка льда при помощи постоянного тока, но с другой стороны мощные высоковольтные выпрямители приводят к значительному удорожанию установки.

Таким образом, плавка гололеда током — довольно неудобное, сложное, опасное и дорогостоящее мероприятие. Кроме того, очищенные провода вновь обрастают льдом, который требуется плавить снова и снова.

Скин-эффект (поверхностный эффект) — эффект затухания электромагнитных волн по мере их проникновения в глубь проводящей среды. В результате этого эффекта, переменный ток, при протекании по проводнику распределяется не равномерно по сечению, а преимущественно в поверхностном слое. При пропускании тока частотой свыше 10 Гц по сечению проводника, его сопротивление возрастает в сотни раз.

Глубина слоя проводника, в котором напряженность электрического поля уменьшается в e раз, называется глубиной скин-слоя.

Q- потери складываются из потерь на нагревание проводника, окружающей среды и льда до температуры плавления.

Примем, что тепло теряется через единичную площадь проводника одинаково во всех направлениях и лед тает равномерно по всей окружности, но на практике достаточно растопить верхнюю кромку гололеда на линии, которая всегда тоньше остальной части льда на линии, а остальная часть ледяного образования упадет на землю под действием силы тяжести. Для сравнения эффективности плавки льда токами

различной частоты эти потери теплоты примем пропорциональными полным затратам энергии.(50%)

Сравнение активных сопротивлений линии и энергии, требуемой для плавки льда, приведено в таблицу 1.

Таблица 1

Марка провода	Расчетная теплота	Активное сопротивление			Требуемая энергия		
		50Гц	1МГц	100МГц	50Гц	1МГц	100МГц
	МДж	Ом	Ом	Ом	МДж	МДж	МДж
АС150/24	0.161	0.198	6253	62530	171.76	1.933	0.611
АС240/32	0.203	0.121	4950	49500	493.88	4.884	1.544
АС400/51	0.259	0.075	3888	38880	1608.7	14.131	4.468

Выводы

1. При повышении частоты до 1 и 100МГц активное сопротивление возрастает в десятки и даже сотни тысяч раз, а энергия, необходимая для того, чтобы расплавить лед сокращается в 100 и 400 раз соответственно.

2. Разогрев линий электропередач токами высокой частоты позволит предотвращать образование гололёда на проводах, поскольку можно нагреть их до 10—20°С, не дожидаясь образования плотного льда. Таким образом, скин-эффект позволяет не допускать появления гололёда на проводах.

3. Отключать от электрической сети потребителей не придётся — высокочастотный сигнал к ним не проникнет, так как перед потребителями можно поставить высокочастотные фильтры. Однако в этом случае происходит удорожание сети на стоимость радиопередатчика(~5 млн. бел. руб.).

4. Поскольку провода можно нагревать всего на 10—20°С, то по сравнению с плавкой, требующей нагрева проводов до 100—130°С, значительно уменьшается расход электроэнергии.

5. Так как сопротивление проводов токам высокой частоты по сравнению с промышленной (50 Гц) резко возрастает, коэффициент преобразования электрической энергии в тепловую оказывается велик. Это в свою очередь приводит к снижению требуемой мощности.

Литература

1. Дьяков А. Ф., Засыпкин А. С., Левченко И. И. Предотвращение и ликвидация гололедных аварий в электрических сетях. — Пятигорск: Изд-во РП «Южэнерготехнадзор», 2000.
2. Левченко И. И., Засыпкин А. С., Аллилуев А. А., Сацук Е. И. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
3. Рудакова Р. М., Вавилова И. В., Голубков И. Е. Борьба с гололёдом в электросетевых предприятиях. — Уфа: Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т, 1995.
4. Журнал «Наука и жизнь», №8 – 2008, стр. 116-119.

УДК 621.311

Схемы и режимы электрических сетей промышленного энергоузла

Питаленко Е.В.

Научный руководитель - ФЕДИН В.Т., профессор, к.т.н.

Выполнен анализ существующей и перспективной схем и возможных режимов электрических сетей Полоцкого энергоузла. Рассмотрена структура существующей схемы сети, построены графики нагрузки для энергоузла, разработан вариант перспективной схемы сети Полоцкого энергоузла, рассмотрены и проанализированы возможные режимы работы существующей схемы и перспективной схем сетей. Оценена надежность электроснабжения энергоузла, произведена технико-экономическая оценка схем и режимов электрической сетей энергоузла, сделана экологическая оценка энергетических объектов энергоузла.

Полоцкий энергоузел является одним из сложных узлов энергосистемы с точки зрения обеспечения непрерывного электроснабжения и требуемого качества передаваемой тепловой и электрической энергии. Основными потребителями являются такие промышленные предприятия как ОАО «Нафтан», ОАО «Полимир», ОАО «Полоцк-Стекловолокно», РУП «Новополоцкий завод белково-витаминных концентратов», НРУПТН «Дружба», которые имеют электроприемники первой категории и непрерывные технологические процессы производства. Электроснабжение таких предприятий осложнено тем, что перерыв питания на несколько секунд или даже на десятки доли секунды ведет к нарушению технологического процесса и остановке производства, что означает в лучшем случае длительный (на часы) перерыв в работе предприятия, в худшем - происходит повреждение оборудования, брак продукции, возникает угроза для окружающей среды, предприятие несет большие убытки [1].

Полоцкий энергоузел имеет следующую структуру: основными источниками являются Лукомольская ГРЭС-20, Новополоцкая ТЭЦ, Полоцкая ТЭЦ, Лукомольская детандер-генераторная установка и четыре ГЭС. Питание потребителей г. Новополоцка осуществляется по двум кольцам 110кВ: Западному и Восточному. Кольца организованы путем деления Новополоцкой ТЭЦ и секционированием шин 110 кВ ПС «Полоцк-330» и ПС «Полоцк-Районная». Наличие двух колец обеспечивает высокую степень надежности электроснабжения основных потребителей. Питание потребителей промзоны г. Новополоцка осуществляется как от шин генераторного напряжения 6 кВ Новополоцкой ТЭЦ и КГТУ «Нафтан», так и по сети 110 кВ.

Для существующей схемы электрической сети Полоцкого энергоузла были построены суточные графики нагрузок для характерных дней года по данным ведомостей о величинах генерирующих мощностей основными источниками и о перетоках мощности по межобластным и межсистемным линиям связи. Установлено, что изменение нагрузки в течение суток незначительное, так как основные потребители – это промышленные предприятия с непрерывными процессами производства.

В соответствии с государственным планом развития г. Новополоцка, развитием других предприятий и потребителей был разработан вариант перспективной схемы сети.

Оценена надежность энергетического объекта, в роли которого выступала подстанция 330 кВ «Полоцк-330». Схема открытого распределительного устройства 330 кВ является нестандартной. Выявлен основной ее недостаток – при выведенной в ремонт сборке автотрансформатора АТ1 и аварийно отключившейся сборке автотрансформатора АТ2 погашается вся подстанция, и питание потребителей энергоузла осуществляется по линиям 110 кВ, что сопровождается перегрузкой линий и

недопустимой посадкой напряжения у потребителей. Путем добавления в схему одного выключателя и сборной системы шин можно перейти к стандартной схеме «3/2 выключателя на присоединение», в которой указанный недостаток отсутствует. Оценка надежности производилась по программе «ТОPAS» по критерию минимума по частоте и длительности отказов каждой из отходящих линий, числу конъюнкций и суммарному недоотпуску с шин подстанции [2]. Результаты расчетов свидетельствуют о равнонадежности двух схем подстанций, поэтому изменение схемы на стандартную не оправдано.

Для существующей и перспективной схем сети были произведены электрические расчеты основных режимов по программе «RASTR-Win» [3]. Расчетная схема сети включала в себя не только энергоузел, но и связи его с другими областями и энергосистемами. Были рассчитаны режимы наибольших, наименьших нагрузок, ремонтный режим – отключение одной воздушной линии и послеаварийные режимы – аварийное отключение одной линии при выводе в ремонт другой, отключение подстанции 330 кВ «Полоцк-330». Для каждого режима были определены суммарные генерирующие и потребляемые мощности по энергоузлу и по расчетной схеме в целом, потери мощности и напряжения в абсолютных и относительных единицах, токовые загрузки линий, трансформаторов и токоограничивающих реакторов на ГРУ Новополоцкой ТЭЦ. Результаты расчета режимов показали, что напряжения в узлах сети на высшей стороне позволяют путем встречного регулирования напряжения обеспечить его на низшей стороне в допустимых пределах. Токовая загрузка линий по отношению к площади сечения не превышает значения нормативной загрузки линий, равной $1,1 \text{ А/мм}^2$, максимальная токовая загрузка трансформаторов составляет 50%, загрузка токоограничивающих реакторов не превышает допустимые пределы. Потери активной мощности не превышают 5%.

Произведена подробная экологическая оценка влияния линий электропередачи и ТЭЦ на окружающую среду по методике [4]. Факторами влияния служили: воздействие электрического и магнитного поля, отчуждение земель, акустический шум, радиопомехи, выбросы вредных веществ в атмосферу, эстетическое воздействие на окружающую среду. Установлено, что все рассмотренные количественные показатели этих факторов (максимальная напряженность электрического поля на проводах, величина тока, стекающего с проводящего изолированного объекта при прикосновении человека к нему, плотность тока, индуцированного в теле человека электрическим полем с напряженностью E , уровень шума при дожде на расстоянии 100 м от крайней фазы, напряженность магнитного поля на расстоянии 1,8 м от уровня земли, плотностью тока, наведенного в тканях под воздействием магнитного поля, выбросы вредных веществ в атмосферу) не превышают допустимых величин.

В целом можно сделать вывод о том, что существующие электрические сети Полоцкого энергоузла являются надежными и соответствуют всем требованиям. Электрические сети имеют запас по пропускной способности, что говорит о возможности подключения новых нагрузок в перспективе.

Литература

- 1 Гуревич Ю.Е. Неотложные задачи надежности электроснабжения промышленных потребителей // Электричество. - 2005. - №1. – С.4-8.
- 2 Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах: Учебное пособие / А.К. Кузнецов, В.В. Смирнов, А.Ю. Петров, Ю.М. Шаргин. – СПб.: С-Пб гос. тех. ун., 1992. – 88 с.
- 3 Справочное пособие по программе «RastrWin» / В. Г. Неуймин. - Екатеринбург: «Автоматизированные электрические системы» УГТУ-УПИ, 2006.
- 4 Многокритериальная оценка экологических характеристик воздушных линий электропередачи: Учебно-методическое пособие по дисциплинам «Электропередачи» и «Экология энергетики» / В.Т. Федин, А.В. Корольков. - Мн.: УП «Технопринт», 2002г. – 104 с.: ил.

УДК 621.311

Применение накопителей электрической энергии для испытания кабельной продукции на термическую и электродинамическую стойкость

Олексюк И.В.

Научный руководитель - Короткевич М.А., д.т.н., профессор

В энергосистеме, для проведения испытаний в области физики, а также для различных других испытательных установок требуются импульсные источники питания. Для решения этих задач могут применяться различного рода накопители энергии, которые способны в течение небольшого отрезка времени выдавать достаточно большой запас электроэнергии.

При выборе импульсного источника тока следует уделять внимание различного рода требованиям:

- по габаритным размерам;
- отсутствию шума;
- удобству эксплуатации;
- надежности.

Установке для испытания кабельной продукции на термическую и электродинамическую стойкость необходим компактный источник тока, способный обеспечивать величину тока 40 кА в течение времени 1 с. По возможности данный источник питания не должен содержать движущихся частей для обеспечения повышенной надежности.

Целью исследования является выбор на основании имеющихся данных наиболее подходящего для испытательной лабораторной установки накопителя электроэнергии.

Известны следующие накопители механической и электрической энергии: емкостные, индуктивные, ударные, взрывные.

Емкостные накопители энергии (ЕНЭ) используются в физических экспериментах благодаря ряду достоинств:

- малому внутреннему сопротивлению (менее 10^{-3} Ом);
- малой индуктивности (до 10^{-9} Гн).

Это позволяет обеспечить малое время разряда (10^{-4} – 10^{-8} с), высокую эффективную передачу энергии в нагрузку, возможность достижения рекордных значений мощности (до 1013 Вт) и скорости нарастания тока (1013 А/с). Емкостные накопители не имеют движущихся элементов, просты в обслуживании, имеют модульный принцип исполнения, который позволяет отключать и заменять элементы при повреждениях. Недостатком ЕНЭ является низкая плотность энергии по сравнению с другими накопителями энергии (0,1-0,5 МДж/м³), поэтому емкостные накопители с энергией 10^6 – 10^7 Дж представляют собой крупные сооружения, занимающие залы и здания. Традиционной является конструкция в виде однотипных конденсаторов, соединенных в разряде параллельно (генератор импульсных токов) или последовательно (генератор импульсных напряжений).

Генераторы импульсных токов на основе индуктивных накопителей представляют собой индуктивные накопители энергии с размыкателями тока. Накопление энергии происходит при разрядке катушки индуктивности от источника постоянного тока. Плотность энергии магнитного поля, запасаемой в индуктивных накопителях, на 2 порядка выше, чем плотность энергии электрического поля, запасаемая в конденсаторах. При энергиях 10^6 Дж индуктивные накопители становятся экономически более выгодными, чем емкостные. Разработанные в настоящее время

индуктивные накопители с обычными катушками имеют энергию порядка 10^7 Дж и используются в качестве импульсных токов для питания мощных ускорителей, импульсной зарядке конденсаторов и формирующих линий. Достоинствами индуктивных накопителей являются: простота и статичность конструкции, хорошие энергетические и массогабаритные показатели, возможность запитки от низковольтных нерегулируемых источников, высокая надежность. К недостаткам можно отнести необходимость использования быстродействующих силовых коммутаторов, большие электродинамические усилия в активной зоне и соответственно наличие прочностных элементов, усложненные системы охлаждения, а также необходимость использования сверхпроводящих катушек при конструировании накопителей с предельными энергиями.

Для индуктивных накопителей время разряда зависит в большей степени от сопротивления нагрузки, поэтому может находиться в широких пределах. Обычно время разряда во много раз меньше времени заряда, благодаря чему мощность индуктивного накопителя при разряде существенно больше мощности зарядного цикла.

Максимальный ток и максимальная мощность такого накопителя будут зависеть от времени разрядного цикла.

Ударные генераторы – это электрические машины, работающие в импульсном режиме. Накопление энергии в маховых массах производится при сравнительно небольшой мощности приводного двигателя. Так, ударный генератор, имеющий в импульсе мощность около 10^6 кВт·А, разгоняется двигателем мощностью около 10^3 кВт.

Затем включается возбуждение генератора, и к нагрузке поступает электрическая энергия, вырабатываемая при торможении ротора электродинамическими силами. Накапливаемые энергии в ударных генераторах приближаются к $6 \cdot 10^9$ Дж, максимальные токи достигают нескольких сотен килоампер при длительности ($10^{-1} - 1$) с. Механические накопители с генераторами переменного тока напряжением 10-20кВ применяются для испытания выключателей высокого напряжения на способность отключать токи короткого замыкания в сети. Для повышения напряжения до 220кВ используются силовые трансформаторы. Механические накопители с генераторами постоянного тока получили название униполярных. Перспективной областью применения таких генераторов является техника получения сильных магнитных полей. Такие генераторы могут обеспечить высокую удельную энергию ($97,5 \cdot 10^6$ Дж/м³), однако низкое напряжение и сложность токосъема ограничивают их применение.

Взрывные генераторы, называемые также магнитокумулятивными, основаны на принципе сжатия импульсного магнитного поля с помощью энергии взрывчатых веществ. Такого типа генераторы имеют высокую удельную энергию (10-100 МДж/м³), что обуславливает возможность их практического применения в импульсной энергетике, физике плазмы, лазерной физике, в ускорительной и СВЧ - технике. Максимальные энергетические характеристики взрывного генератора: ток 920 кА, мощность около $6 \cdot 10^8$ Вт, энергия 37 кДж. КПД преобразования энергии взрывчатого вещества в электрическую около 5%.

Используются также комбинированные накопители электроэнергии, в частности емкостно-кинетический накопитель. Здесь конденсаторная батарея, собранная из последовательно-параллельно включенных импульсных конденсаторов сверхвысокой энергоемкости, конструктивно закреплена на маховике на его периферии, выводы батареи соответствующей полярности подключены к контактными кольцам, установленным на валу маховика и оснащенным щеточно-контактным аппаратом для включения в силовую цепь электрической машины.

В табл. 1 приведены основные характеристики рассматриваемых типов накопителей энергии.

При выборе конкретного проектного решения в общем случае можно использовать многокритериальный подход, подробно описанный в [4], но при выборе источника импульсного тока для лаборатории по сертификации кабельной продукции достаточно проанализировать параметры вышеперечисленных накопителей.

Таблица 1. – Параметры различных типов накопителей электроэнергии

Тип накопителя	Наименования параметров					
	Максимальный ток, МА	Длительность импульса, с	Максимальная запасаемая энергия, МДж	Удельная энергия, МДж/м ³	Максимальная мощность, МВт	Наличие движущихся частей
Емкостный	310	10 ⁻⁸ -10 ⁻⁴	10	0,1-0,5	-	нет
Индуктивный	-	-	более 10	10-50	-	нет
Ударный	0,2	0,1-1	6000	97,5	800	есть
Взрывной	0,92	6·10 ⁻⁵	0,037	10-100	600	нет

Важным фактором при выборе импульсного источника питания являются его габариты, поэтому в тех случаях, когда требуется мощный источник импульсной энергии и требуются небольшие его размеры, емкостный накопитель применять нецелесообразно. Для лабораторной установки необходим источник питания небольшого размера, поэтому емкостный накопитель энергии не подходит.

Взрывной накопитель имеет малое время и малую энергию импульса, что препятствует использованию для испытания кабельной продукции.

Из рассмотренных выше типов накопителей, наиболее целесообразным было бы использование источника тока на основе индуктивного накопителя, но необходимо рассмотреть два условия, при которых проводятся испытания:

1. при номинальном напряжении;
2. при пониженном напряжении.

Если проводить испытания при номинальном напряжении, то для кабелей напряжением 10 кВ необходим источник питания мощностью 400 МВт, а энергия импульса должна быть не ниже 400 МДж. Импульс с такой энергией может быть получен только с использованием ударного генератора, который при работе будет создавать некоторый шум, в связи с наличием движущихся частей.

Если проводить испытания при пониженном напряжении (несколько сотен вольт), то наилучшим источником тока будет индуктивный накопитель, удовлетворяющий всем требованиям, предъявляемым к импульсным источникам питания лабораторной испытательной установки.

Как видно из вышеизложенного материала, для решения поставленной задачи можно применить не один тип накопителя электроэнергии, а несколько. Выбор зависит от условий проведения испытаний.

Литература

1. Накопители энергии: Учеб. пособие для вузов/Д.А. Бут, Б.Л. Алиевский, С.Р. Мизюрин. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 400с.: ил.

2. Мощная импульсная энергетика: Учеб. пособие/М.Т. Пичугина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 98 с.
3. Российский национальный симпозиум по энергетике, 10-14 сентября 2001: Материалы докладов. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2001 – Т.П.
4. Проектирование распределительных электрических сетей: Учеб. пособие/Г.А. Фадеева, В.Т. Федин. – Мн.: Высшая школа, 2009. – 365 с.

УДК 621.311

Математическая модель синхронной машины в фазных координатах

Кунцевич А. И.

Научный руководитель – Золотой А.А., к.т.н., доцент

В основу математического анализа явлений в синхронной машине, положено допущение о линейной зависимости между потокосцеплениями контуров и протекающими в них токами. В синхронных машинах с четырьмя контурами a, b, c и r из которых три первых являются контурами фазных обмоток, а последний – продольным контуром ротора, потокосцепления контуров

$$\Psi_a, \Psi_b, \Psi_c, \Psi_r$$

будут связаны с токами в них

$$i_a, i_b, i_c, i_r$$

линейными выражениями вида:

$$\left. \begin{aligned} \Psi_a &= L_a i_a + L_{ab} i_b + L_{ac} i_c + L_{ar} i_r; \\ \Psi_b &= L_{ba} i_a + L_b i_b + L_{bc} i_c + L_{br} i_r; \\ \Psi_c &= L_{ca} i_a + L_{cb} i_b + L_c i_c + L_{cr} i_r; \\ \Psi_r &= L_{ra} i_a + L_{rb} i_b + L_{rc} i_c + L_r i_r. \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Представим систему (1) в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} \Psi_a \\ \Psi_b \\ \Psi_c \\ \Psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_a & L_{ab} & L_{ac} & L_{ar} \\ L_{ba} & L_b & L_{bc} & L_{br} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_c & L_{cr} \\ L_{ra} & L_{rb} & L_{rc} & L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_r \end{bmatrix}, \quad (2)$$

или сокращенно

$$[\Psi] = [L] \cdot [i]. \quad (3)$$

В неявнополюсных синхронных машинах с цилиндрическим ротором и равномерно распределенными на его окружности пазами для обмотки возбуждения конфигурация ферромагнитных масс при вращении ротора остается неизменной. В таких машинах коэффициенты L самоиндукции и взаимной индукции фазных обмоток постоянны. В явнополюсных синхронных машинах при изменении положения ротора картина магнитного поля каждой фазы статора изменяется.

Разложим периодические коэффициенты самоиндукции фазных обмоток L в ряд Фурье до членов третьего порядка. Коэффициенты самоиндукции фазных обмоток явнополюсной синхронной машины после их разложения в ряд Фурье будут иметь следующий вид:

$$L_a = l_0 + l_2 \cos 2\gamma; \quad (4)$$

$$L_b = l_0 + l_2 \cos 2(\gamma - 2\pi/3); \quad (5)$$

$$L_c = l_0 + l_2 \cos 2(\gamma + 2\pi/3), \quad (6)$$

где γ – угол, составляемый продольной осью ротора с неподвижной магнитной осью фазы a статора.

Коэффициенты взаимной индукции фазных обмоток явнополюсной синхронной машины представляются в виде:

$$L_{ab} = L_{ba} = m_0 + m_2 \cos(2\gamma - 2\pi/3); \quad (7)$$

$$L_{ac} = L_{ca} = m_0 + m_2 \cos(2\gamma + 2\pi/3); \quad (8)$$

$$L_{bc} = L_{cb} = m_0 + m_2 \cos 2\gamma. \quad (9)$$

Вместо постоянных величин l_0 , l_2 , m_0 , m_2 удобно использовать связанные с ними величины углов γ при продольном $\gamma = 0$ и поперечном $\gamma = \pi/2$ положениях ротора.

Тогда выражения для коэффициентов самоиндукции фазных обмоток явнополюсной синхронной машины преобразуются к виду:

$$L_a = l_d \cos^2 \gamma + l_q \sin^2 \gamma; \quad (10)$$

$$L_b = l_d \cos^2(\gamma - 2\pi/3) + l_q \sin^2(\gamma - 2\pi/3); \quad (11)$$

$$L_c = l_d \cos^2(\gamma + 2\pi/3) + l_q \sin^2(\gamma + 2\pi/3), \quad (12)$$

где $l_d = l_0 + l_2$, $l_q = l_0 - l_2$.

Коэффициенты взаимной индукции фазных обмоток явнополюсной синхронной машины примут следующий вид:

$$L_{ab} = L_{ba} = -2(m_d \cos \gamma \cos(\gamma - 2\pi/3) + m_q \sin \gamma \sin(\gamma - 2\pi/3)); \quad (13)$$

$$L_{ac} = L_{ca} = -2(m_d \cos \gamma \cos(\gamma + 2\pi/3) + m_q \sin \gamma \sin(\gamma + 2\pi/3)); \quad (14)$$

$$L_{bc} = L_{cb} = -2(m_d \cos^2 \gamma + m_q \sin^2 \gamma) + 3/2(m_d + m_q), \quad (15)$$

где $m_d = m_0 - m_2/2$; $m_q = m_0 + m_2/2$.

Так как условие синусоидальности на холостом ходу выполняется с большой точностью, можно записать выражения для коэффициентов взаимной индукции контура возбуждения с контурами фаз:

$$L_{ar} = L_{ra} = m_1 \cos \gamma; \quad (16)$$

$$L_{br} = L_{rb} = m_1 \cos(\gamma - 2\pi/3); \quad (17)$$

$$L_{cr} = L_{rc} = m_1 \cos(\gamma + 2\pi/3). \quad (18)$$

Коэффициент самоиндукции контура возбуждения является постоянной величиной, так как распределение ферромагнитных масс в окрестности контура возбуждения синхронных машин не зависит от положения ротора и выполняется равенство:

$$L_r = l_r = T_{d0} r_r, \quad (19)$$

где T_{d0} – постоянная времени ротора; r_r – активное сопротивление ротора.

Для неявнополюсных синхронных машин выполняются следующие равенства:

$$\left. \begin{aligned} l_d &= l_q; \\ m_d &= m_q. \end{aligned} \right\} \quad (20)$$

Коэффициенты самоиндукции фазных обмоток для неявнополюсных синхронных машин рассчитываются по формулам:

$$L_a = l_d \cos^2 \gamma + l_q \sin^2 \gamma = l_d; \quad (21)$$

$$L_b = l_d \cos^2(\gamma - 2\pi/3) + l_q \sin^2(\gamma - 2\pi/3) = l_d; \quad (22)$$

$$L_c = l_d \cos^2(\gamma + 2\pi/3) + l_q \sin^2(\gamma + 2\pi/3) = l_d. \quad (23)$$

Коэффициенты взаимной индукции фазных обмоток для неявнополюсных синхронных машин можно вычислить по выражениям:

$$L_{ab} = L_{ba} = -2(m_d \cos \gamma \cos(\gamma - 2\pi/3) + m_q \sin \gamma \sin(\gamma - 2\pi/3)) = m_d; \quad (24)$$

$$L_{ac} = L_{ca} = -2(m_d \cos \gamma \cos(\gamma + 2\pi/3) + m_q \sin \gamma \sin(\gamma + 2\pi/3)) = m_d; \quad (25)$$

$$L_{bc} = L_{cb} = -2(m_d \cos^2 \gamma + m_q \sin^2 \gamma) + 3/2(m_d + m_q) = m_d. \quad (26)$$

Учитывая (21) – (26) элементы матрицы $[L]$ можно определить по формулам:

$$[L] = \begin{bmatrix} l_d & m_d & m_d & m_1 \cos \gamma \\ m_d & l_d & m_d & m_1 \cos(\gamma - 2\pi/3) \\ m_d & m_d & l_d & m_1 \cos(\gamma + 2\pi/3) \\ m_1 \cos \gamma & m_1 \cos(\gamma - 2\pi/3) & m_1 \cos(\gamma + 2\pi/3) & l_r \end{bmatrix}. \quad (27)$$

Запишем уравнения второго закона Кирхгофа для контуров синхронной машины:

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\psi_a}{dt} + ri_a + u_a &= 0; \\ \frac{d\psi_b}{dt} + ri_b + u_b &= 0; \\ \frac{d\psi_c}{dt} + ri_c + u_c &= 0; \\ \frac{d\psi_r}{dt} + r_r i_r - e_r &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (28)$$

Уравнения второго закона Кирхгофа можно представить матричной форме:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \\ \psi_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} r & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \\ -u_r \end{bmatrix} = 0 \quad (29)$$

или в компактной форме:

$$[y]' + [r] \cdot [i] + [u] = 0. \quad (30)$$

Преобразуем систему уравнений (30) к форме Коши:

$$\begin{aligned} ([L] \cdot [i])' + [r] \cdot [i] + [u] &= 0; \\ [L]' \cdot [i] + [L] \cdot [i]' + [r] \cdot [i] + [u] &= 0; \\ [i]' &= -[L]^{-1} \left([L]' \cdot [i] + [r] \cdot [i] + [u] \right). \end{aligned}$$

Выполненные данным способом расчеты установившегося и короткого переходного режимов синхронной машины показали, что из-за нелинейных периодических функций переменной γ матрица $[L]$ плохо обусловлена. Необходимость обращения плохо обусловленной матрицы $[L]$ на каждом шаге интегрирования значительно усложняет решение, требуя применения специальных алгоритмов, что увеличивает время решения задачи. Поэтому, использование фазных координат для моделирования синхронной машины в практических расчётах оказалось менее удобным, чем применение вращающихся координат $d, q, 0$.

Литература

1. Горев А. А. Переходные процессы синхронной машины. – Л.: Наука, 1985. – 502 с.

УДК 621.321

Электромагнитная совместимость устройств в электрических сетях

Криксин П.В.

Научный руководитель – ФУРСАНОВ М.И., д.т.н., профессор

Необходимость осуществления качественного и бесперебойного электроснабжения вынуждает электротехников искать новые пути в совершенствовании процесса генерации, передачи, распределении и потреблении электроэнергии. Одним из значительных достижений в этой области является применение автоматических и автоматизированных систем технологического управления (далее – АСТУ). Устройства АСТУ участвуют во всех стадиях электроэнергетического процесса и играют важнейшую роль в обеспечении надежного и качественного электроснабжения, к таким устройствам относят системы РЗА, АСДУ, АРН, АРЧМ, ПА, АСУТП и другие.

Ранее устройства АСТУ реализовались, в основном, на электромеханических реле. Высокий уровень помехоустойчивости, слабая реакция на внешние возмущения и высокий уровень используемых сигналов позволяли применять электромеханические реле даже в крайне неблагоприятных с электрической точки зрения условиях. Современные устройства АСТУ реализуются на микропроцессорной базе и в связи с этим обладают рядом достоинств перед своими предшественниками. Микропроцессорные устройства более компактны, в них легче реализовать требуемую логику, функции телемеханики и телеуправления, конфигурация микропроцессорного устройства поддается кодировки и программированию. В ряде случаев в одном таком устройстве реализуют функции управления и сигнализации. Преимущества микропроцессорный устройств перед электромеханическими очевидны, однако низкий уровень используемого сигнала и высокая степень зависимости микропроцессорных устройств от окружающей электромагнитной обстановки потребовали решения новой проблемы – проблемы электромагнитной совместимости.

Электромагнитной совместимостью технических средств (ЭМС ТС) называют способность технических средств функционировать с заданным качеством в заданной электромагнитной обстановке и не создавать при этом недопустимых электромагнитных помех другим техническим средствам [1]. Электромагнитной обстановкой (ЭМО) называют совокупность электромагнитных явлений и (или) процессов в данной области пространства и (или) данной проводящей среде в частотном и временном диапазонах [2]. В качестве электромагнитной помехи может выступать любое электромагнитное явление, которое может ухудшить работу технических средств или неблагоприятно повлиять на живую или неживую материю [3].

Характерной особенностью проблемы ЭМС является её неопределенность, которая возникает в результате огромного множества влияющих факторов:

- геомагнитное влияние;
- магнитные поля, возникающие при ударах молнии, коротких замыканиях и в режиме нормальной работы электросетевого оборудования;
- электрические поля, возникающие при ударах молнии, коротких замыканиях и процессах коммутации высоковольтными аппаратами;
- взаимное влияние проводников и электротехнических устройств;
- разряды статического электричества;
- перенапряжения, вызываемые ударами молнии, токами короткого замыкания, коммутациями;

- гармоника, искажения синусоиды, дисбаланс и прочие виды помех во вторичных цепях электросетевого объекта.

Как правило, рассматривать все виды влияний нецелесообразно. Нецелесообразность диктуется, прежде всего, экономическими соображениями, поэтому на первом этапе рассмотрения проблемы ЭМС определяют область исследования. Она выбирается исходя из набора помех, которые будут воздействовать на исследуемый прибор наиболее вероятно, и уровень воздействия которых наиболее опасен для данного типа приборов. Самостоятельно определить набор исследуемых помех достаточно трудно, поэтому необходимо использовать рекомендациями соответствующих нормативных документов, например, МЭК 61000-6-5:2001 «Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях» и МЭК 61000-2-5:95 «Электромагнитная обстановка. Классификация электромагнитных помех в местах размещения технических средств».

После того установления набора исследуемых параметров необходимо определиться с методом исследования. В общем случае параметры электромагнитной совместимости могут исследоваться посредством

- непосредственного измерения помехи;
- расчета и компьютерного моделирования;
- имитационного моделирования влияющего процесса.

Непосредственное измерение помех проводят во время нормальной работы электрооборудования. Таким образом, можно определить напряженности магнитного и электрического полей, помехи, возникающие при коммутациях, параметры качества электроэнергии, уровень разрядов статического электричества.

Расчет и компьютерное моделирование позволяют изучить влияния токов молнии, токов короткого замыкания и помех, возникающих при коммутационных переключениях в высоковольтной части энергообъекта. По результатам расчета можно определить обусловленные этими влияниями распределения потенциала по заземляющему устройству и оборудованию энергообъекта, уровни наведенных и излучаемых помех, токи, протекающие в отдельных проводниках, напряжения шага и прикосновения.

Имитационное моделирование позволяет изучить влияния токов молнии, токов короткого замыкания и влияния коммутационных переключений. По сравнению с расчетными методиками данный вид исследования является более точным. Суть исследований заключается в замене реально действующих влияний аналогичными влияниями, но с меньшей величиной амплитуды тока и напряжения. К примеру, ток короткого замыкания моделируется при помощи генератора синусоидального тока, воспроизводящим гармонические колебания частотой 50 Гц с амплитудой тока порядка нескольких десятков ампер, а высокочастотная составляющая тока короткого замыкания может быть смоделирована при помощи генератора высокочастотных импульсов, воспроизводящим затухающие колебания с частотой порядка нескольких МГц и с амплитудой тока порядка нескольких ампер. Измеренная в результате таких моделирований помеха пересчитывается к реальному уровню посредством учета кратности имитационного тока к реально протекающему току.

Выбор метода исследования определяется экономическими и техническими соображениями, то есть в любом случае необходимо балансировать на весах «цена – качество». Например, экспериментально исследовать все влияния, возникающие при ударе молнии, достаточно сложно. Поэтому часть измерений проводят посредством имитационного моделирования, после чего дальнейшие исследования проводят при помощи специальных компьютерных программ. Наличие экспериментальных и расчетных данных позволяют судить о степени достоверности программной модели,

если результаты имеют небольшую разбежку (не более 20 %), то можно считать, что программная модель верна и параметры, которые не были определены в ходе имитационного моделирования, можно определить посредством расчета по программе.

Метод исследования ЭМС также будет зависеть от стадии работы самого объекта. Так если планируется строить новый объект, то можно ограничиться расчетными методами исследования параметров ЭМС с последующей экспериментальной проверкой достаточности принятых мер на стадии сдачи объекта в эксплуатацию. Если объект функционирует или реконструируется, то необходимо проводить расчеты, непосредственные измерения и моделирования, причем достаточность принятых мер должна подтверждаться повторной проверкой.

Конечной стадией исследований является анализ результатов, который позволяет разработать рекомендации по улучшению электромагнитной обстановки и определить требования к устанавливаемой на энергообъекте аппаратуре. При этом целью проводимых исследований является согласование существующей или предполагаемой электромагнитной обстановки с параметрами помехоустойчивости устанавливаемой аппаратуры. То есть фактически ЭМС определяется влияющей величиной и степенью устойчивости к этой величине устанавливаемого аппарата. Из этого вытекает, что обеспечение благоприятной во всех отношениях электромагнитной обстановки не является жестким ориентиром, к тому же это не выгодно с экономической точки зрения. Необходимо лишь, чтобы конечная электромагнитная обстановка была приемлемой для рассматриваемого аппарата.

Таким образом, исследование параметров ЭМС проводят в следующей последовательности:

- определяют перечень влияющих величин, подлежащих исследованиям;
- выбирают методы исследования влияющих величин;
- проводят измерения, моделирования, расчеты;
- анализируют результат;
- разрабатывают мероприятия по улучшению состояния электромагнитной обстановки и определяют требования к устанавливаемой аппаратуре по части ЭМС;
- проводят повторные измерения и исследуют достаточность принятых ранее мер;
- при необходимости разрабатывают дополнительные рекомендации и требования, достаточность которых подтверждают расчетами или измерениями.

Решения по части ЭМС, разработанные на самых ранних стадиях постройки или реконструкции объекта, экономичны и легко реализуемые. Те же вопросы по заземлению и молниезащите необходимо прорабатывать на стадии проекта, а реализовывать на нулевом цикле строительных работ, любые альтернативные решения, принятые в период полной готовности объекта будут, несомненно, более дорогими и трудно реализуемыми.

Затраты на проработку вопросов ЭМС к общей стоимости постройки или реконструкции объекта не превышает сотых долей процента, а итоговая экономическая выгода вполне очевидна. К положительным результатам решения проблемы ЭМС можно отнести

- надежное и качественное электроснабжение;
- отсутствие исковых заявлений со стороны потребителей электроэнергии;
- надежность и безотказность работы, установленного микропроцессорного оборудования;
- защищенность оборудования от разного рода опасных влияний;
- обеспечение безопасности работы персонала.

Литература

1. ГОСТ Р 50397-92. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения.
2. ГОСТ Р 30372-95. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения.
3. МЭК 50-161-90. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения.

УДК 621.311

Оптимизация разомкнутой электрической сети по дискретным параметрам

Плехов А. В.

Научный руководитель – ФУРСАНОВ М.И., д.т.н., профессор

В настоящее время в электроэнергетической отрасли повсеместно требуется проводить мероприятия по снижению потерь, из которых ввиду ограниченности денежных средств необходимо выбрать наиболее эффективные. В данной работе разработаны основные теоретические положения и принципы отыскания оптимального состояния электрической сети по дискретным параметрам. Для этой цели на основе теории чувствительности предложены соответствующие аналитические критерии, позволяющие ранжировать мероприятия по снижению потерь по степени их эффективности [1].

В общем виде суммарные приведенные затраты по замене оборудования рассчитываются по формуле:

$$Z = E_n \cdot K + I, \quad (1)$$

где E_n – ссудный (банковский) процент; K – капитальные затраты на внедрение мероприятий; I – ежегодные издержки (себестоимость продукции).

Затраты K на капитальный ремонт и реконструкцию электрических сетей или их элементов складываются из четырех составляющих:

$$K = K_0 + K_{CM} + K_{DM} - K_L, \quad (2)$$

где K_0 – стоимость нового оборудования; K_{CM} – стоимость строительно-монтажных работ; K_{DM} – стоимость демонтажных работ; K_L – ликвидная стоимость оборудования, пригодного для использования на других объектах.

Все перечисленные составляющие затрат можно представить в виде линейных уравнений регрессии. Для 1 км провода эти выражения запишутся следующим образом:

$$K_{0F} = a_{0F} \cdot F + b_{0F}, \quad (3)$$

$$K_{CMF} = a_{CMF} \cdot F + b_{CMF}, \quad (4)$$

$$K_{DMF} \cong k_{DM} \cdot K'_{CMF} = k_{DM} (a_{CMF} \cdot F' + b_{CMF}), \quad (5)$$

$$K_{LF} = K'_{0F} (1 - \alpha_F) = (a_{0F} \cdot F' + b_{0F}) (1 - \alpha_F), \quad (6)$$

где F' – площадь сечения демонтируемого провода.

Из выражений (2) – (6) находим:

$$K_F = (a_{0F} + a_{CMF})F + (k_{DM}a_{CMF} - a_{0F}(1 - \alpha_F))F' + b_{0F} \cdot \alpha_F + b_{CMF}(1 + k_{DM}). \quad (7)$$

Изменение ежегодных издержек, обусловленных использованием капитальных вложений K , включают в себя издержки на амортизацию I_a , обслуживание сетей

I_0 и затраты на потери электроэнергии $Z_{\Delta W}$:

$$I = I_a + I_0 + Z_{\Delta W}. \quad (8)$$

Издержки на амортизацию (капитальный ремонт и восстановление первоначальной стоимости объекта) и обслуживание сетей (текущий ремонт, заработная плата, производственные и не производственные расходы) можно определить в процентах от капитальных вложений:

$$I_a = p_a \cdot (K_0 - K'_0), \quad (9)$$

$$I_0 = p_0 \cdot (K_0 - K'_0), \quad (10)$$

Затраты на потери электроэнергии:

$$Z_{\Delta W} = \Delta P_h \cdot \tau \cdot \beta, \quad (11)$$

где ΔP_h – изменение мощности нагрузочных потерь в сети (при увеличении потерь со знаком плюс, при уменьшении – минус); τ – время наибольших потерь; β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Из выражений (3), (8) – (11) получаем:

$$\begin{aligned} I_F &= (p_{aF} + p_{0F}) \left[(a_{0F} \cdot F + b_{0F}) - (a_{0F} \cdot F' + b_{0F}) \right] + \Delta P \cdot \tau \cdot \beta = \\ &= (p_{aF} + p_{0F}) a_{0F} (F - F') + \Delta P \cdot \tau \cdot \beta. \end{aligned} \quad (12)$$

Подставляя выражения (7) и (12) в (1), для линии длиной l в результате получим:

$$\begin{aligned} Z_F &= \left[E_h (a_{0F} + a_{CMF}) + a_{0F} (p_{aF} + p_{0F}) \right] F \cdot l + \\ &+ \left[E_h (k_{DM} a_{CMF} - a_{0F} (1 - \alpha_F)) - a_{0F} (p_{aF} + p_{0F}) \right] F' \cdot l + \\ &+ E_h \left[b_{0F} \cdot \alpha_F + b_{CMF} (1 + k_{DM}) \right] \cdot l + \Delta P \cdot \tau \cdot \beta. \end{aligned} \quad (13)$$

Аналогичное выражение получаем и для трансформаторов:

$$\begin{aligned} Z_S &= \left[E_h (a_{0S} + a_{CMS}) + a_{0S} (p_{aS} + p_{0S}) \right] S_{ном} + \\ &+ \left[E_h (k_{DM} a_{CMS} - a_{0S} (1 - \alpha_S)) - (p_{aS} + p_{0S}) a_{0S} \right] S'_{ном} + \\ &+ E_h \left[b_{0S} \cdot \alpha_S + b_{CMS} (1 + k_{DM}) \right] + (\Delta P_x T + \Delta P_h \tau) \cdot \beta. \end{aligned} \quad (14)$$

где ΔP_x – изменение мощности потерь холостого хода в сети; T – расчетный период.

Чтобы определить искомый коэффициент эластичности Z_F к изменению сечения провода F необходимо найти частную производную функции $Z_F(F)$ по F . В функцию $Z_F(F)$ входит переменная ΔP – потери в линии:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} \cdot \frac{\rho l}{F}, \quad (15)$$

где S – мощность в начале линии; U – напряжение в начале линии; ρ – удельное сопротивление материала провода; l – длина линии.

Из выражений (13) и (15), получим:

$$\frac{\partial Z_F}{\partial F} \cdot \frac{F}{Z_F} = \frac{\left[E_h (a_{0F} + a_{CMF}) + a_{0F} (p_{aF} + p_{0F}) \right] F - \frac{S^2}{U^2} \cdot \frac{\rho}{F} \cdot \tau \cdot \beta}{E_h \cdot \left(\begin{aligned} &\left[a_{0F} \alpha_F + (1 + k_{DM}) a_{CMF} \right] F + \\ &+ \left[b_{0F} \cdot \alpha_F + b_{CMF} (1 + k_{DM}) \right] \end{aligned} \right)}. \quad (16)$$

Аналогичную формулу можно вывести для трансформаторов. При этом потери холостого хода и короткого замыкания в трансформаторе представляются в виде линейных уравнений регрессии:

$$\Delta P_x = a_{xS} \cdot S_{ном} + b_{xS}, \quad (17)$$

$$\Delta P_k = a_{kS} \cdot S_{ном} + b_{kS}, \quad (18)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W = \Delta P_x \cdot T + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau. \quad (19)$$

Подставляя (17) и (18) в (19), получим:

$$\Delta W = (a_{xS} \cdot S_{ном} + b_{xS}) \cdot T + (a_{kS} \cdot S_{ном} + b_{kS}) \cdot \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau. \quad (20)$$

Из выражений (14) и (20) находим частную производную функции Z_S по $S_{ном}$:

$$\frac{\partial Z_S}{\partial S_{ном}} \cdot \frac{S_{ном}}{Z_S} = \frac{\left(\left[E_n (a_{oS} + a_{CMS}) + a_{oS} (p_{aS} + p_{oS}) \right] S_{ном} + \left[a_{xS} S_{ном} T - (a_{kS} S_{ном} + 2b_{kS}) \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \tau \right] \beta \right)}{E_n \cdot \left(\left[a_{oS} \alpha_S + (1 + k_{DM}) a_{CMS} \right] S_{ном} + \left[b_{oS} \cdot \alpha_S + b_{CMS} (1 + k_{DM}) \right] \right)}. \quad (21)$$

Таким образом, по формулам (16) и (21) можно определить коэффициенты эластичности для всех линий и трансформаторов в сети. Коэффициенты эластичности позволяют найти участок сети, изменение параметра которого оказывает наиболее сильное влияние на ее стоимость. Мероприятия по замене данных параметров и будут самыми эффективными для данной сети.

Литература

1. Фурсанов М. И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Мн.: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005.

УДК 621.311

Расчет и анализ режимов минских электрических сетей

Фрид О.А.

Научный руководитель – Калентионок Е.В., канд. техн. наук, доцент

Минские электрические сети – филиал РУП «Минскэнерго» – обслуживают электрические сети 0,38 – 750 кВ, осуществляющие централизованное электроснабжение всех отраслей народного хозяйства и населения в Минском и Пуховичском административных районах Минской области, на площади 4,77 тысячи квадратных километров. Кроме того, Минские электрические сети обслуживают все линии напряжением 35 – 330 кВ в городе Минске и, частично, некоторые линии 220 – 750 кВ, проходящие по Смолевичскому, Дзержинскому, Молодеченскому, Воложинскому, Логойскому, Червенскому и Осиповичскому районам.

Для проведения расчетов режимов используется комплекс программ RASTR[1]. В результате расчета исходного режима определена величина потерь активной мощности, потокораспределение в сети, а также значения напряжений во всех точках сети. Потери мощности в исходном режиме составили 1786 кВт, напряжения соответствующую допустимым.

Рассмотрим послеаварийный режим сети, когда выведена в ремонт линия 110 кВ Колядичи–Волма. Отключение этой линии ведет к погашению следующих элементов:

- ПС Мачулищи: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Острова: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Кожзавод: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Волма: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Гатово.

С целью недопущения перерыва электроснабжения потребителей питание будет подано со стороны ПС Дубовый Лес путем включения секционных выключателей 110 кВ на подстанциях Мачулищи, Острова, Кожзавод, Волма. На секцию шин 10кВ ПС Гатово подается питание по резервным связям от трансформатора Т-2 ПС Кожзавод. Трансформатор Т-1 ПС Гатово остается без питания.

Результаты расчета послеаварийного режима показали, что потери активной мощности увеличились и составили 2447 кВт. Напряжения в девяти узлах сети выходят за пределы допустимых. Для обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей необходимо произвести мероприятия по улучшению послеаварийного режима.

При оптимизации послеаварийного режима рассматриваемой электрической сети используется критерий минимума потерь мощности:

$$\Delta P = \Delta P(U) \rightarrow \min, \quad (1)$$

при ограничении по напряжению:

$$U_{i \text{ мин}} \leq U_i \leq U_{i \text{ макс}}, \quad (2)$$

где U – множество напряжений в контролируемых n узлах, $U = \{U_1, U_2, \dots, U_i, \dots, U_n\}$; ΔP – потери мощности в сети, $U_{i \text{ мин}}$, $U_{i \text{ макс}}$ – фактическое и допустимое напряжения в i -м узле.

В условиях проектирования и эксплуатации электрических сетей невозможно осуществить контроль качества напряжения у каждого электроприемника. Поэтому при рассмотрении режимов сетей напряжением 110-750 кВ качество напряжения должно обеспечиваться в центрах питания распределительных сетей. При этом отклонение напряжения численно регламентируется только на выводах электроприемников. Вместе

с тем, в точках общего присоединения потребителей к электрическим сетям надежностью работы изоляции электроустановок ограничиваются верхние допустимые значения напряжений, которые составляют: при номинальных напряжениях 6–20кВ – 20 %, 35–220кВ – 15 %. Нижние значения напряжений в этих сетях допускаются такими, при которых соблюдаются нормируемые отклонения напряжения на выводах электроприемников [1]. В соответствии приняты нормально допустимые отклонения напряжения $\pm 5\%$ от номинального.

Основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы районных подстанций. По конструктивному выполнению различают два типа трансформаторов понижающих подстанций:

- с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ);
- с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Обычно их регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения, которая имеет меньший рабочий ток. При этом облегчается работа переключающего устройства.

На подстанциях Минских электрических сетей установлены трансформаторы с ПБВ и трансформаторы с РПН.

Трансформаторы с ПБВ учитывались как трансформаторы с уже известным положением регулировочного ответвления, поскольку регулировка напряжения может осуществляться только с отключением трансформатора, что означает погашение потребителей. Регулирование напряжения будем осуществлять с помощью трансформаторов с РПН, так как изменение положения регулировочного ответвления не требует погашения потребителей.

Для контроля качества напряжения используется выходная форма из программы RASTR, в которую сведены номинальные напряжения во всех точках сети, расчетные напряжения и потери напряжения, по которым и будет контролироваться предел отклонения напряжения от допустимого, то есть $\pm 5\%$ от номинального напряжения.

Продольная составляющая падения напряжения (потеря напряжения) ΔU связывает напряжение в центре питания U_1 с напряжением в конце сети U_2 :

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{PR + QX}{U_1}, \quad (3)$$

где P, Q – потоки мощности, обусловленные нагрузкой; R, X – активное и реактивное сопротивление сети.

Из этого выражения видно, что на величину U_2 можно воздействовать изменением потока реактивной мощности, поскольку в отличие от активной мощности, единственным источником которой являются генераторы электростанций, реактивная мощность может быть получена от других источников – компенсирующих устройств. Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям и трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест ее потребления. При этом передающие элементы сети разгружаются по реактивной мощности, чем достигается снижение потерь напряжения, а также достигается снижение потерь активной мощности, что определяется выражением:

$$\Delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R - \frac{P^2 + (Q - Q_{KV})^2}{U^2} \cdot R, \quad (4)$$

где Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства; $\Delta P_1, \Delta P_2$ – потери мощности в сети до и после установки компенсирующего устройства соответственно.

При выполнении мероприятий по установке компенсирующего устройства ставится задача в отыскании такого решения, при котором будет наибольший градиент

целевой функции $\frac{\delta P}{Q_{KV}} \rightarrow \max$, то есть наибольшее снижение потерь мощности при установке единичного компенсирующего устройства.

Установка в сети компенсирующих устройств является одним из затратных мероприятий по регулированию режима и снижению потерь мощности. Поэтому целесообразно устанавливать компенсирующее устройство в точке, если эффект от снижения потерь энергии превышает затраты на его установку и эксплуатацию. Место установки компенсирующего устройства выбрано исходя из величины реактивной нагрузки и качества напряжения. В качестве компенсирующего устройства принята батарея статических конденсаторов мощностью 1,5 Мвар, установленная на ПС 35 кВ Самохваловичи на стороне 10 кВ. В результате установки компенсирующего устройства потери мощности в сети снизились на 139 кВт и составили 2308 кВт. После регулирования напряжений с помощью трансформаторов с устройством РПН потери снизились еще на 51 кВт. Окончательное значение потерь мощности после проведения обоих мероприятий составило 2257 кВт.

Затраты, связанные с установкой компенсирующего устройства определяются выражением[3]:

$$Z_{KV} = Q_{KV} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot (P_n + P) + \Delta P_{y\delta} \cdot Q_{KV} \cdot T_{раб} \cdot \beta, \quad (5)$$

где Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства, квар; $\kappa_{y\delta}$ – стоимость 1 квар КУ; P_n – коэффициент эффективности капитальных вложений; P – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию и текущий ремонт; $\Delta P_{y\delta}$ – удельные потери в компенсирующем устройстве, кВт/квар; $T_{раб}$ – число часов работы компенсирующего устройства в году.

Доход от снижения потерь активной мощности и энергии:

$$D_{\Delta P} = \delta P \cdot \tau \cdot \beta, \quad (6)$$

где δP – снижение потерь активной мощности; τ – время наибольших потерь; $\beta = 319 \text{ руб}$ – стоимость 1 кВт·ч.

Эффективность установки компенсирующего устройства:

$$Z_{\text{ЭКВ}} = D_{\Delta P} - Z_{KV}. \quad (7)$$

Затраты на установку компенсирующих устройств составили 15,5 млн.руб, при этом стоимость сэкономленной потерянной энергии составила 190,7 млн.руб. Из результатов следует, что эффективность установки компенсирующего устройства составляет 175,2 млн.руб. Экономический эффект от снижения потерь активной мощности за счет регулирования напряжений с помощью устройства РПН равен 70 млн.руб. Суммарная эффективность проведения двух мероприятий составила 245,1 млн.руб.

Таким образом, для улучшения послеаварийного режима были разработаны два мероприятия: установка батареи статических конденсаторов мощностью 1,5 Мвар на ПС Самохваловичи и регулирование напряжений с помощью РПН трансформаторов. Установка компенсирующих устройств комплексно положительно влияет на режим сети, т.к. позволяет снизить не только потери мощности и энергии, но и улучшить качество напряжения. Путем регулирования ответвлений на трансформаторах с РПН можно обеспечить желаемые режимы напряжений в распределительной сети.

Литература

1. В.А. Неуймин. Электронное пособие по использованию и применению комплекса программ RASTR. <http://pm.oduurl.ru>. – 93 с.
2. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычев П.В. Электрические системы и сети. – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.

3. Падалко Л.П., Пекелис Г.Б. Экономика электроэнергетических систем: Учебное пособие для энергетических специальностей втузов.—2-е изд., перераб. и доп.— Мн.: Выш.шк., 1985.—336 с.

УДК 621.317

Системы электропередачи с управляемыми параметрами

Фабиянский С.В.

Научный руководитель – Федин В.Т., к.т.н., профессор

Создание управляемых систем электропередачи было вызвано необходимостью обеспечения возможности работы линий при загрузке от максимальной расчетной до нулевой в режиме холостого хода, а также для повышения пропускной способности линий электропередачи.

Известно, что передаваемая по линии без потерь активная мощность (AM) и потребляемая по ее концам реактивная мощность (PM) определяются как:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \sin \delta$$

$$Q_1 = \frac{U_1(U_1 - U_2 \cdot \cos \delta)}{X_L},$$

$$Q_2 = \frac{U_2(U_2 - U_1 \cdot \cos \delta)}{X_L}$$

где U_1 – напряжение в начале линии, U_2 – напряжение в конце линии, X_L – индуктивное сопротивление линии, δ – угол между векторами напряжений в начале и в конце линии.[1]

Устройства на основе современной силовой электроники, созданные для управления работой электропередачи, способны одновременно воздействовать на три параметра: U , X_L , δ , что повышает эффективность и обеспечивает гибкое управление режимами энергосистем. Такие технологии за рубежом называют FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems- гибкие передающие системы переменного тока). Эти устройства применяют для управления и повышения пропускной способности уже существующих линий.

Существует также альтернативная технология, развиваемая в Санкт-Петербургском государственном политехническом университете на протяжении последних десятилетий, которая заключается в строительстве новых линий увеличенной пропускной способности и их настройке на передаваемую по ним мощность с помощью управляемых шунтирующих реакторов трансформаторного типа (УШРТ). [2]

Реактор – это статическое силовое нелинейное устройство, работа которого основана на явлении электромагнитной индукции. Управляемый реактор - это реактор, у которого индуктивное сопротивление обмотки регулируется за счет изменения насыщения сердечника посредством изменения постоянной составляющей магнитного потока. Реактор трансформаторного типа – реактор, магнитная система которого является стержневой и подобна магнитопроводу силового трансформатора. Переменное магнитное поле реактора является пульсирующим, т.е. изменяющимся по периодическому закону только по временной координате. [3]

Работы, выполненные в указанном выше университете доказали, что при отказе от ограничений расстояний между проводами технически возможно и экономически целесообразно создание электропередач произвольно увеличенной натуральной мощности, индуктивное и волновое сопротивление которых уменьшается при увеличении числа проводов в фазе. Соответственно натуральная мощность таких линий пропорциональна числу составляющих в фазе. При таком изменении принципов

конструирования необходимо увеличить число составляющих в фазе сверх минимального (обусловленного ограничением коронного разряда) на линиях с расщепленными проводами, а также необходимо осуществлять расщепление проводов на линиях напряжением 35..220 кВ, что приводит к многократному уменьшению их индуктивного сопротивления. Связанное с этим многократное повышение натуральной мощности воздушных линий позволяет существенно расширить области применения электропередач каждого из освоенных классов напряжения по передаваемой мощности, по-новому решать проблему обеспечения баланса реактивной мощности в электроэнергетической системе.

УШРТ обеспечивают 100%-ю компенсацию зарядной мощности линий электропередачи. При этом полностью исключается повышение напряжения на линиях сверх наибольшего рабочего в режимах малых нагрузок линий и в режиме их холостого хода. При увеличении передаваемой по линии мощности ток через УШРТ автоматически уменьшается в соответствии с уменьшением избыточной реактивной мощности линий вплоть до нуля при передаче по линии натуральной мощности. В любом режиме работы по линии передается только мощность нагрузки, соответственно потери мощности минимальны. [4]

Надежность работы энергосистем определяется балансами АМ и РМ в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Переход из одного состояния в другое требует применения для соблюдения указанных балансов в темпе процессов быстродействующих устройств, которые могут быть созданы только на основе силовой электроники.

Усовершенствованная полупроводниковая технология открыла в начале 90-х годов прошлого века путь к изготовлению запираемых (GTO и GCT) тиристоров, мощных транзисторов (IGBT) и быстродействующих диодов, шкала параметров которых охватывает напряжения от 2500 до 6000 В, а отключаемые токи от 1500 до 4000 А. Новая элементная база дала возможность приступить к созданию нового класса преобразователей – преобразователей напряжения (ПН) и различных статических устройств на их основе (СТАТКОМ, параллельно-последовательный регулятор мощности).

Одномостовая схема ПН приведена на рисунке 1. Преобразователь состоит из шести плеч, включающих в себя встречно-параллельные запираемые тиристоры и обратные диоды. Система управления обеспечивает длительность проводящего состояния каждого плеча, равную 180° . Импульсы управления поступают на запираемые тиристоры через 60° с очередностью 1–2–3–4–5–6. При таком управлении на зажимах А, В и С формируются напряжения, первые гармоники фазных напряжений которых равны:

$$U_A = U_B = U_C = U_{\Pi} = \frac{2}{\pi} \cdot U_d,$$

где U_d – напряжение источника постоянной ЭДС; U_{Π} – напряжение преобразователя.

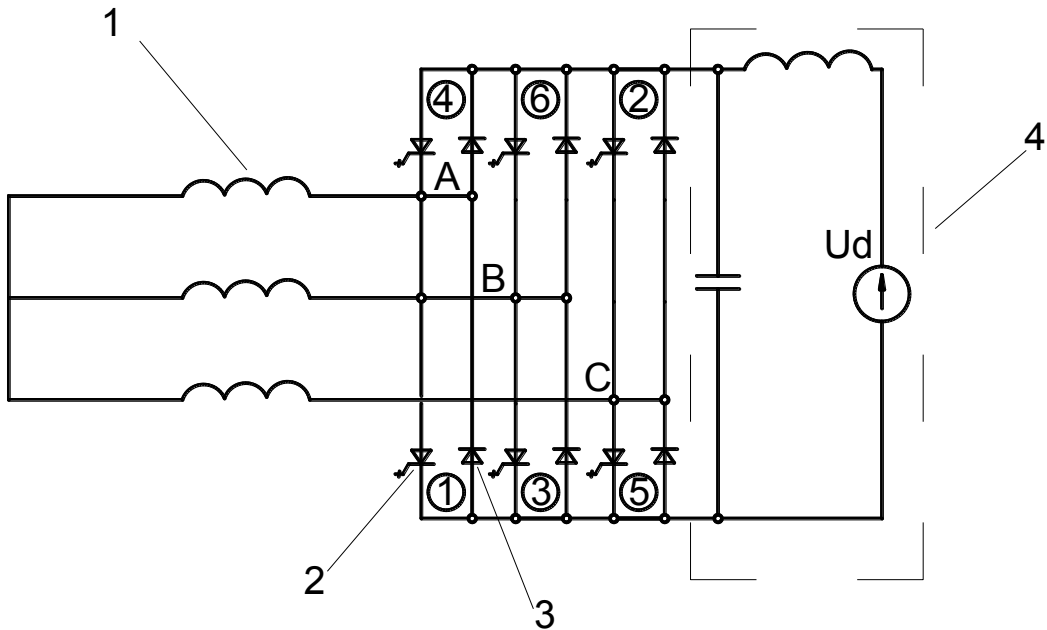


Рисунок 1. Однофазовая схема преобразователя напряжения: 1 – фазное сопротивление ПН; 2 – запираемый тиристор; 3 – обратный диод; 4 – источник постоянной ЭДС

ПН представляет собой статический аналог синхронной машины, в которой регулируемое напряжение U_d источника постоянной ЭДС – эквивалент напряжения (тока) ротора, полупроводниковый коммутатор – эквивалент статора, а угол управления – регулятор энергоносителя (вода, пар, газ) турбины или нагрузки насоса. Рассмотренный ПН используется как базовый модуль при создании управляемых линий.

Пример применения ПН, два комплекта которых объединяются параллельно на стороне постоянного напряжения, показан на рисунке 2. При этом ПН₁ подключается к линии (шинам подстанции) параллельно, а выходное переменное напряжение ПН₂ через трансформатор включается последовательно в линию, образуя дополнительный последовательный вектор напряжения ΔU , величина и фаза p которого изменяются с помощью систем управления ПН₁ и ПН₂ в широких диапазонах: $\Delta U = 0 \div (\pm \Delta U_{\text{зад}})$, $p = 0 \div 360^\circ$ по отношению к напряжению U_1 . Образованная ПН₁ и ПН₂ вставка постоянного тока пониженной по сравнению с передаваемой по ЛЭП мощности может управлять режимами работы ЛЭП.

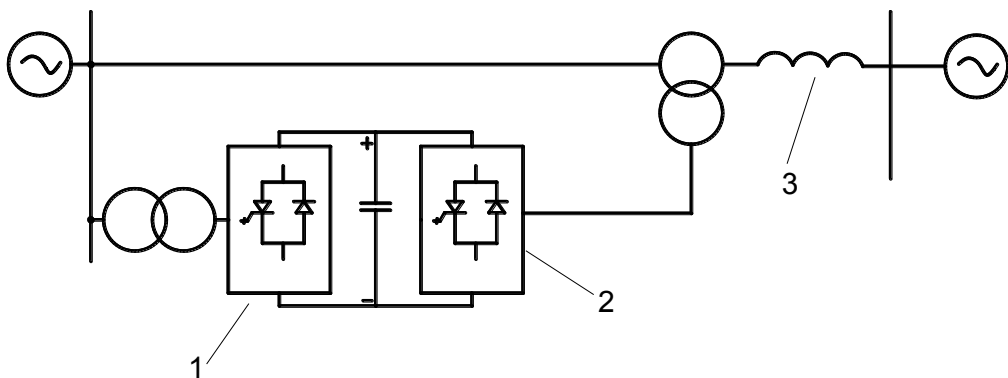


Рисунок 2. Вставка постоянного тока на основе ПН: 1 – ПН₁; 2 – ПН; 3 – индуктивное сопротивление линии электропередачи

Впервые проект такого регулятора мощностью 160 Мвар реализован на линии 138 кВ в штате Кентукки, США, для увеличения пропускной способности существующей ЛЭП и установления перетока мощности, указанного в соглашении о покупке-продаже электроэнергии.

Выводы

1. Современные устройства управления работой электропередачи позволяют решать следующие задачи:

- обеспечение выдачи вводимых в эксплуатацию мощностей электростанций и надежного подключения новых нагрузок потребителей;
- повышение управляемости потоками мощности в процессе передачи электроэнергии между энергорайонами;
- реализация проектов по экспорту электроэнергии.

2. Плавное изменение мощности управляемых реакторов на вновь сооружаемых линиях увеличенной пропускной способности придает электропередаче следующие положительные свойства:

- возможность рационального распределения напряжения и тока в линии;
- повышение пропускной способности ЛЭП по статической устойчивости;
- ограничение коммутационных перенапряжений;
- снижение потерь энергии в линии.

Литература

1. Кочкин В.И. Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП. Управляемая передача мощности // Новости электротехники, - 2008. - №3.
2. Александров, Г. Н. Передача электрической энергии переменным током / Г.Н. Александров. - Л.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Забудский Е.И. Совмещенные регулируемые электромагнитные устройства для улучшения качества электроэнергии // Энергосбережение. - 1998. - Вып. №3. - С.37-42.
4. Александров Г.Н. Технология гибких линий электропередачи и электропередач, настроенных на передаваемую мощность // Электричество, - 2006, №6.

УДК 621.3

Оценка возможности применения автоматического ввода резервного питания для повышения надежности электроснабжения узлов с двигательной нагрузкой

Синенький А.В.

Научный руководитель: Филипчик Ю.Д.

Для повышения надежности работы ответственных потребителей содержащих двигательную нагрузку, при кратковременном понижении или отключении напряжения в питающей сети используется самозапуск электродвигателей. Самозапуск – это процесс восстановления нормального режима работы двигателей после кратковременного отключения источника питания или снижения напряжения [1]. Основная задача самозапуска заключается в том, чтобы не допустить останова ответственных рабочих механизмов и тем самым предотвратить нарушение технологического процесса.

По условиям самозапуска приводные механизмы двигателей делятся на две основные группы:

1. Механизмы, имеющие постоянный момент сопротивления, которые при исчезновении питания быстро теряют скорость, а при восстановлении напряжения медленно восстанавливаются.

2. Механизмы, имеющие вентиляторные характеристики момента. Для них процесс самозапуска протекает легче, так как момент сопротивления на валу двигателей значительно зависит от скорости вращения.

Питающие и распределительные сети систем электроснабжения ответственных потребителей проектируются таким образом, чтобы обеспечить возможность питания от двух и более источников. При этом отключение одного из них не приводит к нарушению технологического процесса. Однако применение такой системы приводит к значительному увеличению токов короткого замыкания, усложнению релейных защит и увеличению потерь электрической энергии в следствии возникающих перетоков. В связи с этим большее распространение получили схемы с односторонним питанием и наличием автоматического ввода резервного питания (АВР).

На рисунке 1 показана схема электроснабжения насосной. Как видно из приведенной схемы электроснабжения, каждая группа двигательной нагрузки имеет один основной и два резервных источника питания. Применение АВР позволяет достичь высокой степени надежности схемы электроснабжения. При действии типовых устройств время действия АВР складывается из времени срабатывания автоматики, регистрирующей исчезновение напряжения на резервируемой секции шин, отключения выключателя со стороны исчезнувшего питания и включения секционного выключателя ввода резерва и составляет порядка 0,4 – 2 с.

Применительно к рассматриваемой схеме, задачей расчета самозапуска асинхронных двигателей является определение:

- 1) максимального значения скольжения за время перерыва электроснабжения;
- 2) величины напряжения и избыточного момента двигателей;
- 3) время самозапуска;

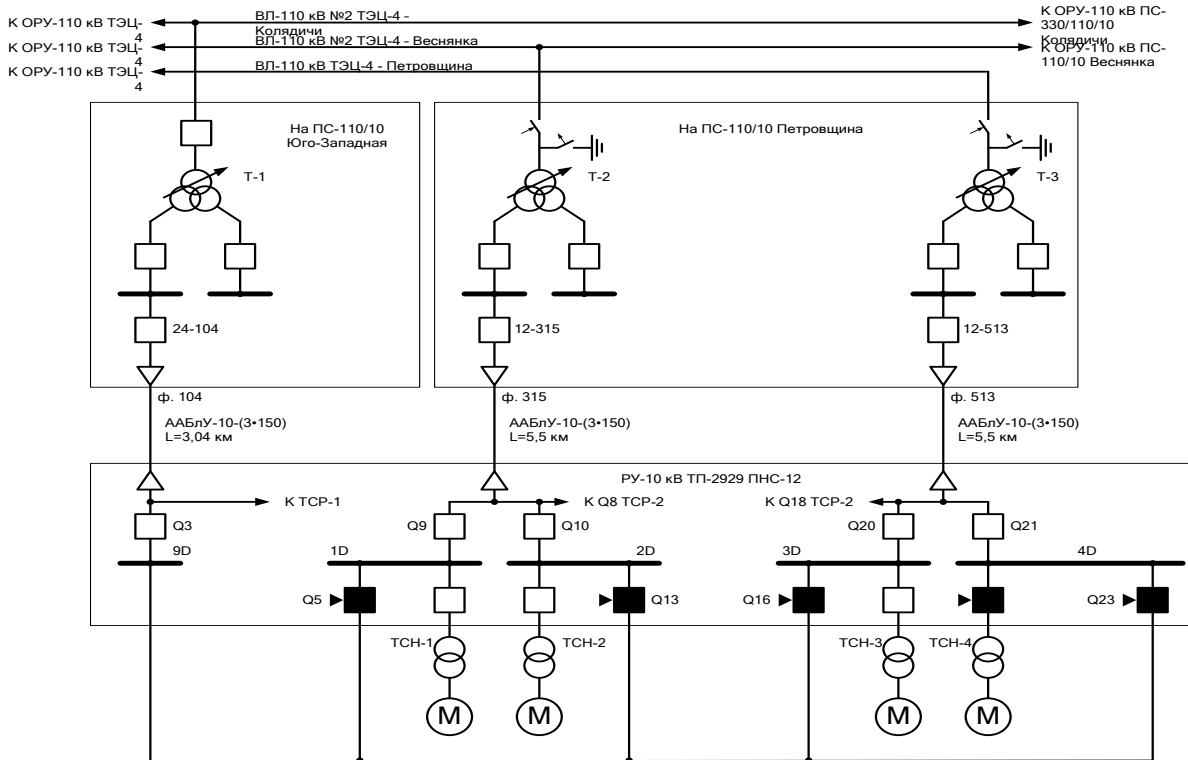


Рисунок 1 – Схема электроснабжения узла с двигательной нагрузкой

Все расчеты по моделированию самозапуска асинхронных двигателей выполнялись с применением программного комплекса «Мустанг». Нагрузка представлялась путем задания своих динамических характеристик [2], которые представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Пример задания динамических характеристик нагрузки в программном комплексе мустанг для выбранного типа электродвигателей.

Тип	T_j	D_{ac}	$\cos \varphi$	$k_{заг}$	$m_{ст}$	$m_{трог}$	k_{μ}	$U_{дв}/U_n$	m_{max}	$m_{пуск}$	$i_{пуск}$	$S_{двном}$	$r_{ст}$
АИР355М4	0,695	1	0,93	0,937	0,3	0	4	1	2	1,4	7	2	70
А-112-4М	0,788	1	0,91	0,922	0,3	0	4	1	2,1	1,1	5	1,333	70

В первом случае рассматривается близкое короткое замыкание на отходящей линии №515 (вблизи шин РУ-10 кВ ПС «Петровщина»), которая питает первую и вторую секции РУ-10 насосной и отключение этой отходящей линии действием токовой отсечкой (ТО) через время:

$$t_1 = t_{p.z.} + t_{c.o.} = 0,1 + 0,1 = 0,2 \text{ (с)}, \tag{1}$$

где $t_{p.z.}$ – время действия релейной защиты; $t_{c.o.}$ – собственное время отключения выключателя.

Время бестоковой паузы в этом случае будет равна:

$$t_{БП} = t_{p.мин.} + t_{CB} = 0,8 + 0,1 = 0,9 \text{ (с)}, \tag{2}$$

где $t_{p.з.}$ – выдержке времени реле минимального напряжения АВР; t_{CB} – собственное время включения секционного выключателя.

Во втором случае рассматривается удаленное короткое замыкание на отходящей линии № и отключение этой линии действием максимальной токовой защиты (МТЗ) через время:

$$t_2 = t_{уст} + t_{п.з.} + t_{с.о.} = 1,3 + 0,1 + 0,1 = 1,5 \text{ (с)}, \quad (3)$$

где $t_{уст}$ – уставка по времени МТЗ.

В этом случае бестоковая пауза будет равна:

$$t_{БП2} = t_2 + t_{СВ} = 1,5 + 0,1 = 1,6 \text{ (с)}, \quad (4)$$

В течение переходного процесса контролировались напряжения на шинах 10 кВ насосной, токи в питающих линиях 10 кВ, а также скольжение, электрическая мощность и электрический момент двигателей сетевых насосов. Результаты расчетов представлены на рисунке 2 – 5.

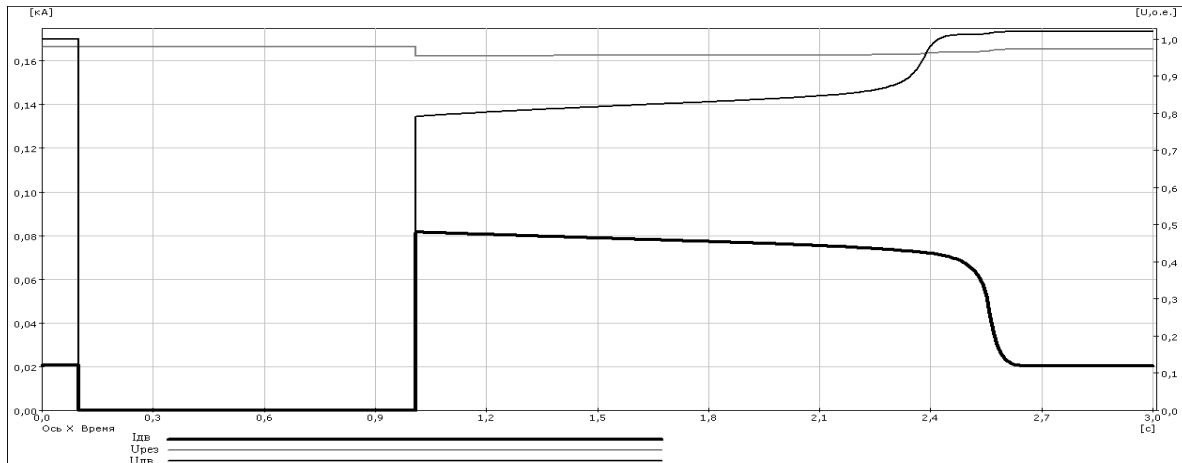


Рисунок 2 – Графические зависимости изменения напряжения на шинах резервного питания, напряжения и тока двигательной нагрузки при КЗ устранимом токовой отсечкой

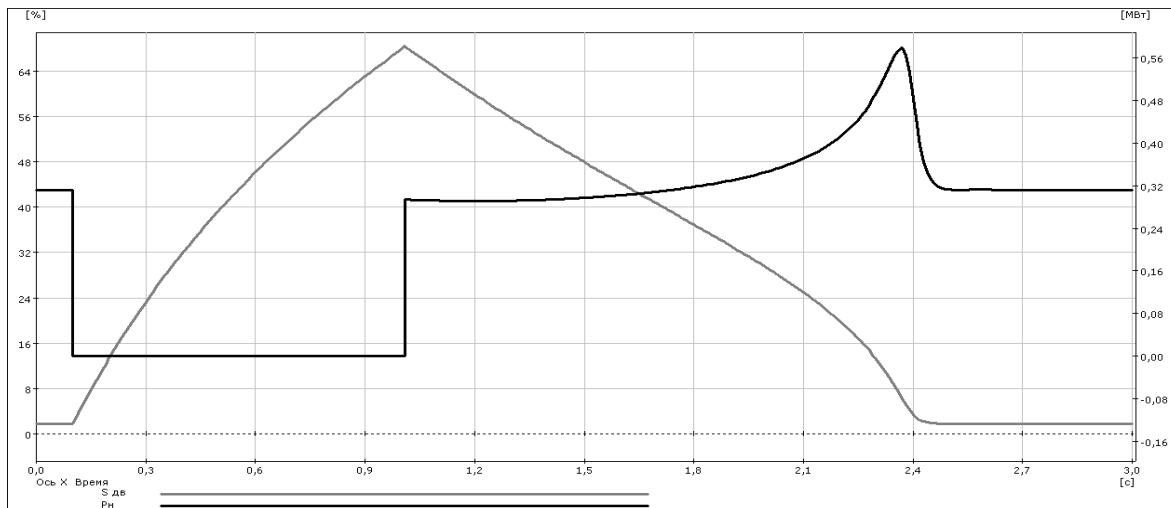


Рисунок 3 – Графические зависимости изменения электрической мощности и скольжения двигательной нагрузки при КЗ устранимом токовой отсечкой

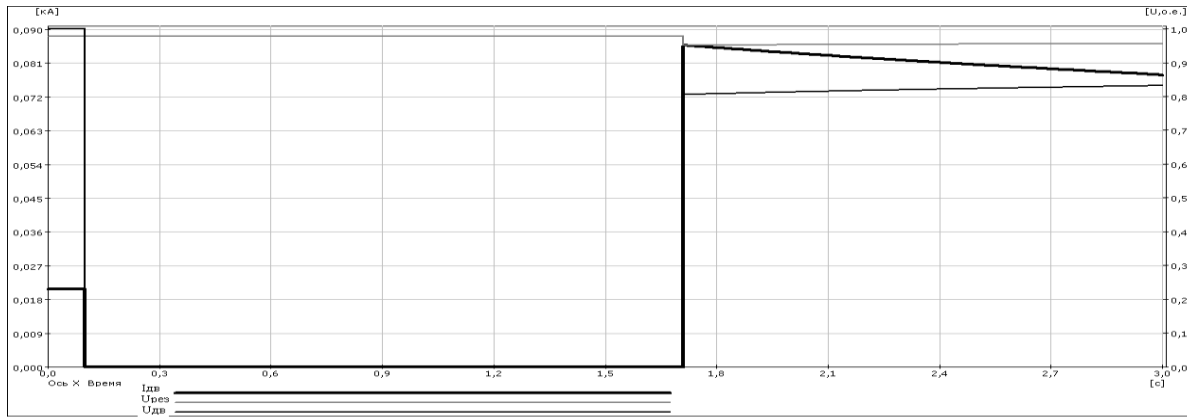


Рисунок 4 – Графические зависимости изменения напряжения на шинах резервного питания, напряжения и тока двигательной нагрузки при КЗ устранимом МТЗ

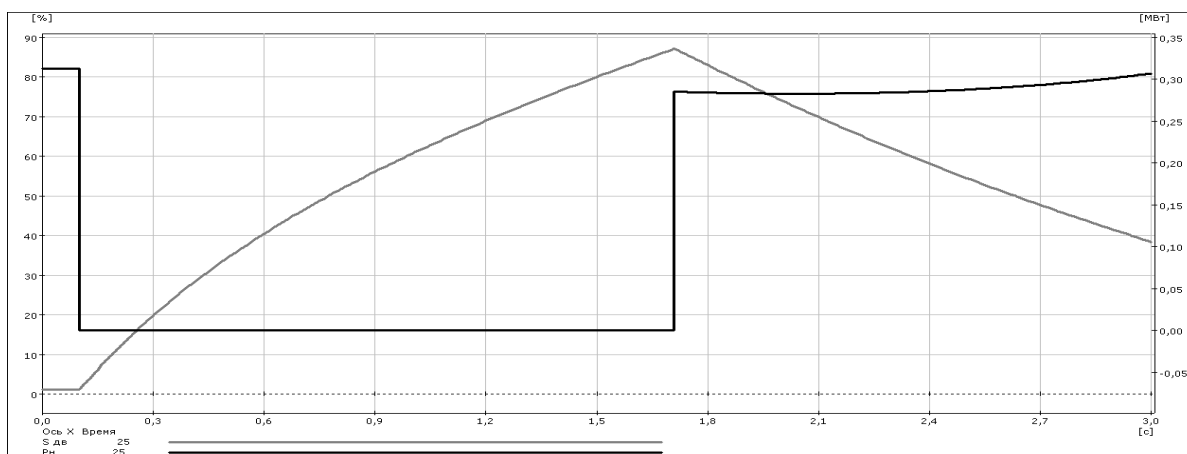


Рисунок 5 – Графические зависимости изменения напряжения на шинах резервного питания, напряжения и тока двигательной нагрузки при КЗ устранимом МТЗ

Выводы

На основании выполненных расчетов можно сделать вывод, что при удаленных от шин центра питания КЗ с последующим его устранением действием МТЗ с выдержкой времени 1,5 с двигательная нагрузка значительно затормаживается. Последующий перевод секции шин на питание от резервного источника приводит к тяжелому и длительному самозапуску с возможным отключением двигательной нагрузки своими токовыми защитами. Для улучшений условий самозапуска необходимо применять быстродействующее АВР, уменьшать выдержку времени МТЗ, либо применять, если это допустимо, поочередный пуск отдельных групп двигателей.

Литература

1. Калентиюнок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. – Мн.: Техноперспектива, 2008. – 375 с.
2. Гуревич Ю.Е, Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергетических систем и надежности электроснабжения промышленных предприятий. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 246 с.

УДК 621.311

Выбор конструкции и трассы воздушной линии электропередачи в лесном массиве

Рымко А.А.

Научный руководитель – Федин В.Т., к.т.н., профессор

На современном этапе процесс передачи электрической энергии на расстояние характеризуется многообразием конструкций линий электропередачи, отличающихся техническими, экономическими и экологическими свойствами. В настоящее время в Республике Беларусь разрабатываются нормативные документы по сооружению воздушных линий электропередачи, проходящих по землям лесного фонда, которые определяют общие подходы в проектировании воздушных линий напряжением 110 – 330 кВ на облегченных опорах повышенного типа [1].

Разработаны пять вариантов линий напряжением 110 кВ для лесного массива: воздушная линия с применением металлических унифицированных опор из угловых профилей, воздушная линия с применением многогранных опор, воздушная линия с применением компактных опор, воздушная линия с применением изолированных проводов и кабельная линия с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Выполнен выбор оптимальной трассы на основе метода динамического программирования, в качестве основного критерия принят минимум приведенных затрат [2].

Проведен расчет основных параметров механической части воздушной линии на многогранных опорах повышенного типа, определены удельные нагрузки на фазные провода и тросы, рассчитаны нагрузки на промежуточные опоры в нормальных и аварийных режимах, выполнена расстановка опор по профилю трассы. Применение многогранных опор позволило снизить количество, опор необходимых для сооружения линии электропередачи по сравнению с традиционным вариантом на решетчатых опорах.

В настоящее время постоянно повышаются требования к состоянию окружающей среды, которые необходимо учитывать при проектировании объектов энергетики. Поэтому широкое внимание уделяется оценке экологического влияния рассматриваемых линий на окружающую среду [3]. Рассмотрены такие характеристики как: напряженность электрического поля, отчуждение земли под опоры воздушных линий, площадь просеки вдоль трассы линии, уровень акустического шума от короны линии. Расчет значения напряженности электрического поля на уровне 1,8 м от земли выполнен с помощью программы PARM, разработанной на кафедре «Электрические системы» БНТУ. Расчеты показали, что наименьшее влияние на окружающую среду оказывает кабельная линия электропередачи. Линия с применением многогранных повышенных опор позволяет снизить площадь просеки вдоль трассы в 18 – 20 раз, по сравнению с линиями на типовых решетчатых опорах.

Выполнена оценка надежности рассматриваемых вариантов линий. Для оценки надежности разрабатываемых вариантов линий электропередачи использовались статистические данные анализа аварийных отключений в РУП «Гродноэнерго» за 2007 – 2008 гг. Проведен расчет экономического ущерба от перерывов электроснабжения. Рассмотрены три случая: одновременное повреждение обеих цепей линии электропередачи; взаимное наложение аварий одной цепи на аварию на второй цепи; наложение аварийного отказа одной цепи на плановый ремонт другой цепи. Расчеты показали, что наибольший ущерб ожидается при одновременном выходе из строя обеих цепей, что обусловлено полным погашением потребителей, а также

достаточно большим временем восстановлением электроснабжения. Наибольшей надежностью обладает кабельная линия, что можно объяснить минимальным влиянием окружающей среды на функционирование линии.

Для отыскания оптимального варианта сооружения линии электропередачи выполнена многоцелевая оптимизация. В качестве локальных критериев рассмотрены следующие параметры: значение капитальных затрат и потерь энергии, значение напряженности электрического поля на уровне 1,8 м от земли, площадь отчуждаемой земли под опоры и просеки вдоль трассы, уровень акустического шума от короны линии на границе полосы отчуждения, значение ущерба от перерывов и ограничений в электроснабжении из-за аварийных и плановых простоев линии электропередачи.

В качестве принципов выбора оптимального варианта использованы следующие: последовательной уступки, весовых коэффициентов, справедливого компромисса, экспертных оценок [4]. Различная значимость критериев оптимизации была учтена при помощи весовых коэффициентов. Для приближения к оптимальному варианту привлечены эксперты, которые оценили различную значимость критериев оптимизации. В результате многокритериального сравнения выявлен предпочтительный вариант конструкции линии электропередачи для электроснабжения жилого микрорайона в г. Гродно – воздушная линия с применением многогранных повышенных опор с расположением фазных проводов выше лесного массива. Необходимо заметить, что данный вариант нельзя однозначно назвать оптимальным, так как при других значениях весовых коэффициентов или иной величине уступки, результаты оптимизации могут отличаться от полученных. Тем не менее, многокритериальный подход позволяет дать аргументированный, обоснованный ответ об оптимальности того или иного варианта линии электропередачи.

Литература

1. СТП 09110.01.212-08. Требования по сооружению воздушных линий электропередачи, проходящих по землям лесного фонда.
2. Проектирование распределительных электрических сетей. Задачник: методическое пособие к практическим занятиям по дисциплине «Проектирование распределительных электрических сетей» для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / Г. А. Фадеева, В. Т. Федин. – Минск: БНТУ, 2008 – 127с.
3. Федин В. Т., Корольков А. В. Многокритериальная оценка экологических характеристик воздушных линий электропередачи. Учебно-методическое пособие по дисциплинам «Электропередачи» и «Экология энергетики». – Мн.: УП «Технопринт», 2002. – 104 с.
4. Федин В. Т. Принятие решений при проектировании развития электроэнергетических систем: Учеб. метод. пособие по дисциплине «Основы проектирования энергосистем». – Мн.: УП «Технопринт». 2000. – 105 с.

УДК 621.311

Характерные режимы электрической сети 110кВ г. Минска

Шинкарь С. П.

Научный руководитель – ЗОЛОТОЙ А. А. к.т.н., доцент

Электрическая сеть 110 кВ г. Минска включает в себя – 32 линии электропередач 110 кВ (из них 28 – воздушных и 4 – кабельные), 35 подстанций 110 кВ, на которых установлено 75 трансформаторов с общей установленной мощностью 2496 МВ·А.

Основными источниками поступления электроэнергии в электрическую сеть города являются тепловые электростанции: ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 и Новолукомльская ГРЭС. С Новолукомльской ГРЭС, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 электрическая сеть 110 кВ г. Минска связана воздушными линиями 330 кВ через подстанции 330 кВ «Северная», «Восточная» и «Колядичи», на которых установлено 7 автотрансформаторов общей установленной мощностью 1360 МВ·А.

Питание потребителей города преимущественно осуществляется по кабельной электрической сети напряжением 6-10 кВ. Характер потребителей смешанный – промышленность, электрифицированный транспорт, коммунальное хозяйство, бытовой сектор и др. По категориям надежности электроснабжения – I, II, III категорий.

Характер потребления электроэнергии потребителями г. Минска изменяется в зависимости от типа производства на промышленных предприятиях, вида и состава электроприемников, времени года и часов суток. С изменением характера потребления электроэнергии потребителями, изменяется и режим работы электростанций и трансформаторных подстанций питающих электрическую сеть города.

Изменение нагрузок потребителей характеризуется графиками нагрузки. Под графиками нагрузки потребителей понимают зависимости изменения потребляемой активной и реактивной мощности потребителей от времени в течение суток. Формы суточных графиков нагрузки потребителей г. Минска и их характеристики (максимумы и минимумы нагрузки, коэффициенты заполнения и формы, и т. п.) изменяются в широких пределах.

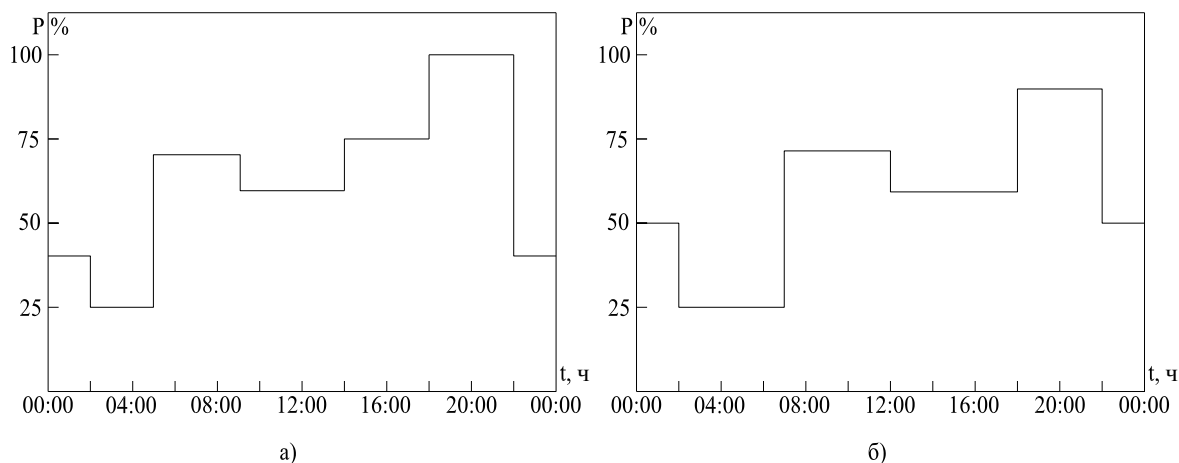


Рисунок 1 – Суточные графики активной нагрузки трансформаторной подстанции 10 кВ г. Минска в микрорайоне Юго-Запад.

а) в летний рабочий день; б) в летний выходной день

На характер графиков нагрузки городских потребителей непосредственное влияние оказывают такие факторы как:

- режим работы потребителей, определяемый технологическими особенностями производственных или бытовых процессов и составом электроприемников;
- распорядок работы производственных и административно-хозяйственных служб или режим работы и отдыха населения;
- естественная освещенность;
- температура воздуха и скорость ветра.

На рисунках 1-3 представлены суточные графики активных нагрузок некоторых характерных потребителей г. Минска.

На рис. 1 приведены графики активной нагрузки трансформаторной подстанции 10 кВ г. Минска в микрорайоне Юго-запад, питающей бытовую нагрузку, в летний рабочий и выходной день. Из них видно, что в выходные дни график нагрузки более ровный, утренний максимум нагрузки наступает позже, а вечерний максимум нагрузок меньше по величине, чем в рабочие дни.

На рис. 2 приведены графики нагрузок рабочего и выходного дней тяговой подстанции 10 кВ, от которой питается контактная сеть троллейбусов. В рабочий день видны два ярко выраженных максимума нагрузок, вызванных утренним и вечерним часами пик на транспорте. В выходной день график нагрузки равномерный на протяжении дня.

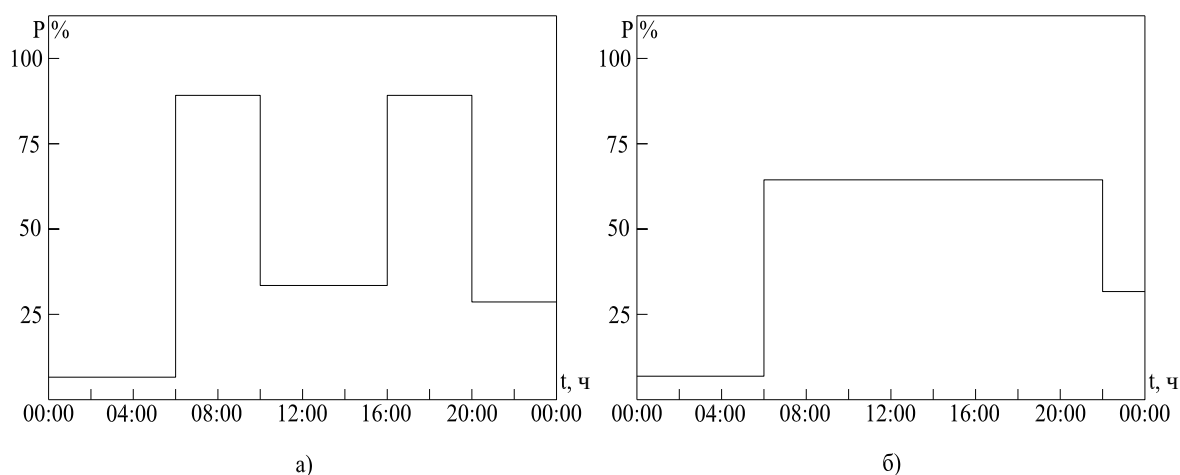


Рисунок 2 – Суточные графики нагрузки тяговой трансформаторной подстанции 10 кВ г. Минска.

а) в летний рабочий день; б) в летний выходной день

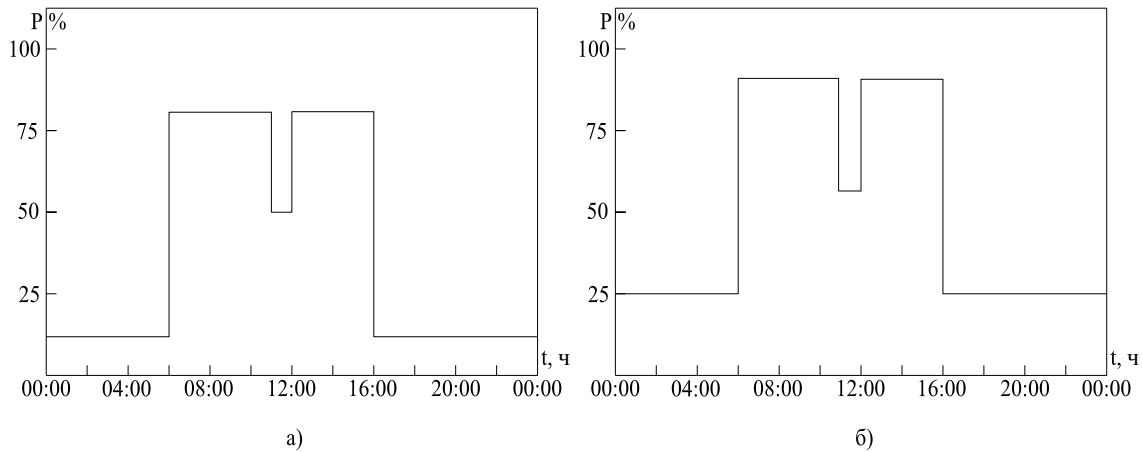


Рисунок 3 – Суточные графики нагрузок Электромеханического завода.
а) в летний период; б) в зимний период.

На рис. 3 показаны графики нагрузки Электромеханического завода в летний и зимний период. Основная нагрузка завода в дневное время с коротким и неглубоким провалом в обеденный перерыв. В тоже время летом нагрузка снижается по сравнению с зимой из-за уменьшения расхода электроэнергии на освещение, отопление и другие сезонные нужды.

Характер изменения режима работы электрической сети 110 кВ г. Минска определяется следующими основными факторами:

- графиками нагрузок отдельных электрических узлов;
- режимами работы генерирующих источников;
- условиями обмена мощностью с соседними электрическими сетями;
- потерями реактивной мощности в сети;
- зарядной мощностью линий напряжением 330 кВ.

В общем случае режим работы сети являются сложной функцией всех перечисленных факторов. Поэтому для исследований и анализа работы сети выделяют характерные режимы.

С помощью этих режимов анализируют работу электростанций, подстанций, элементов сети и групп потребителей в определенное время, выбирают необходимый режим работы агрегатов, степень использования оборудования и возможность целесообразного распределения нагрузок между источниками питания. Характерные режимы используются для составления балансов электроэнергии и определения расхода топлива.

Для электрической сети г. Минска, как и для любого другого крупного промышленного города, наиболее характерными являются следующие режимы работы:

- режим максимальных нагрузок в зимние сутки (вечер рабочего дня в середине недели), когда возникает наибольшее потребление электроэнергии в течение года и наиболее полно используются генерирующие мощности электростанций.
- режим дневного снижения нагрузки в зимние сутки (с 12.00 до 14.00 ч. дня), когда разгружаются пиковые электростанции и происходит относительно небольшое (на 10-15%) снижение потребления по сравнению с максимальным.
- режим минимальных нагрузок в зимние сутки (с 01.00 до 03.00 ч. ночи), время, когда в сети появляется избыток активной мощности.

- режим максимальных нагрузок в летние сутки (с 20.00 до 22.00 ч. вечера). Летом происходит ограничение генерирующих мощностей из-за проведения плановых капитальных ремонтов оборудования электрических станций и сетей.
- режим минимальных нагрузок в праздничные и выходные летние сутки, характеризующийся условиями работы электрической сети при наименьших в течение года нагрузках.

В целом летний и зимний режимы сети г. Минска имеют два ярко выраженных максимума потребления электроэнергии в утренние и вечерние часы, причем вечерний максимум нагрузки выше утреннего. Летний режим работы отличается от зимнего тем, что нагрузки летнего периода ниже зимних (из-за сезонного снижения электропотребления) и вечерний максимум нагрузок летом наступает позже в связи с увеличением продолжительности светлого времени суток. Работа электрической сети в рабочие и выходные дни летом и зимой, отличается более поздним наступлением утреннего максимума нагрузок в выходные дни и меньшим по величине вечерним максимумом нагрузок.

Топология нормальной схемы электрической сети 110 кВ г. Минска одинакова в зимние и летние периоды года. Наиболее частые изменения топологии схемы электрической сети 110 кВ г. Минска происходят в летние периоды в связи с выводом в ремонт электрооборудования.

По данным за 2008 г. зимний максимум нагрузок электрической сети 110 кВ г. Минска составил – 971 МВ·А, минимум – 373 МВ·А; в летний период года – максимум составил – 736 МВ·А, минимум – 293 МВ·А.

Литература

1. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей / Под. ред. В.А.Веникова – М.: Высшая школа, 1975. – 344 с.: ил.
2. Федин В.Т. Оперативное управление в энергосистемах. Часть 3. Регулирование нормальных режимов в энергосистемах и электрических сетях: Учеб. метод. пособие по дисциплине “Оперативное управление в энергосистемах”. – Мн., 2002. – 128 с.

УДК 629.735

Исследование динамической устойчивости генератора электростанции при работе в режиме недовозбуждения

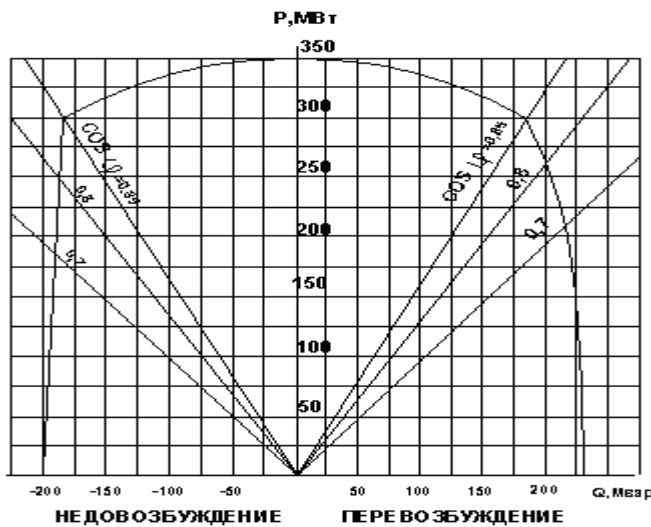
Якимов О.К.

Научный руководитель Филиппчик Ю. Д., аспирант

В настоящее время в республике Беларусь остро стоит проблема повышения напряжения в сетях 330-750 кВ. Это связано с их относительно малой загрузкой в часы ночного минимума и большими потоками зарядных мощностей генерируемых сетью. Уровень напряжения можно снизить за счет установки дополнительного сетевого оборудования – управляемых шунтируемых реакторов и синхронных компенсаторов. Однако это требует значительных дополнительных капитальных вложений со стороны энергетической системы [1].

Другим способом потребления избыточной реактивной мощности может быть перевод генераторов в режим недовозбуждения. Величина потребляемой реактивной мощности синхронным генератором зависит от текущего значения его активной мощности и ограничена нагревом крайних (лобовых) пакетов обмотки статора. При уменьшении значения тока возбуждения синхронного генератора также снижается и динамическая устойчивость машины при возникновении аварийных режимов в схеме сети.

В качестве исследуемой станции была выбрана Лукомльская ГРЭС (ЛГРЭС), а в качестве исследуемого на динамическую устойчивость – турбогенератор №3 (ТГ-3).



На рисунке 1 приведена диаграмма мощностей турбогенератора №3 Лукомльской ГРЭС. Как видно из зависимости предельно допустимое по условию нагрева потребление реактивной мощности при нагрузке генератора в 300 МВт составляет 185 Мвар. Выполним исследование динамической устойчивости генератора станции при переводе его в режим недовозбуждения, а также определим, исходя из заданного вида возмущения, предельную

величину потребляемой реактивной мощности.

Рисунок 1 - диаграмма мощностей турбогенератора №3 ЛГРЭС.

Исследование динамической устойчивости выполнялось на программном комплексе Мустанг 95. При этом было условно принято:

- на ЛГРЭС в работе находятся 8 блоков;
- активная нагрузка всех блоков номинальная $P_{НОМ}=320$ МВт, а реактивная мощность блоков, за исключением исследуемого, составляет +20...+40 Мвар;
- активная нагрузка ТГ-3 равна $P_H=300$ МВт;
- на I СШ-330 кВ происходит однофазное короткое замыкание (КЗ);

- ТГ-3 не отключается от сети из-за отказа выключателя;
- через 0,25 с в результате работы устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) ТГ-3 отключается от сети ($t_{\text{отк}}=0,12+0,25=0,37$ с).

Последовательно изменяя величину потребляемой реактивной мощности ТГ-3 и исследуя его динамическую устойчивость при указанном возмущении, была построена зависимость 1 представленная на рисунке 2, а. Из данной зависимости видно, что при однофазном коротком замыкании с действием УРОВ предельная величина потребления реактивной мощности составляет -94 Мвар.

Ограничения по устойчивости, накладываемые на режим работы ТГ-3, преобладают над ограничениями по тепловому режиму до $P_H=200$ МВт. При дальнейшем снижении выдаваемой активной мощности ТГ-3 начинают преобладать ограничения по нагреву.

Выполним исследование эффективности мероприятий по повышению динамической устойчивости. В первом случае проанализируем влияние времени отключения короткого замыкания на величину предельной потребляемой реактивной мощности по условиям динамической устойчивости. Каждому времени отключения КЗ соответствует предельно допустимая по условию устойчивости передаваемая мощность [2].

Если принять, что на станции установлены элегазовые выключатели, то время отключения КЗ сократится до $t_{\text{отк}}=0,07+0,25=0,32$ с. Из результатов расчета, приведенных на рисунке 2, а зависимость 2, видно, насколько применение современных выключателей и быстродействующих защит позволяет увеличить предельную потребляемую мощность (с 94 до 152 Мвар). Ограничения по тепловому режиму наступают при нагрузке генератора близкой к 260 МВт.

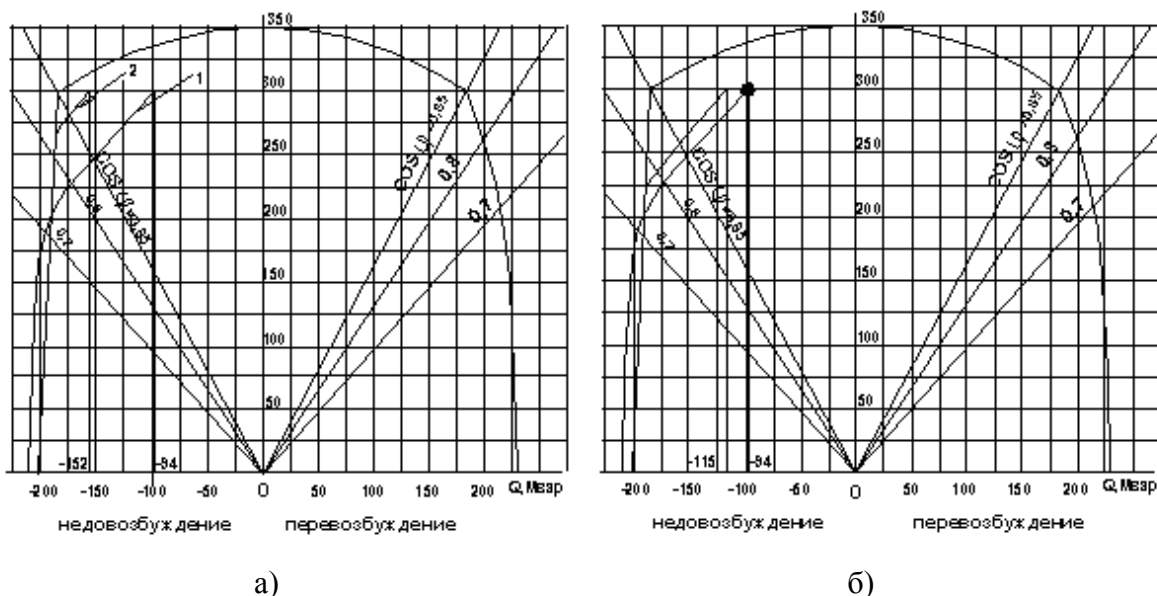


Рисунок 2 – Влияние мероприятий по повышению динамической устойчивости на величину предельной потребляемой реактивной мощности исследуемым генератором

Еще одним эффективным средством для повышения динамической устойчивости синхронных генераторов является применение электрогидравлического преобразователя (ЭГП), который позволяет вводить в систему регулирования электрические сигналы (импульсы) и тем самым осуществить быстродействующее управление регулирующими клапанами турбины [3]. Результаты расчета эффективности применения ЭГП приведены на рисунке 2,б .

На основании выполненных расчетов в программном комплексе Мустанг можно сделать вывод о том, что для исследуемого турбогенератора при $P_{Г}=300$ МВт ограничение потребления реактивной мощности по условиям устойчивости является определяющим ($Q_{Г}=-94$ Мвар) по сравнению с тепловым графиком, который позволяет потреблять $Q=185$ Мвар. Выполненный анализ применения мероприятий по повышению динамической устойчивости показывает, что применение быстродействующих релейных защит и элегазовых выключателей позволяет значительно увеличить предельное значение потребляемой реактивной мощности синхронным генератором с 94 до 152 Мвар. В тоже время использование ЭГП является менее эффективным, так как увеличение потребляемой мощности происходит с 94 до 115 Мвар.

Литература

1. Калентионок Е.В., Прокопенко В.Г., Федин В.Т. Оперативное управление в энергосистемах. – Мн.: Вышэйшая школа, 2007. – 351 с.
2. Калентионок, Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем / Е.В. Калентионок. – Мн.: Техноперспектива, 2008. – 375 с.
3. Файбисович, В.А. Повышение устойчивости и надежности недовозбуждения синхронных генераторов / В.А. Файбисович. – М.: Энергия, 1973. – 87 с.

УДК 621.311

Оптимизация выбора мест разделения электрической системы для ликвидации асинхронного режима

Филипчик Ю.Д. аспирант

Асинхронный режим в электрической системе является одним из самых тяжелых аварийных режимов. Он связан с нарушением устойчивости параллельной работы электростанций и отдельных генераторов, что создает опасность повреждения элементов электрической системы, нарушения электроснабжения потребителей, каскадного развития аварии. Ликвидировать асинхронный режим можно одним из двух способов [1]:

- ресинхронизацией после уменьшения разности частот в несинхронно работающих частях энергосистемы (благодаря увеличению генерируемой мощности и отключению нагрузки потребителей в части энергосистемы работающей с пониженной частотой, и уменьшению генерируемой мощности в части энергосистемы, работающей с повышенной частотой);
- разделением с помощью автоматики несинхронно работающих частей энергосистемы на отдельные, синхронно работающие, части.

Рассмотрим простейшую двухмашинную схему, представленную на рисунке 1, где две энергосистемы представлены эквивалентными генераторами. Энергосистема 1 через линию связи соединена на параллельную работу с энергосистемой 2. Линия связи имеет 4 промежуточные отбора мощности.

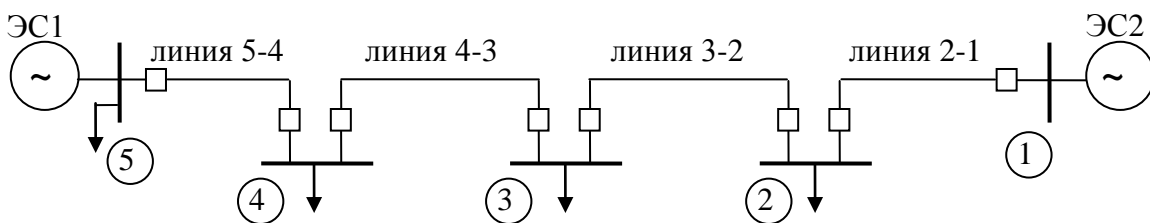


Рисунок 1 – Расчетная схемы исследования асинхронных режимов в системе электропередачи

При возникновении асинхронного хода между энергосистемами по линии связи, его ликвидацию можно осуществить в различных точках (1-5). Нагрузка промежуточных подстанций определенным образом распределяется между энергосистемами. Выбор точки деления может производиться различными методами. Однако деление энергосистемы не должно приводить к такому небалансу мощности в разделившихся частях, который опасен в отношении аварийного повышения или понижения частоты, либо в отношении перегрузки линии электропередачи. Для выполнения этого требования предложен способ деления по нулевому сечению, т.е. сечению, в котором в предаварийном режиме имел место нулевой переток активной мощности [2]. В большинстве случаев нулевого сечения может и не быть, а деление выполняют по сечению, имеющему минимальный переток мощности. Для этого в каждом возможном сечении устанавливаются датчики величины и направления активной мощности.

Очевидно, что деление энергосистемы по точке потока раздела активной мощности в доаварийном режиме по условию минимума небаланса активной мощности в разделившихся частях энергосистемы, допустимо производить только при асинхронных режимах, которые не сопровождаются отключением части нагрузки или

генерации. Это объясняется тем, что изменение потоков активной мощности по линии связи вызвано только изменением сопротивления сети.

В случаях отключения части генерирующей мощности в дефицитной энергосистеме, а также при отключении части нагрузки промежуточных подстанций, точка потоко раздела изменяется и при делении системы по параметрам доаварийного режима появляется значительный небаланс активной мощности. В таких случаях может произойти значительное отклонение точки потоко раздела от положения в доаварийном режиме, и возникновение значительного небаланса активной мощности в дефицитной энергосистеме (положительному или отрицательному). Более правильным является деление системы по параметрам переходного режима. При этом условие минимума небаланса активной мощности в разделившихся частях энергосистемы должно также выполняться.

При исследовании асинхронных режимов в качестве информативных параметров выберем ЭДС E эквивалентных генераторов, угол δ между ЭДС эквивалентных генераторов, взаимное скольжение роторов эквивалентных генераторов

$$S = \frac{d\delta}{dt}.$$

При синхронных качаниях взаимное скольжение периодически меняет свой знак, а в режиме асинхронного хода, вследствие постоянного увеличения угла между ЭДС эквивалентных генераторов, знак взаимного скольжения остается постоянным. Изменение знака производной взаимного скольжения при асинхронном ходе происходит при прохождении ее через ноль в моменты равенства угла передачи углу рабочего режима $\delta = \delta_0$ или критическому углу $\delta = \delta_{кр}$ [3]. В том случае, когда необходимо скорейшее устранение асинхронного режима, отключение линии производят в момент достижения ускорением роторов нулевого значения [4].

На рисунке 2 приведены зависимости изменения параметров режима при асинхронном ходе ($P_{Г}$ – активная мощность одного из синхронных генераторов, $A_{рот}$ – ускорение ротора генератора). Из приведенных зависимостей видно, что при делении системы в момент достижения ускорением ротора генератора значения равного 0 (изменение положительного значения на отрицательное) наступает мгновенный установившийся режим, а выдаваемая мощность генератора равна доаварийной. В этом случае также исключается возможность включения генераторов в режиме противофаз ЭДС.

Аналогичные расчеты для случая с отключением генерирующей мощности в узле 5 и нагрузки промежуточной подстанции 4 приведены на рисунке 3 и 4.

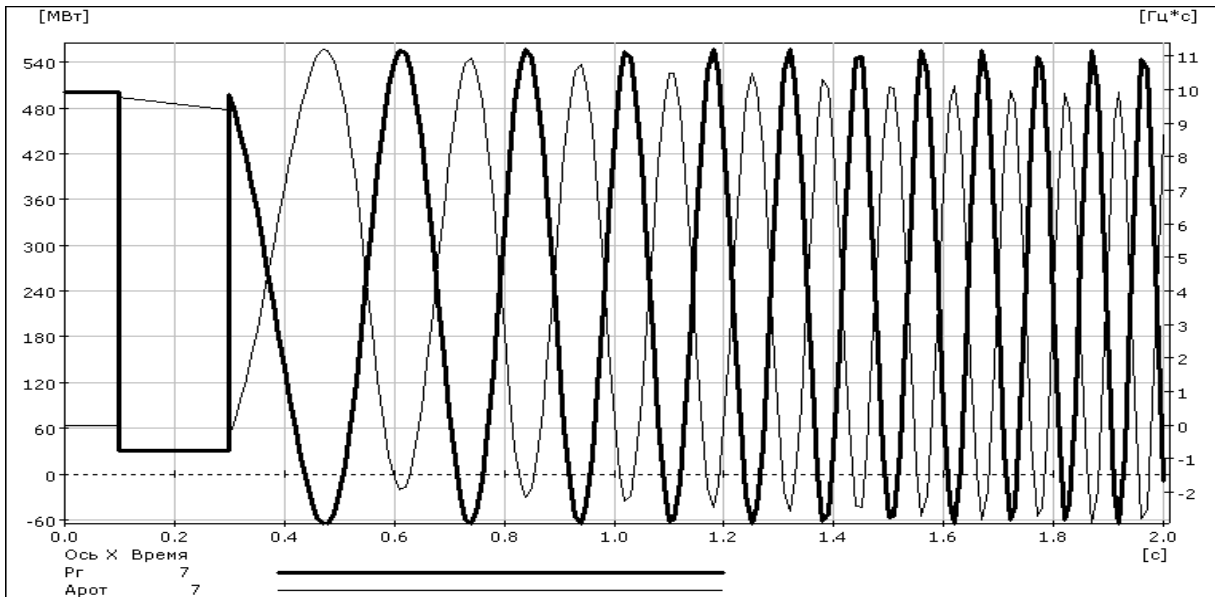


Рисунок 2 – Изменение мощности и ускорения ротора генератора 5 при АР с отключением одной из параллельных линий

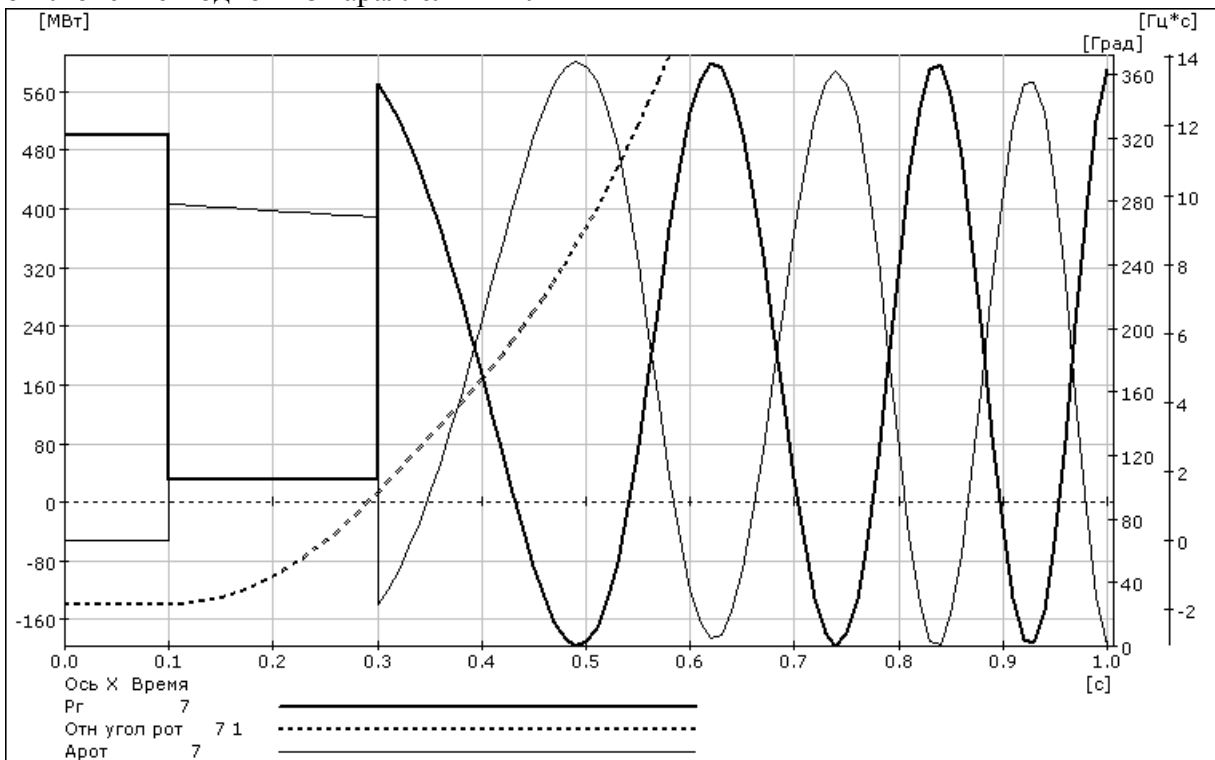


Рисунок 3 – Зависимость изменения мощности, ускорения и относительного угла генератора 5 при асинхронном режиме с отключением нагрузки в узле 4

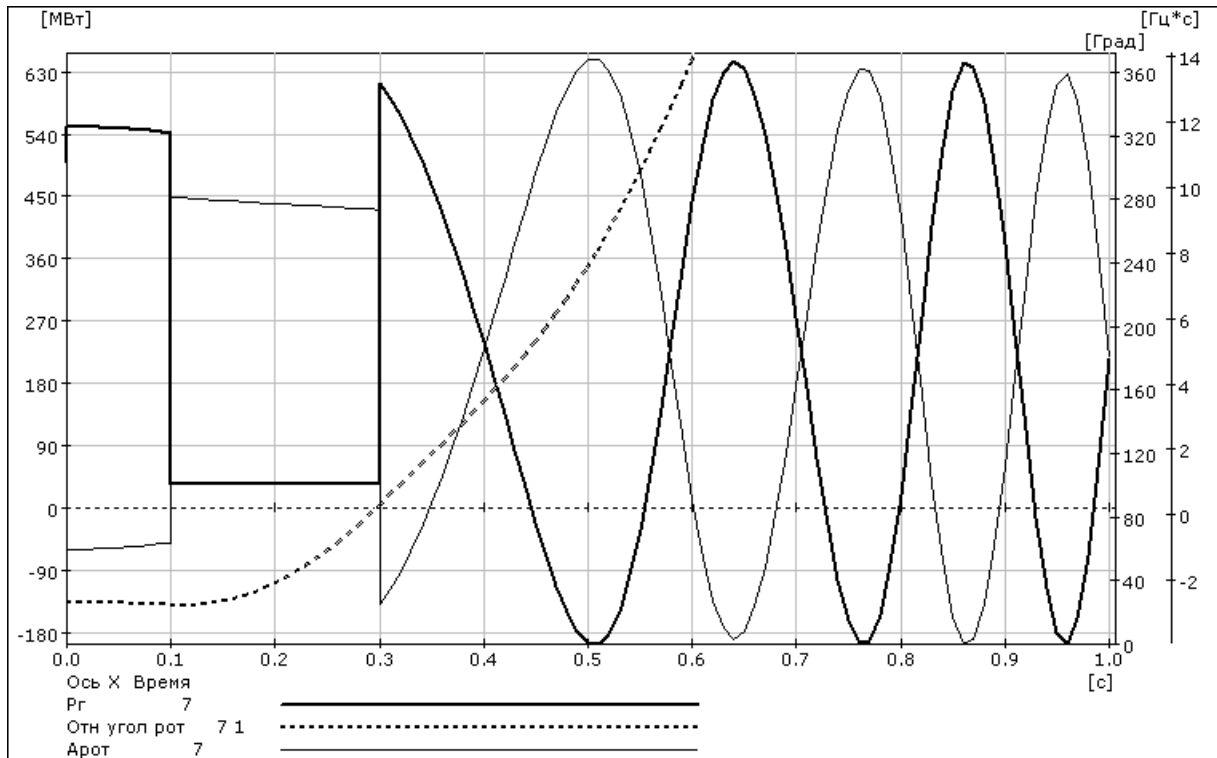


Рисунок 4 – Зависимость изменения мощности, ускорения и относительного угла генератора при асинхронном режиме с отключением генерирующей мощности

Из приведенных зависимостей видно, что при всех возможных аварийных возмущениях, приводящих к началу асинхронного хода между двумя частями энергосистемы, минимальный небаланс активной мощности в разделившихся частях будет наблюдаться при делении системы по сечению с минимальным значением активной мощности в момент, когда ускорение ротора генератора, после фиксации начала асинхронного режима, равно нулю.

Литература

1. Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 112 с.
2. Гоник Я.Е. Иофьев Б.И. Основное устройство автоматического прекращения асинхронного хода и некоторые особенности расчета его параметров срабатывания // Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. – М.: Энергоиздат, 1982, С. 68 – 73.
3. Баркан Я.Д., Орехов Л.И. Автоматизация энергосистем. – М.: Высшая школа, 1981. – 271 с.
4. Авторское свидетельство СССР № 1511802. Система автоматики ликвидации асинхронного режима энергосистемы / Т.В. Колонский, Н.В. Филатова Н 02 У 3/24 // Б.И. 1987, № 36.

СЕКЦИЯ 3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ОБОСНОВАНИЕ ЗАМЕНЫ ЛАМП НАКАЛИВАНИЯ КОМПАКТНЫМИ ЛЮМИНЕСЦЕНТНЫМИ ЛАМПАМИ НА ПОДСТАНЦИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Бортницкий Д.М.

Научный руководитель – к. т. н., доцент КОЗЛОВСКАЯ В.Б.

МАГНИТНОЕ ПОЛЕ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩЕГО РЕАКТОРА

Герасимович А.С.

Научный руководитель Павловец В.В., к. т. н., доцент

БЕСПРОВОДНАЯ ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА РАССТОЯНИИ

Качанов А.В., Герасимович А.С.

Научный руководитель: Олешкевич М.М., к.т.н., доцент

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ УТИЛИЗАЦИОННЫХ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВОК НА ОБЪЕКТАХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО И ГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Герасимович А.С., Качанов А.В., Терентьев А.А.

Научный руководитель: Макоско Ю.В., к.т.н.

ОСОБЕННОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ 0,4 КВ

Сацюк В.Г.

Научный руководитель – КОЛОСОВА И.В.

МЕТОДИКА ВЫБОРА ТРАНСФОРМАТОРА

Цыган Н.В., Минин Е.М.

Научный руководитель- Гончар А.А., к. т. н., доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ЧАСТОТЫ ПИТАНИЯ

Пашкович Н.П., Потачиц Я.В.

Научный руководитель ГОНЧАР А.А., к.т.н., доцент

ВЫБОР СТРУКТУРЫ КОНТРОЛЯ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Шедько Ю.А.

Научный руководитель – д. т. н., профессор АНИЩЕНКО В.А.

ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ДОПУСТИМОЙ КРАТКОВРЕМЕННОЙ АВАРИЙНОЙ ПЕРЕМЕННОЙ ПЕРЕГРУЗКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Адамцевич В.А.

Научный руководитель – д.т. н., профессор Анищенко В.А.

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В ОБОСНОВАНИЯХ ИНВЕСТИРОВАНИЯ

Становский Д.Н.

Научный руководитель Поспелова Т.Г., д. т. н., профессор

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЛОГЕННЫХ ЛАМП НИЗКОГО И СЕТЕВОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Кабанов А.А.

Научный руководитель – Сацукевич В.Н.

КОМПАКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ 6-10 КВ

Сталович В.В.

Научный руководитель Радкевич В.Н., к.т.н., доцент

НОМОГРАММЫ ДЛЯ ВЫБОРА КАБЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ

Скобля О.А.

Научный руководитель РАДКЕВИЧ В.Н. к. т.н., доцент

ВЫСШИЕ ГАРМОНИКИ И ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ИХ УМЕНЬШЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Разумчик П.В.

Научный руководитель Радкевич В.Н., к.т.н., доцент.

ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ СНИЖЕНИЮ

Ю.И. Блястик, О.А. Лодова

Научный руководитель Л.В. Прокопенко, старший преподаватель

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СУХИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Геращенко В.Л.

Научный руководитель Трифонова О.А.

ВЛИЯНИЕ УЩЕРБА ОТ НЕДООТПУСКА ПРОДУКЦИИ НА ВЫБОР ПОТРЕБИТЕЛЯ-РЕГУЛЯТОРА ПРЕДПРИЯТИЯ

Белько В.В.

Научный руководитель – АНИЩЕНКО В.А. д.т.н., профессор

ПЕРСПЕКТИВЫ СВЕТОДИОДНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Д. А. Гаврилович, О.Н. Перемотова

Научный руководитель: В.Б. КОЗЛОВСКАЯ, к.т.н., доцент.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ В КОНТАКТОРЕ ПОСТОЯННОГО ТОКА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЭВМ

Белько В.В., Хверось А.Ю.

Научный руководитель – Сацукевич В.Н. к.т.н., доцент.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ СТРОИТЕЛЬСТВА КОГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК

Хверось А.Ю.

Научный руководитель – д. т. н., профессор Анищенко В.А.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Немкович А.С.

Научный руководитель Олешкевич М.М., к.т.н., доцент

ИЗУЧЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УЧЕБНОЙ ЛАБОРАТОРИИ

Лобусь А. Н. МАГИСТРАНТ

Научный руководитель Козловская В. Б. к. т. н., доцент.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК.

Д. А. Гаврилович, О. Н. Перемотова

Научный руководитель: М. М. Олешкевич, к. т. н., доцент.

УДК

Обоснование замены ламп накаливания компактными люминесцентными лампами на подстанциях энергосистемы

Бортницкий Д.М.

Научный руководитель – к. т. н., доцент КОЗЛОВСКАЯ В.Б.

В настоящее время на подстанциях классов 35–750 кВ для внутреннего освещения в основном используются не экономичные лампы накаливания (ЛН), их более экономичным эквивалентом являются компактные люминесцентные лампы (КЛЛ), но не всегда замена ЛН на КЛЛ является целесообразной.

На подстанциях классов 35–750 кВ помещения, требующие искусственного освещения можно разделить на две группы, исходя из режима работы осветительных приборов:

- с кратковременным режимом работы;
- с продолжительным режимом работы.

К первой группе можно отнести ЗРУ всех типов, хозяйственные помещения, ГЩУ на ПС 330 кВ и выше, вспомогательные помещения ОПУ на подстанциях 110 кВ и ниже и сами ОПУ на подстанциях 330 кВ, а также санитарно-бытовые помещения.

Ко второй группе относятся остальные помещения, в которых персонал находится продолжительное время.

Исходя из опыта эксплуатации можно сказать, что срок службы компактных люминесцентных ламп при кратковременном режиме работы (частые включения – отключения) значительно снижается из-за чего теряется экономический эффект ввиду их дороговизны. Особенно это сказывается на замене ламп накаливания малой мощности (до 40 Вт), которые в основном используются в помещениях первой группы. Следовательно, замена ламп накаливания в этой группе нецелесообразна.

По паспортным данным компактная люминесцентная служит 10000 часов, что в 10 раз больше срока службы лампы накаливания.

Стоимость компактной люминесцентной лампы в среднем в 12 раз больше стоимости лампы накаливания, то есть эквивалентная стоимость ламп накаливания незначительно меньше стоимости энергосберегающей лампы, но компактная люминесцентная лампа потребляет энергии в 4-5 раз меньше чем лампа накаливания.

В абсолютных цифрах это выглядит так:

- эквивалент ЛН 60 Вт – КЛЛ 13 Вт, разница в мощности составляет $\Delta P = 47$ Вт.

При использовании лампы 750 часов в год имеем экономию $\Delta W = \Delta P \cdot 750 = 0,047 \cdot 750 = 35,25$ кВт·ч. При нынешнем тарифе, составляющем 9,21 цента, $\tau = 261,56$ руб. за кВт·ч (при курсе доллара 2840 руб.) в денежном эквиваленте она составит $\Delta W\tau = 35,25 \cdot 261,56 = 9219$ руб. в год. За полный срок службы экономия составит

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta L_n \Delta P = 10000 \cdot 47 \cdot 10^{-3} = 470 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

$$\Delta W\tau = 470 \cdot 261,56 = 122670 \text{ руб.}$$

Расчеты показывают, что в помещениях II группы целесообразна замена ламп накаливания (ЛН) на компактные люминесцентные лампы (КЛЛ).

Расчет реальной экономии на примере ПС «Ждановичи».

Исходя из опыта эксплуатации среднее время работы одной лампы в помещениях I категории 80 часов в год, а для ламп, установленных в помещениях II категории – 750 часов в год.

Суммарная мощность заменяемых ламп $P_3 = 19 \cdot 60 = 1140$ Вт, остальных $P_{нз} = 22 \cdot 60 + 10 \cdot 40 = 1720$ Вт.

Приведем мощность незаменяемых ламп ко времени работы ламп, подлежащих замене. Для этого введем коэффициент приведения

$$k = \frac{80}{750} = 0,1067.$$

Тогда приведенная суммарная мощность незаменяемых ламп составит

$$P'_{нз} = P_{нз} \cdot k = 183,5 \text{ Вт.}$$

Эквивалентная суммарная мощность

$$P_{\Sigma} = P_3 + P'_{нз} = 1140 + 183,5 = 1323,5 \text{ Вт.}$$

После замены суммарная мощность заменяемых ламп уменьшится в 4 раза и составит

$$P'_3 = \frac{P_3}{4} = 285 \text{ Вт.}$$

Суммарная мощность всех ламп после замены:

$$P'_{\Sigma} = P'_3 + P'_{нз} = 285 + 183,5 = 468,5 \text{ Вт.}$$

При первоначальной суммарной мощности потребление составляло 1000 кВт ч в год.

При новой суммарной мощности оно составит:

$$W' = W \cdot \frac{P'_{\Sigma}}{P_{\Sigma}} = 1000 \cdot \frac{468,5}{1323,5} = 354 \text{ кВт ч в год.}$$

Таким образом, имеем реальную экономию в 646 кВт·ч в год, что доказывает целесообразность замены ламп накаливания на компактные люминесцентные лампы в помещениях с продолжительным режимом работы осветительных приборов.

УДК 623.316.35

Магнитное поле токоограничивающего реактора

Герасимович А.С.

Научный руководитель Павловец В.В., к. т. н., доцент

Для определения устойчивости электрических систем при аварийных режимах работы немаловажным является учет электродинамической устойчивости электрических аппаратов, например, таких как токоограничивающие реакторы, что в свою очередь требует определения магнитных полей в сечении и вокруг токоограничивающего реактора.

Обмотки мощных токоограничивающих реакторов состоят из нескольких параллельно расположенных секций, имеющих форму плоской спирали. В результате взаимодействия токов короткого замыкания с магнитным полем в обмотках возникают большие электродинамические усилия, которые могут привести к механическому разрушению конструкции реактора и к авариям в энергосистеме. Распределение электродинамических усилий по длине проводников и по секциям обмоток до настоящего времени детально не исследовано, поэтому значительный интерес представляет разрешение численного метода расчета магнитного поля токоограничивающего реактора. Методика расчета магнитного поля реактора сходна с методикой расчета магнитного поля плоского спирального проводника [2].

Разработана программа для расчета и построения магнитного поля токоограничивающего реактора.

Проведен расчет магнитного поля на следующем примере токоограничивающего реактора на напряжение 750 кВ.

На основании полученных расчетов построены картины распределения магнитного поля вокруг токоограничивающего реактора. Используя методику [4], были построены на ЭВМ картины распределения магнитного поля в выделенном пространстве в виде зон определенной интенсивности.

Построенные картины распределения поля позволяют проанализировать и выделить участки и наиболее интенсивным магнитным полем. Анализ картин распределения магнитного поля показывает, что наибольшая интенсивность магнитного поля локализуется в области внутренних витков токоограничивающего реактора.

Выводы:

1. Разработан комплекс программ для численного расчета и построения картины распределения магнитного поля токоограничивающего реактора.
2. Получены картины распределения магнитного поля токоограничивающего реактора, проведен их анализ.

Литература

1. Численный метод расчета электродинамических усилий в системе произвольно расположенных винтообразных проводников / М.И.Стрелюк, В.В.Павловец // Электричество. – 1981 – №5. С. 86-88.
2. Электродинамические усилия в проводнике, имеющем форму спирали / В.В.Павловец, А.С.Герасимович // Энергетика – Изв. высш. учеб. заведений и энергетических объединений СНГ. – 2008. – С. 13-18.
3. Тамм И.Е. Основы теории электричества. – М.: Наука, 1976. – 388с.
4. Павловец В.В. Информатика. Программирование на Фортране. – Минск.: Асконто, 2006. – 205с.

УДК 621.315.1

Беспроводная передача электрической энергии на расстояние

Качанов А.В., Герасимович А.С.

Научный руководитель: Олешкевич М.М., к.т.н., доцент

Общеизвестный факт, что провода линий, изготовленные из алюминия или меди, являются проводящими каналами, вдоль которых движется поток электромагнитной энергии от генератора к приемнику и обратно к генератору. Максимальная передаваемая мощность ЛЭП ограничивается потерями на сопротивлении линии, максимальным напряжением, которое определяется электрической прочностью изоляции и электромагнитной устойчивостью линии. В современном мире устойчивость обеспечивается жёстким регулированием параметров линии с помощью быстродействующих шунтовых реакторов и последовательной емкостной компенсацией с целью исключения перетоков реактивной мощности и подавления резонансных свойств линии. Однако для передачи электрической энергии не обязательно пользоваться металлическими проводами. Существуют методы для передачи электричества только по одному проводу. Можно вообще не использовать провода, или использовать в качестве проводов альтернативные среды. Ниже приведены некоторые способы передачи электрической энергии.

Первый способ передачи электрической энергии заключается в использовании эффекта резонанса. При подключении передатчика к внешней сети возле него формируется электромагнитное поле, которое воспринимается другим передатчиком, настроенным в резонанс с первым и подключённым к потребителю. Примерно то же самое происходит и в обычных трансформаторах (их обмотки не соединены между собой), но на меньшем расстоянии. В качестве передатчиков могут выступать, например медные катушки. По мере удаления от источника напряженность магнитного поля падает пропорционально квадрату расстояния – так что передавать энергию на сколько-нибудь большие дистанции с помощью индукции не представляется возможным, однако в комнатных масштабах, задача оказывается вполне решаемой. Отсюда следует, что решена проблема с появлением в зоне действия беспроводной зарядки «несанкционированных» токов: само по себе поле достаточно слабо, и лишь резонанс позволяет добиться передачи значительных количеств энергии на приемник.

Наиболее эффективное из созданных к этому моменту устройств состоит из 60-сантиметровых медных катушек и магнитного поля частотой в 10 мегагерц (рис. 1). Оно позволяет передавать энергию на расстояние в два метра с 50-процентной эффективностью. Проводятся исследования с серебром и другими материалами с целью уменьшить размер катушек и увеличить эффективность. Разработана технология с 75-процентной эффективностью, но на расстоянии до 1 метра. Учёные надеются достичь 80 процентной эффективности передачи.

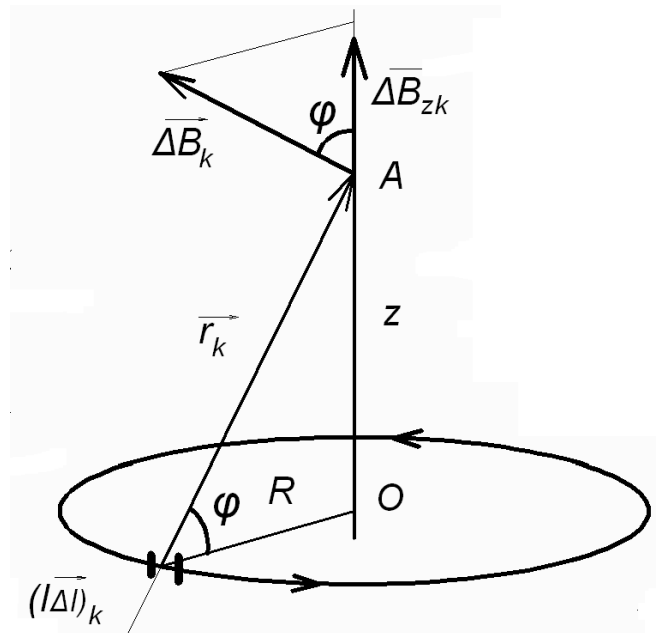


Рис. 1 Магнитная индукция, создаваемая витком с током.

Модуль вектора индукции:

$$\begin{aligned}
 B &= \sum_k \Delta B_{zk} = \sum_k \frac{\mu_0 \cdot (I \cdot \Delta l)_k}{4 \cdot \pi \cdot r^2} \cdot \cos \varphi = \frac{\mu_0 \cdot I \cdot \cos \varphi}{4 \cdot \pi \cdot r^2} \cdot \sum_k (\Delta l)_k = \\
 &= \frac{\mu_0 \cdot I \cdot \cos \varphi}{4 \cdot \pi \cdot r^2} \cdot 2 \cdot \pi \cdot R = \frac{\mu_0 \cdot I \cdot R}{2 \cdot \pi \cdot r^2} \cdot \cos \varphi
 \end{aligned}$$

Если учесть, что

$$\cos \varphi = \frac{R}{r}$$

то получим:

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I \cdot R}{2 \cdot r^2} \cos \varphi = \frac{\mu_0 \cdot I \cdot R^2}{2 \cdot r^3} = \frac{\mu_0 \cdot I}{2} \cdot \frac{R^2}{(R^2 + z^2)^{\frac{3}{2}}}$$

Если рассмотреть выражение для индукции поля на оси кольца на расстояниях значительно больших радиуса кольца $z \gg R$. В этом случае формула упрощается и приобретает вид:

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2} \cdot \frac{R^2}{(R^2 + z^2)^{\frac{3}{2}}} \approx \frac{\mu_0 \cdot I}{2} \cdot \frac{R^2}{z^3} = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{\pi \cdot R^2}{z^3} = \frac{\mu_0 \cdot p_m}{2 \cdot \pi \cdot z^3}$$

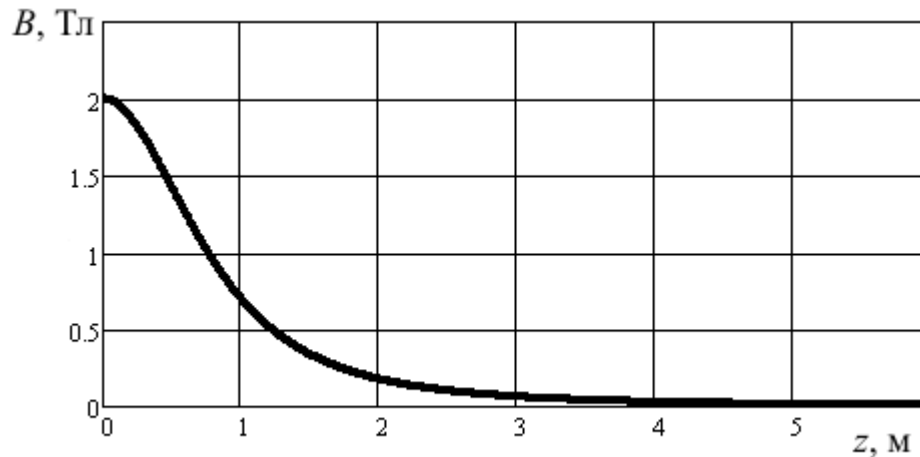


Рис. 2 График зависимости магнитной индукции от расстояния до центра витка

Как видно из выше изложенного, передача энергии на большие расстояния является малоэффективной и для промышленной передачи энергии на большие расстояния непригодной.

Заменить два провода линии электропередач одним возможно, включив в цепь перед потребителем, преобразователь (диодный мост или вилку Авраменко). При использовании в качестве провода линии альтернативных сред: трубку из полиэтилена, заполненную водопроводной или морской водой, пластиковый лоток с землей, пленку двуокси олова-окси индия (ITO) на стекле, графитовую нить, линия должна находиться при резонансе напряжений с частотой 1-25 кГц.

Замена проводящего канала из металлического проводника на канал из неметаллических проводящих материалов не вызывает уменьшения передаваемой мощности однопроводной электрической системы и нагрева материала проводящих каналов, последовательное соединение которых также не приводит к уменьшению передаваемой мощности. Разрыв цепи в проводящем канале из воды путем создания воздушного промежутка приводит к возникновению дугового разряда реактивного емкостного тока, однако этот разряд не вызывает повышения температуры воды, что подтверждает отсутствие потерь энергии в проводящем канале. Увеличение температуры воды не приводит к снижению передаваемой мощности. Отмечено уменьшение pH воды от нейтрального значения до 4. Увеличение концентрации морской соли в воде до уровня 5-7 г/л не увеличивало передаваемую мощность по сравнению с водопроводной водой. Однако замена водопроводной воды на деонизованную воду(лишённую всех примесей) приводит к снижению передаваемой мощности на 100%.

Проводящие каналы из неметаллических материалов в однопроводной энергетической системе в резонансном режиме имеют квазисверхпроводящие свойства. Возможным объяснением этого эффекта являются отсутствие активного тока проводимости в канале и главная роль в передаче энергии токов смещения, для которых закон Джоуля-Ленца не выполняется.

В режиме резонанса напряжений, действующие значения напряжений на индуктивности высоковольтных обмоток и проводящего канала, межвитковой емкости обмоток и емкости проводящего канала равны при противоположных фазах, а потери от прохождения емкостного зарядного тока через активное сопротивление проводящего канала ничтожно малы. Потери на корону и утечки токов могут быть снижены за счет изоляции проводящего канала. В данном случае активный ток и магнитное поле линии равны нулю, а электрическое поле линии имеет максимальное значение. Как и в

обычных линиях электропередач, максимальная передаваемая мощность ограничена зарядной мощностью линии. Угол между векторами напряжения в начале и в конце линии равен нулю. В то время как в обычных линиях напряжение вдоль них изменяется незначительно, а угол между векторами напряжений в начале и в конце составляет величину, пропорциональную волновой длине линии. Добротность однопроводной энергетической системы при частоте 5 кГц в 100 раз выше обычных линий электропередач при частоте 50 Гц, что в условиях резонанса приводит к значительному увеличению напряжения и передаваемой мощности вдоль проводящего канала.

Получение проводящего канала, возможно путем ионизации ионов воздуха лазерным лучом. Неодимовый лазер с удвоением частоты с энергией в импульсе один джоуль способен создать концентрацию ионов в воздухе 10 в 15 см в -3 степ., достаточную для инициации стримеров и передачи электрической энергии по проводящему каналу. Потенциал ионизации, время жизни ионов и возбужденных состояний молекул, коэффициент многофотонного поглощения определяют предельную длину проводящего канала в атмосфере 300 км и его волновое сопротивление 200-400 Ом. Необходимое напряжение однопроводной энергетической системы составляет от 0,5 МВ до 15 МВ в зависимости от длины канала.

Таким образом, для передачи электрической энергии при частоте 1-25 кГц и выше в резонансном режиме возможно использование однопроводного канала из следующих неметаллических проводящих сред: воды, влажной земли, углепластика, окисных пленок, ионизированных воздушных каналов в атмосфере. Указанные неметаллические проводящие каналы в резонансном режиме имеют ничтожно малые потери на сопротивлении по сравнению с металлическими проводниками, используемыми в нерезонансных методах передачи электрической энергии с помощью активных токов проводимости в замкнутой цепи. Электрическая энергия в резонансном режиме может передаваться с малыми потерями от источника к приемнику, вдоль однопроводного канала из неметаллических проводящих материалов на частоте 1-25 кГц и выше на любое расстояние и в любом направлении относительно Земли. Передаваемая мощность ограничена, как и в обычных линиях электропередач, зарядной мощностью линии.

На основе вышесказанного, можно сделать следующее заключение: в ряде стран предпринимаются значительные усилия по разработке метода беспроводной передачи энергии или передачи её с помощью альтернативных сред. На сегодняшний день можно констатировать, что несмотря на достаточно большое количество разработок в данной области ни одна из них не может претендовать на реальную практическую реализацию в промышленных масштабах ввиду низкого к.п.д., большой опасности.

Литература

1. Гашилов А.М., Дмитриев Е.В., Пивчик И.Г. Численный анализ волновых процессов в электрических сетях.- Новосибирск: Наука, 2003.- 147 с.
2. Сверхпроводящие машины и устройства./ Под ред. С. Фонера, Б. Шварца-М.: «Мир», 1977. -763 с.

УДК 621.315.1

Оценка экономической целесообразности внедрения утилизационных турбодетандерных установок на объектах энергетического и газового комплекса Республики Беларусь

Герасимович А.С., Качанов А.В., Терентьев А.А.

Научный руководитель: Макошко Ю.В., к.т.н.

Турбодетандеры не являются тепловыми двигателями, и их работа не связана с дополнительным расходом топлива. Область наиболее эффективного применения турбодетандеров – объекты со значительным потреблением газа и высоким давлением газа на вводе. Учитывая, что для таких производств характерно значительное потребление электроэнергии, турбодетандерные установки могут быть использованы как вспомогательные источники электроэнергии, а также могут выдавать вырабатываемую электроэнергию в энергосистему. Коэффициент полезного действия крупных турбодетандеров составляет порядка $\eta_{0i} = 80\%$, ресурс работы у последних образцов превышает 120 000 часов, а по конструкции турбодетандеры всё более приближаются к судовым и авиационным газовым турбинам, лидирующим в отношении минимальных массовых и габаритных показателей. В результате расширения газа в турбодетандере и соответствующего понижения его температуры возможно образование конденсатов и гидратов в газопроводах, что ведёт к засорению газопроводов. Перспективно внедрение детандеров на теплоэлектростанциях, где промежуточный теплоноситель нагревается теплом от объектов, органически входящих в технологическую схему этих предприятий. Турбодетандерные установки на Лукомльской ГРЭС и Минской ТЭЦ-4 были внедрены в период 2004...2006 годов и уже успешно эксплуатируются. Турбодетандерная установка электрической мощностью 6 МВт для Гомельской ТЭЦ-2 была поставлена в конце 2007 года, пусконаладочные работы закончены в 2008 году. На всех трёх указанных электростанциях были внедрены и успешно эксплуатируются турбодетандерные установки ОАО «Турбогаз». Расчёты демонстрируют принципиальную возможность тарифного регулирования стоимости покупки электроэнергии от турбодетандерных установок, которые относятся к нетрадиционным и возобновляемым энергоисточникам и позволяют обеспечивать экономию топлива в энергосистеме. Тарифное регулирование позволит повысить доход организаций (не входящих в ГПО «Белэнерго») и снизить сроки окупаемости турбодетандерной техники либо иметь их на приемлемом уровне 4...6 лет в случае увеличения стоимости внедряемого оборудования и покупаемого природного газа. Здесь целесообразно учесть опыт внедрения УТДУ в газотранспортной системе Украины, где работа с потенциальными инвесторами свидетельствует о том, что инвестиции и кредиты направляются в первую очередь в проекты со сроком окупаемости до 6 лет.

Внедрение турбодетандерных установок на ГРС может осложняться отсутствием необходимого для подогрева газа источника теплоты, однако в таком случае реализуются уже отработанные технологические схемы подогрева газа, например на основе газопоршневого двигателя (ГПА) или газотурбинной установки (ГТУ). Государственная комплексная программа модернизации основных фондов белорусской энергосистемы и увеличения доли использования местных возобновляемых и нетрадиционных источников энергии содержит раздел, посвящённый турбодетандерным установкам, в котором перспективная установленная мощность УТДУ оценивается в пределах 60 МВт. Однако здесь не учтена возможность внедрения УТДУ на ГРС и ГРП газотранспортного комплекса предприятий, не входящих в

структуру ГПО «Белэнерго». Разветвленные газотранспортная и газораспределительная системы Республики Беларусь имеют порядка 200 ГРС и 2000 ГРП. Все они – потенциальные объекты для внедрения турбодетандерных установок. По оценочным расчётам примерно 50 МВт готово к немедленной реализации по состоянию инфраструктуры и низким срокам окупаемости, то есть в Республике Беларусь имеется перспективная к внедрению мощность турбодетандерных установок порядка 100 МВт. Ежегодная экономия топлива в энергосистеме составит при этом порядка 80 тыс. т.у.т. (25 миллиардов белорусских рублей в ценах 2008 года), что составляет значительную часть всего целевого показателя по энергосбережению для ГПО «Белэнерго» на 2008 год – 220 тыс. т.у.т. Однако указанная величина установленной мощности УТДУ будет скорректирована в сторону увеличения после выполнения технико-экономических расчётов по всем ГРС и ГРП.

Внедрение утилизационных турбодетандерных установок в Республике Беларусь экономически оправдано, поскольку сроки окупаемости находятся в пределах 3...6 лет, а для устранения возможного превышения указанных сроков окупаемости вследствие роста стоимости импортируемого турбодетандерного оборудования и природного газа, имеются возможности тарифного регулирования. Внедрение турбодетандерной техники коммерчески доходно как для предприятий ГПО «Белэнерго», так и для предприятий и организаций не входящих в указанную структуру.

Особенности обеспечения качества электроэнергии в сетях 0,4 кВ

Сацюк В.Г.

Научный руководитель – КОЛОСОВА И.В.

I. Характерные типы электроприемников

Отклонения ПКЭ от нормируемых значений ухудшают условия эксплуатации электрооборудования энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии, могут привести к значительным убыткам как в промышленности, так и в бытовом секторе, обуславливают, технологический и электромагнитный ущерб.

Наиболее характерными типами ЭП, широко применяющимися на предприятиях различных отраслей промышленности, являются **электродвигатели** и установки **электрического освещения**. Значительное распространение находят **электротермические** установки, а также **вентильные преобразователи**, служащие для преобразования переменного тока в постоянный.

Современная электрическая нагрузка квартиры (коттеджа) характеризуется широким спектром бытовых ЭП, которые по их назначению и влиянию на электрическую сеть можно разделить на следующие группы: **пассивные потребители активной мощности** (лампы накаливания, нагревательные элементы утюгов, плит, обогревателей); **ЭП с асинхронными двигателями**, работающими в **трехфазном режиме** (привод лифтов, насосов - в системе водоснабжения и отопления и др.); **ЭП с асинхронными двигателями**, работающими в **однофазном режиме** (привод компрессоров холодильников, стиральных машин и др.); **ЭП с коллекторными двигателями** (привод пылесосов, электродрелей и др.); **сварочные агрегаты переменного и постоянного тока** (для ремонтных работ в мастерской и др.); **выпрямительные устройства** (для зарядки аккумуляторов и др.); **радиоэлектронная аппаратура** (телевизоры, компьютерная техника и др.); **высокочастотные установки** (печи СВЧ и др.); **лампы люминесцентного освещения**.

Воздействие каждого отдельно взятого бытового ЭП незначительно, совокупность же ЭП, подключаемых к шинам 0,4 кВ трансформаторной подстанции, оказывает существенное влияние на питающую сеть.

II. Типичные проблемы

Исследование, проведенное Европейским институтом в 2001 году на 1 400 объектах в 8 европейских странах, выявило, что любая электроустановка с вероятностью 5–25 % подвержена влиянию от одного или нескольких последствий дефектного качества энергии. Кроме того, половина объектов в энергоемких отраслях и административных зданиях с критически важными функциями подвержена негативному влиянию двух и более последствий низкого качества энергии.

Разумеется, низкое качество энергии не является причиной возникновения всех проблем с упомянутыми перебоями в работе. Так, к примеру, зависание компьютерных станций может быть вызвано другими причинами – качеством математического обеспечения.

Зависание компьютеров

Токи, возникающие в оборудовании, приводят к падению напряжения между оборудованием и землей. Несмотря на малые абсолютные значения (несколько вольт), они, тем не менее, могут оказаться соизмеримыми со значениями сигнального напряжения в системах, используемых в компьютерной технике. Хотя компьютерное оборудование изготавливается таким образом, чтобы защитить его от влияния в том

числе шумов от напряжения. Полностью исключить влияние невозможно, особенно при увеличении частоты шумов. Современные протоколы передачи данных используют технологии обнаружения и коррекции ошибок, суть которых состоит в повторной передаче искаженных данных, что, однако, снижает эффективную пропускную способность. В результате наблюдается снижение производительности компьютерного оборудования вплоть до полной остановки.

Мерцание экранов

Токи гармоник различных порядков суммируются в нейтральном проводнике. При конфигурации TN-C нейтральный и защитный проводники объединены и соединены с элементами токопроводных инженерных конструкций здания во многих местах. В результате, нейтральные обратные токи имеют возможность беспрепятственного прохождения в металлических частях здания, создавая неконтролируемые и неуправляемые магнитные поля. В худшем случае это приводит к мерцанию экранов мониторов. Нейтральный проводник всегда должен быть гальванически отделен от защитного до точки общего присоединения, как это предусмотрено конфигурациями TN-S и TN-C-S.

Мерцание света

Короткие по времени изменения напряжения, вызванные переключением, короткими замыканиями и переменной нагрузкой, могут приводить к мерцанию источников света. Значительное мерцание приводит к повышенной утомляемости, головной боли и синдрому «временной усталостной слепоты».

Перегрев трансформаторов

Гармонические искажения являются причиной дополнительных потерь в силовых трансформаторах. При нагрузках, близких к максимальным, дополнительные потери по этой причине могут привести к выходу из строя в результате перегрева и прогара изоляции обмоток.

Индукционные электродвигатели

Гармонические искажения напряжения вызывают дополнительные потери в асинхронных индукционных электродвигателях. 5-я гармоника создает противоразворачивающееся магнитное поле, а 7-я – несинхронное вращение. Образующиеся в результате этого крутящий (механический) момент вызывает повышенные нагрузки и износ в подшипниках и соединениях вращающихся частей привода. Однако поскольку скорость вращения фиксирована, дополнительная энергия гармоник рассеивается в виде тепла, приводя к преждевременному старению агрегата. Гармонические токи также наводятся на ротор, вызывая дополнительный нагрев, который приводит к уменьшению зазора между ротором и статором, т. е. снижает КПД агрегата в еще большей степени.

Перегрев проводников в результате поверхностного эффекта

Все гармоники приводят к дополнительным потерям в фазных проводниках. Явление нагрева поверхностного слоя проводника ничтожно при частоте 50 Гц, но уже становится значимым при частоте 350 Гц (7-я гармоника) и выше. Например, проводник диаметром 20 мм имеет на 60 % большее значение видимого сопротивления при 350 Гц, чем при протекании постоянного тока. Увеличивающееся по мере роста частоты активное и емкостное сопротивление приводит к падению и еще большему искажению напряжения.

Корректное функционирование контрольного оборудования

Значительные гармонические искажения могут привести к дополнительному явлению – нежелательному переходу через ноль в пределах одного цикла, что сбивает чувствительное измерительное оборудование. Это может привести к рассинхронизации непрерывных процессов и остановке сетевых устройств.

Проблемы на длинных трассах или при переключении нагрузок

Большая длина трассы означает большее сопротивление, что вызывает падение и сильное искажение напряжения на нагрузке. Подобный эффект происходит при пуске мощных электродвигателей или переключении нагрузок. Гармоники высшего порядка, выплескиваемые в сеть регулируемым электроприводом в конце длинных трасс, приводят к еще большим искажениям напряжения. Приходится выбирать номинальные значения (сечения) кабелей для длинных трасс с большим запасом, что уменьшает потери. Окупаемость подобных мероприятий обычно составляет 3 000 ч работы.

Перегрузка нейтрального проводника

Ток в нулевом рабочем проводнике четырехпроводной системы трехфазного тока при нелинейной нагрузке превышает фазные токи. В прошлом, значение номинала нулевого рабочего проводника обычно принималось как половина значения номинала фазного проводника, но с тенденцией роста гармонической загрязненности типичных электроустановок ситуация становится критической, даже когда нагрузка фазных проводников далека от максимальной.

Ложное срабатывание автоматики защиты

Дополнительные токи и напряжения приводят к раздражающему (ложному) срабатыванию устройств защиты. Автоматы часто не могут различить токи в основных и других гармониках, что приводит как к ложному срабатыванию, так и несрабатыванию, когда это требуется. Токи утечки могут привести к ложному срабатыванию устройств защитного отключения. При этом меры по устранению раздражающего (ложного) срабатывания защиты ни в коем случае не должны привести к компромиссу в виде увеличения пороговых значений срабатывания, т. е. не должны осуществляться в ущерб безопасности. Основное направление решения этой проблемы состоит в более равномерном распределении нагрузок по цепям, снижении суммарной нагрузки на каждой индивидуально защищаемой цепи и применении автоматики, учитывающей влияние гармоник.

III. Пути решения проблем

Способов решения проблем качества энергии много, но универсального решения проблем качества энергии не существует. Более того, крайне вероятно, что на объекте (электроустановке) существуют одновременно несколько видов проблем качества энергии, поэтому применяемые решения должны быть не только оптимальны, но и взаимосовместимы. Следует также помнить, что электрические нагрузки не статичны в течение дня, рабочего цикла, сезона и т. д.

Потери, вызываемые проблемами качества энергии, разнятся в зависимости от отрасли. Тем не менее мероприятия по предупреждению проблем качества энергии окупаются в течении 2–3 лет. При этом величина затрат на предупредительные мероприятия при проектировании обычно составляет 10–20 % от величины затрат на устранение проблем по факту их появления. Важно, чтобы о таком порядке вещей и величинах затрат знали не только специалисты, но и владельцы объектов, управляющий персонал.

Источник бесперебойного питания

Редкая компания со значительной компьютерной системой или синхронными производственными процессами не использует сегодня источники бесперебойного питания. Это решение дорогое и должно применяться рационально. Одной из крайностей является применение источника бесперебойного питания только к центральным (основным) процессам и оборудованию, другой – применение источника

бесперебойного питания на всех без исключения устройствах. Очевидно, что оптимально правильное решение находится где-то посередине.

Параллельные нейтральные проводники

Увеличение сечения кабелей (проводов) снижает активное сопротивление распределительной сети, но не снижает ее индуктивность. Также в результате поверхностного эффекта качественное значение сечения кабелей снижается – использование кабелей все большего и большего диаметра не даст ощутимого результата, поскольку токи будут «выталкиваться» к поверхности. Очевидно, что более эффективным будет использование параллельно соединенных кабелей (проводов).

Зонирование нагрузок

Различные виды нагрузок требуют всевозможных мер в электромагнитной совместимости, непрерывности энергоснабжения и безопасности. Это, в свою очередь, требует классификации нагрузок по видам и применению соответствующих групповых решений в части электропроводки, заземления, дублирования и т. д.

Применение конфигурации TN-S

Системы TN-C с общим нейтральным и защитным проводником уже стали раритетом в большинстве стран Европы. Для электроустановок, насыщенных информационным оборудованием, конфигурация TN-C больше не разрешается. Но и с точки зрения электромагнитной совместимости конфигурация TN-S предпочтительна для остальных случаев.

Величина сечения нейтрального проводника

В большинстве стран нормативные документы сегодня требуют по умолчанию применения нейтрального проводника той же размерности, что и рабочие проводники фаз. В нормативно-технических документах некоторых стран также требуется устройство защиты нейтрального проводника от сверхтока в сетях со значительным содержанием гармонических искажений.

IV. Вывод

Качество электроэнергии является сложной и многогранной областью. В настоящее время большинство объектов с высоким энергопотреблением страдают от проблем качества энергии, которые приводят к прямым и косвенным материальным потерям.

При этом не существует одного способа решить такие проблемы, а потери снизить. Тщательное планирование мероприятий по предупреждению проблем качества энергии на стадии проектирования является самым экономичным способом снижения таких потерь.

Литература

1. Жежеленко, И. В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях / И. В. Жежеленко, Ю. А. Саенко. - М.: Энергоатомиздат, 2000. - 253 с.
2. Прикладное руководство по качеству электроэнергии / Ханс Де Кюленер // Энергосбережение, 2005. № 2.

УДК 621.314

Методика выбора трансформатора

Цыган Н.В., Минин Е.М.

Научный руководитель- Гончар А.А., к. т. н., доцент

Проводимые в последнее время обследования загрузки трансформаторов, находящихся в эксплуатации на промышленных предприятиях и в электрических сетях энергосистем, показывают, что их средние суточные коэффициенты загрузки значительно меньше единицы.

Такая ситуация сложилась по многим причинам: спадом производства в некоторых областях промышленности, несовершенством метода определения расчетных нагрузок, большим коэффициентом нарастания смежных номинальных мощностей трансформаторов и т.д.

Если рассматривать два силовых трансформатора одинаковой номинальной мощности, напряжением и т. д., но с разными паспортными данными потерь мощности холостого хода- P_{xx} и короткого замыкания- $P_{кз}$ имеется такая зона по загрузке в которой по меньшему значению суммарных потерь мощности выгодно использовать один из них.

Как известно, текущие значения суммарных потерь активной мощности в каждом трансформаторе в зависимости от коэффициента загрузки- k_3 имеет вид:

$$\sum P = k_3^2 P_{кз} + P_{xx} ,$$

Предположим, перед проектировщиком по электроснабжению после определения расчетных нагрузок возникает вопрос о выборе к установке силового трансформатора. В его распоряжении оказался набор однопольных трансформаторов с разными значениями P_{xx} и $P_{кз}$. Какой из них рекомендовать к установке?

С этой целью рассматриваются все возможные соотношения P_{xx} и $P_{кз}$ пар трансформаторов. Однако, при окончательном выборе трансформаторов по меньшим значениям потерь мощности в них должна учитываться предполагаемая их загрузка во время эксплуатации. Для учета k_3 рассмотрим “пограничный” коэффициент загрузки. Он определяется из выражения:

$$k_{зо} = \sqrt{\frac{P_{xx2} - P_{xx1}}{P_{кз1} - P_{кз2}}} ,$$

Для лучшего восприятия вышесказанного оценим в качестве примера целесообразность использования трансформаторов по меньшим значениям суммарных потерь мощности. Для этой цели воспользуемся данными 4-х трансформаторов номинальной мощности $S_n = 630$ кВА каждый, имеющих разные соотношения между P_{xx} и $P_{кз}$. Данные трансформаторов приведены в табл.1.

Таблица 1- Данные трансформаторов

		ТМГ	ТМГ11	ТМГ13	ТМГМШ
		I	II	III	IV
P_{xx}	кВт	1.24	1.06	1.24	0.94
$P_{кз}$	кВт	7.60	7.45	8.60	7.60
К	USD	9230	9190	8730	10310

Рассматривая все возможные сочетания пар трансформаторов по потерям мощности P_{xx} и $P_{кз}$ можно сделать следующие наблюдения и выводы: из всех

представленных трансформаторов у трансформатора ТМГМШ наименьшие потери мощности холостого хода P_{xx} .

Однако суммарные потери мощности пары трансформаторов II-IV можно считать конкурентоспособными в соответствующих диапазонах нагрузок.

Таким образом, при наличии большого числа трансформаторов конкурентоспособными необходимо признать пары трансформаторов с меньшими значениями P_{xx} и $\sum P$.

Исходя из изложенного, окончательный выбор типа трансформатора должен быть сделан на основании технико-экономического сравнения вариантов. С этой целью воспользуемся методом приведенных затрат.

Приведенные затраты при эксплуатации трансформаторов в течении года могут быть представлены в следующем виде:

$$ПЗ = E_n K + \Delta \mathcal{E}_m C,$$

$$\Delta \mathcal{E}_m = P_{xx} T_z + P_p k_3^2 \tau,$$

$$ПЗ = E_n K + (P_{xx} T_z + P_{кз} k_3^2 \tau) C,$$

где E_n – коэффициент, учитывающий капиталовложения, принимаем $E_n=0,12$; $\Delta \mathcal{E}_m$ – годовые потери электроэнергии в трансформаторе; C – тарифная ставка, принимаем $C=0,095$; τ – годовое число часов максимума нагрузочных потерь; T_z – число часов подключенного состояния трансформатора к питающей сети, принимаем $T_z=8760$ часов; P_{xx} и $P_{кз}$ – потери мощности в стали и обмотках; k_3 – коэффициент загрузки; K – капитальный коэффициент.

Основываясь на вышеперечисленные формулы и взяв в качестве примера вышеуказанные трансформаторы, мы написали программу.

Программа предназначена для выбора оптимального трансформатора. Она рассчитывает суммарные потери мощности, пограничные коэффициенты и приведенные затраты и анализирует эти данные. В программе имеется база данных трансформаторов с возможностью добавления новых.

Для каждого трансформатора, имеющегося в базе данных, последовательно рассчитываются следующие параметры:

$$\sum P = k_3^2 P_{кз} + P_{xx},$$

$$k_{3o} = \sqrt{\frac{P_{xx2} - P_{xx1}}{P_{кз1} - P_{кз2}}},$$

$$ПЗ = E_n K + (P_{xx} T_z + P_{кз} k_3^2 \tau) C,$$

В программе имеется возможность задания таких параметров, как коэффициент загрузки и годовое число часов. Все остальные данные являются справочными и берутся из базы данных.

После расчётов программа анализирует полученные данные, и таким образом, по минимальным приведенным затратам, суммарным потерям мощности, пограничным коэффициентам загрузки определяет оптимальный вариант трансформатора.

Данная программа написана на языке программирования Borland Delphi, что позволяет ей быть актуальной в ближайшем будущем. Также нами созданная программа может легко изменяться и дорабатываться. Программа может найти широкое применение в промышленности и позволит инженеру-проектировщику по электроснабжению экономить драгоценное время на поиски нужного трансформатора без всяческих сложных расчетов.

Рабочее окно программы имеет вид:

Гончар

Коэффициент загрузки, в зимние месяцы = (8,24-29,87)%: %
 в летние месяцы = (4,47-15,54)%

Суммарные потери мощности

1. ТМГ	2,018	кВт
2. ТМГ11	1,823	кВт
3. ТМГ13	2,121	кВт
4. ТМГМШ	1,718	кВт

Годовое число часов:

Приведенные затраты

1	2213,461
2	2057,406
3	2163,189
4	2093,401

Пограничные коэф-ты загрузки

Пара 1-2	1,095
Пара 1-3	0,000
Пара 1-4	5,477
Пара 2-3	0,396
Пара 2-4	0,894
Пара 3-4	0,548

Трансформатор, выбранный по меньшим потерям мощности холостого хода и меньшим суммарным потерям мощности $K_{зо}=0.9$ (ТМГМШ), необязательно будет лучшим по меньшим значениям приведенных затрат (ТМГ11)

Рисунок 1- Вид рабочего окна

Вывод

Трансформатор, выбранный по меньшим потерям мощности холостого хода и меньшим суммарным потерям мощности (ТМГМШ), необязательно будет лучшим по меньшим значениям приведенных затрат (ТМГ11).

Литература

1. Заугольников, В. Ф. Некоторые аспекты экономической работы силовых трансформаторов / В. Ф. Заугольников, А. А. Балабин, А. А. Савинков // Промышленная энергетика. – 2006. - №4,- С.10-14.
2. Гончар, А. А. Еще раз о выборе силовых трансформаторов / А. А. Гончар // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2006. – № 5. – С.35-37.
3. Стабровский, Л. Н. О комплексной финансовой оценке технических характеристик распределительных трансформаторов с точки зрения конечного потребителя / Л. Н. Стабровский // Энергия и Менеджмент. – 2005. – № 3. – С. 31-35.

УДК 621.313.333.2

Исследование характеристик асинхронных двигателей при изменении частоты питания

Пашкович Н.П., Потачиц Я.В.

Научный руководитель ГОНЧАР А.А., к.т.н., доцент

В современной эпохе трудно представить жизнь без электропотребителей. Электрическая энергия является самым распространенным видом энергии.

К сожалению, бурному росту числа и мощностей электропотребителей как на заводах, так и в быту иногда не соответствует количество генерирующих мощностей на электростанциях. Это приводит к нарушению баланса между вырабатываемой и потребляемой электрической энергией. Нарушение такого баланса обязательно приводит к понижению качества электроэнергии. Одним из важнейших показателей качества электроэнергии является величина частоты в энергосистеме. Существующие в энергосистеме перегрузки не дают развернуться синхронным генераторам электрических станций до номинальных частот вращения, что приводит к снижению частоты сети. Понижение частоты влияет на работу электропотребителей, на их параметры, характеристики, надежность и срок службы.

В данной работе приведен краткий анализ влияния пониженной частоты до 49 Гц, и повышенной до 51 Гц на асинхронный двигатель мощностью 15 кВт, синхронной скорости 1500 об/мин на напряжение 380/220 В. Асинхронный двигатель является самым распространенным потребителем электроэнергии и поэтому изменение его характеристик представляет определенный интерес.

Все расчеты произведены при $U = \text{const}$.

Уменьшение частоты до 49 Гц.

Первым следствием понижения частоты является снижение частоты вращения магнитных полей обмотки статора двигателя.

Синхронная частота вращения становится по формуле $n_c = \frac{60 \cdot f}{p}$ равной 1470 оборотов в минуту, т.е. снижается на 2 %.

Скорость вращения ротора снижается еще значительно вследствие роста скольжения. Это приводит к уменьшению производительности рабочих механизмов.

Вторым очевидным следствием понижения частоты является увеличение магнитного потока Φ в машине. Это очевидно из уравнения:

$$U_{in} \sim K \cdot f \cdot \Phi$$

где K – постоянная, учитывающая особенности обмотки статора.

При постоянстве напряжения и понижении частоты, магнитный поток закономерно увеличивается.

С увеличением магнитного потока тесно связано увеличение индукции в частях двигателя.

$$\Phi = B \cdot S$$

где S – площадь, зависящая от конструктивных размеров машины.

Поскольку размеры постоянны, то B увеличивается. Повышенным индукциям соответствует по кривой намагничивания электротехнической стали $B = f(H)$ и повышенные напряженности поля H .

Повышение H является причиной повышения магнитного напряжения F , что очевидно из простого выражения $F = H \cdot l$, где l – постоянная величина (длина) для данного участка, определяемая размерами двигателя.

Для создания повышенного F при неизменном числе витков обмотки статора требуется повышение намагничивающего тока I_M .

Ток намагничивания по своей величине (если не учитывать покрытие активных потерь на холостом ходу) равен току холостого хода I_{xx} .

Ток I_{xx} увеличился на 0,6 А. Ток намагничивания, I_M является реактивной составляющей общего тока, потребляемого из сети, поэтому происходит увеличение этого тока. Увеличение реактивной составляющей тока приводит к уменьшению коэффициента мощности $\cos\varphi$ двигателя. Увеличение намагничивающего тока приводит к увеличению тока статора, что приводит к увеличению переменных электрических потерь в обмотке статора.

Увеличение индукции приводит к увеличению постоянных потерь в стали статора двигателя.

Это означает, что кроме механических, выросли потери мощности всех видов.

Некоторое снижение механических потерь вызвано снижением частоты вращения ротора и тем самым снижением потерь на трение в подшипниках двигателя и на вентиляцию.

Суммарные потери при номинальной мощности увеличились. Возрастание потерь приводит к снижению КПД двигателя. Кроме того, вследствие увеличения потерь увеличивается выделение тепла внутри машины. Нагрев двигателя возрастает, т.к. температура двигателя увеличивается: во-первых - вследствие увеличения потерь и, во-вторых – вследствие снижения частоты вращения двигателя, когда ухудшается производительность вентилятора, обдувающего двигатель.

Увеличение температуры является также нежелательным явлением. Ухудшаются условия работы изоляции. Изоляция быстрее стареет и тем самым увеличивается вероятность выхода из строя двигателя.

Увеличение частоты до 51 Гц.

При повышении частоты увеличивается частота вращения магнитных полей обмотки статора двигателя.

Синхронная частота вращения становится равной 1530 оборотов в минуту, т.е. повышается на 2 %.

Следующим следствием повышения частоты является уменьшение магнитного потока Φ в машине.

При постоянстве напряжения и повышении частоты, магнитный поток закономерно уменьшается.

С уменьшением магнитного потока тесно связано уменьшение индукции в частях двигателя.

Поскольку размеры постоянны, то B уменьшается. Пониженным индукциям соответствует по кривой намагничивания электротехнической стали $B = f(H)$ и пониженные напряженности поля H .

Понижение H является причиной понижения магнитного напряжения F , что очевидно из простого выражения $F = H \cdot l$, где l - постоянная величина (длина) для данного участка, определяемая размерами двигателя.

Для создания пониженного F при неизменном числе витков обмотки статора требуется уменьшение намагничивающего тока I_M .

Это приводит к перегрузке током обмотки ротора, а при определенных условиях также и к перегрузке обмотки статора.

Коэффициента мощности $\cos\varphi$ двигателя увеличивается.

Уменьшение индукции приводит к уменьшению постоянных потерь в стали статора двигателя.

Механических потери немного возросли в связи с возрастанием частоты вращения ротора и тем самым возрастанием потерь на трение в подшипниках двигателя и на вентиляцию.

Суммарные потери при номинальной мощности уменьшились. Уменьшение потерь приводит к возрастанию КПД двигателя.

Некоторые наиболее важные результаты приведены в таблице.

	$f = f_{ном} = 50 Гц$	$f = 49 Гц$	$f = 51 Гц$
<i>n, об / мин</i>	1500	1470	1530
<i>Полные потери в стали</i>	368.117	369.8595	366.5862

Наиболее чувствительны к понижению частоты двигателя собственных нужд электростанций. Снижение частоты приводит к уменьшению их производительности, что сопровождается снижением располагаемой мощности генераторов и дальнейшим дефицитом активной мощности и снижением частоты (имеет место лавина частоты).

Для предотвращения общесистемных аварий, вызванных снижением частоты, предусматриваются специальные устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР), отключающие часть менее ответственных потребителей. После ликвидации дефицита мощности, например, после включения резервных источников, специальные устройства частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) включают отключенных потребителей, и нормальная работа системы восстанавливается.

Поддержание нормальной частоты, соответствующей требованиям стандарта является технической, а не научной задачей, основной путь решения которой – ввод генерирующих мощностей с целью создания резервов мощности в сетях энергоснабжающих организаций.

Таким образом, как уменьшение, так и увеличение частоты вызывают ухудшение условий работы асинхронных двигателей, работающих при нагрузках, близких к номинальным. Поэтому колебания частоты сети должны быть ограничены. По ГОСТ 183—66 двигатели должны отдавать номинальную мощность при отклонениях частоты от номинального значения до $\pm 5\%$.

Все расчеты, связанные с изменением параметров двигателя, произведены в соответствии с [1].

Литература

1. Проектирование электрических машин / И. П. Копылов, Ф. А. Горяинов, Б. К. Клоков и др. / М., 1980.

УДК 620.004.5

Выбор структуры контроля надёжности и качества продукции промышленного предприятия

Шедько Ю.А.

Научный руководитель – д. т. н., профессор АНИЩЕНКО В.А.

Структура контроля надёжности и качества продукции, выпускаемой промышленным предприятием, может быть одноуровневой (в цехе предприятия) или двухуровневой (в цехе и затем в отделе технического контроля). На первом уровне производится промежуточный контроль, на втором – выходной контроль. Структура двухуровневого контроля представлена на рис.1. В одноуровневой структуре промежуточный контроль отсутствует.

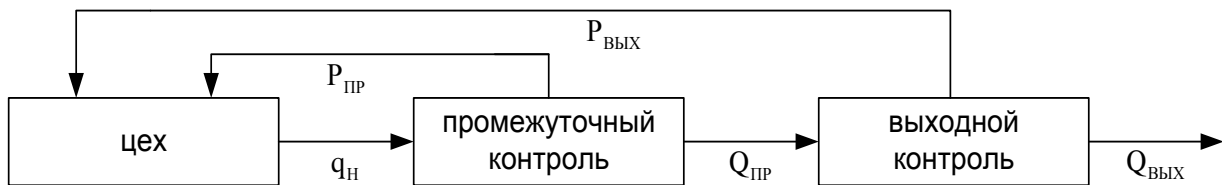


Рисунок 1

Суммарные затраты предприятия, связанные с организацией, проведением двухуровневого контроля одного изделия и его последствиями, определяется выражением:

$$Z_{\Sigma} = Z_{ПК} + Z_{ИИ}, \quad (1)$$

где $Z_{ПК}$ - затраты на организацию и проведение двухуровневого контроля одного изделия;

$Z_{ИИ}$ - затраты, обусловленные поставкой потребителю одного неисправного (или неудовлетворительного качества) изделия, что ведет к рекламации и потере репутации предприятия.

Затраты $Z_{ИИ}$ зависят от априорной вероятности неисправности одного изделия q_H , вероятности необнаружения этого изделия Q_{Σ} и стоимости поставки неисправного изделия C_H :

$$Z_{ИИ} = q_H \cdot Q_{\Sigma} \cdot C_H. \quad (2)$$

Вероятность Q_{Σ} равна:

$$Q_{\Sigma} = q_H - P_{ПР} - P_{ВЫХ}, \quad (3)$$

где $P_{ПР}$ - вероятность забраковки изделия по результатам предупредительного контроля;

$P_{ВЫХ}$ - вероятность забраковки изделия по результату выходного контроля.

Вероятности $P_{ПР}$ и $P_{ВЫХ}$ определяются как:

$$P_{ПР} = 1 - Q_{ПР}, \quad P_{ВЫХ} = 1 - Q_{ВЫХ}, \quad (4)$$

где вероятность необнаружения неисправности изделия в результате предупредительного контроля будет:

$$Q_{ПР} = q_H \cdot (1 - p_{ПР}), \quad (5)$$

а аналогичная вероятность в результате выходного контроля:

$$Q_{ВЫХ} = q_H \cdot (1 - p_{ПР}) \cdot (1 - p_{ВЫХ}). \quad (6)$$

В выражениях (5) и (6) $p_{ПР}$ - вероятность обнаружения неисправности, если она есть, в результате предупредительного контроля, а $p_{ВЫХ}$ - такая же вероятность в результате выходного контроля.

Подставив значения $Q_{ПР}$ и $Q_{ВЫХ}$ в (4) и затем в (3) и (2), получим в развернутом виде выражение для определения составляющей затрат $Z_{ИИ}$ при двухуровневом контроле:

$$Z_{ИИ} = q_H \cdot (1 - p_{ПР}) \cdot (1 - p_{ВЫХ}) \cdot C_H. \quad (7)$$

Суммарные затраты при двухуровневом контроле:

$$Z_{ИΣ} = Z_{ИК} + q_H \cdot (1 - p_{ПР}) \cdot (1 - p_{ВЫХ}) \cdot C_H. \quad (8)$$

Составляющая затрат $Z_{ИИ}$ при одноуровневом контроле:

$$Z_{ИИ} = q_H \cdot (1 - p_{ПР}) \cdot C_H. \quad (9)$$

Суммарные затраты при одноуровневом контроле:

$$Z_{ИΣ} = Z_{ИК} + q_H \cdot (1 - p_{ПР}) \cdot C_H. \quad (10)$$

При этом полагаем, что составляющие затрат $Z_{ИК}$ и $Z_{ИК}$ - величины постоянные и $Z_{ИИ} = 2 \cdot Z_{ИК}$, а также принимаем $p_{ПР} = p_{ВЫХ} = p$.

Суммарные затраты можно выразить в относительных единицах:

$$\frac{Z_{ИΣ}}{C_H} = 2 \cdot \frac{Z_{ИК}}{C_H} + q_H \cdot (1 - p)^2; \quad (11)$$

$$\frac{Z_{ИΣ}}{C_H} = \frac{Z_{ИК}}{C_H} + q_H \cdot (1 - p). \quad (12)$$

Характер зависимостей (11), (12) показан на рис. 2 и 3, где стрелками отмечены области целесообразности той или иной структуры контроля.

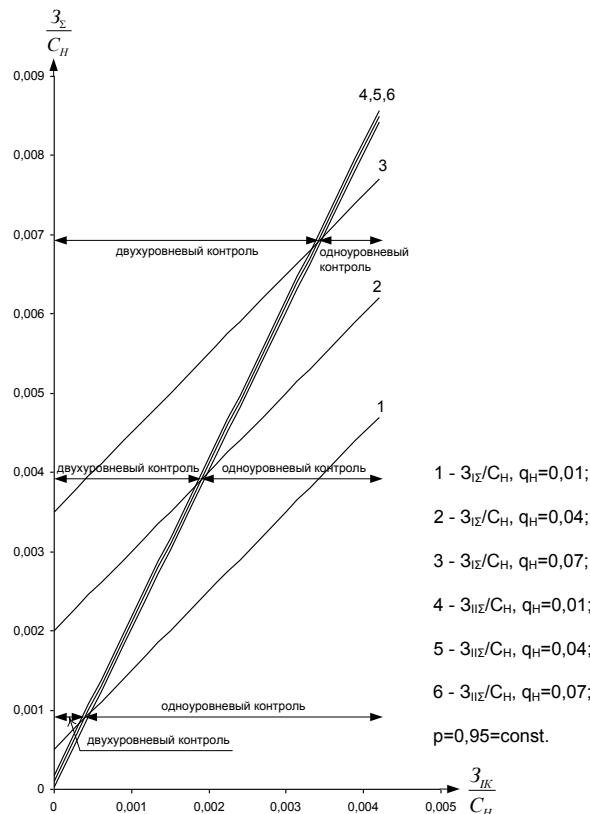


Рисунок 2

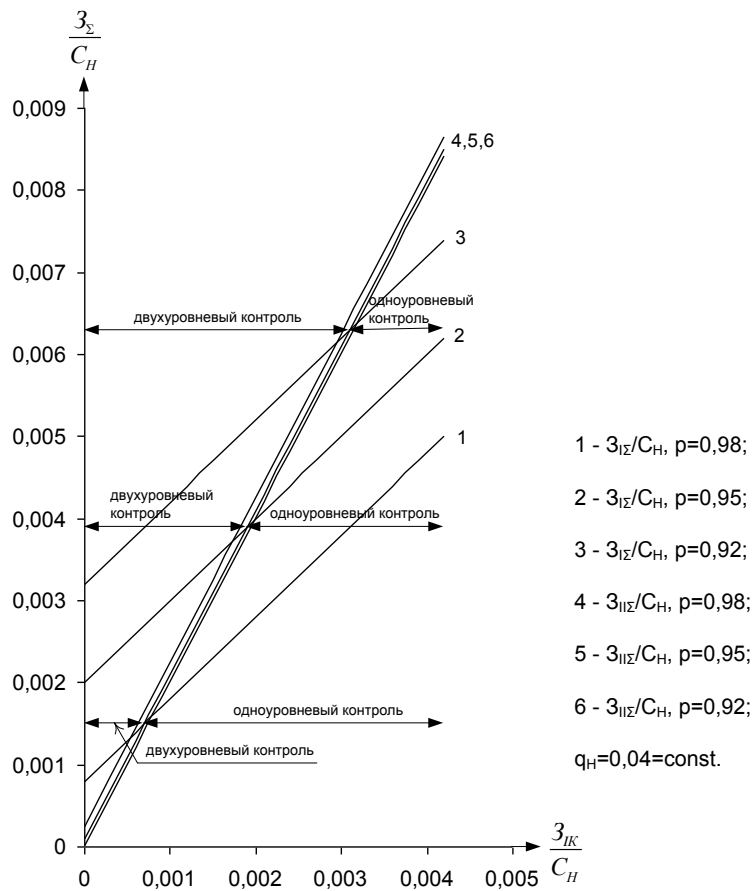


Рисунок 3

Условие технико-экономической целесообразности перехода от одноуровневого контроля к двухуровневому:

$$3_{II\Sigma} < 3_{I\Sigma}. \tag{13}$$

С учетом (8) и (10) условие (13) принимает вид:

$$\frac{3_{IK}}{C_H} < q_H \cdot (1 - p) \cdot p. \tag{14}$$

Граница принятия решения о структуре контроля:

$$D = \left[\frac{3_{IK}}{C_H} \right]_{ГР} = q_H \cdot (1 - p) \cdot p. \tag{15}$$

Зависимость границы D от априорной вероятности неисправности изделия q_H и вероятности его обнаружения контролером в цехе или в отделе технического контроля p приведены на рис.4.

Таким образом, выбор структуры контроля возможен при отсутствии информации об абсолютных (в стоимостном выражении) величинах затрат; достаточно ограничиться информацией об отношении затрат на контроль одного изделия к стоимости поставки потребителю неисправного изделия.

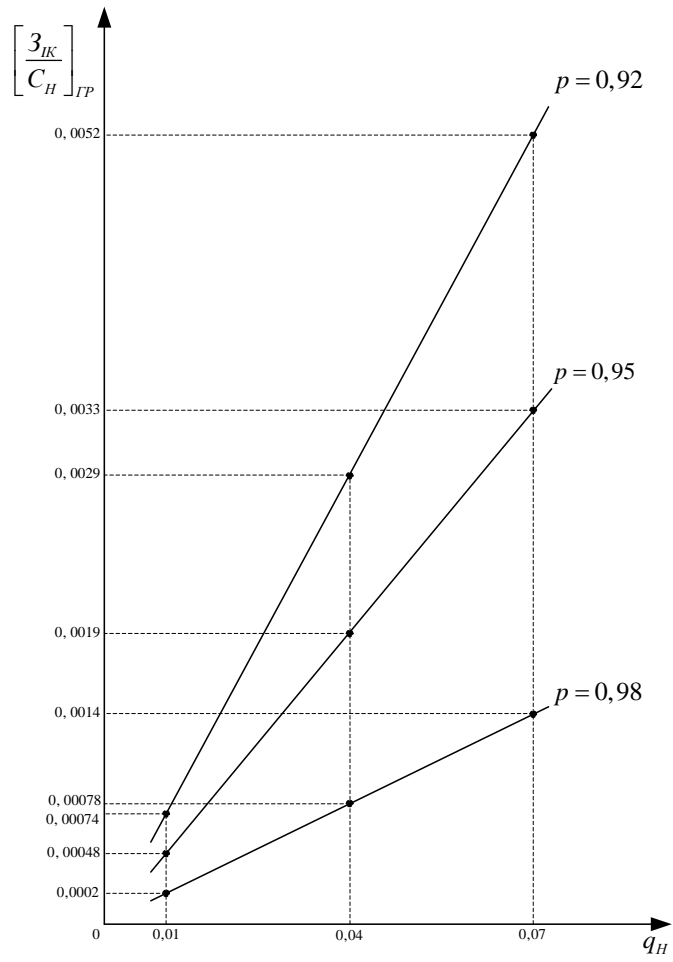


Рисунок 4

УДК 621.311

Длительность допустимой кратковременной аварийной переменной перегрузки силовых трансформаторов

Адамцевич В.А.

Научный руководитель – д.т. н., профессор Анищенко В.А.

Исходные положения. Мощность силовых трансформаторов выбирается исходя из экономической целесообразности режима работы и надежности электроснабжения электроприемников при условии, что нагрузка трансформаторов не должна по нагреву приводить к снижению естественного срока их службы.

Если не принимать во внимание перегрузочную способность трансформатора, то можно завысить его номинальную мощность. При перегрузке трансформатора износ изоляции витков обмоток, соответствующий установившимся превышениям температур, превышает износ при номинальном режиме. В большинстве случаев допустимость перегрузки предполагает её компенсацию неполными предшествующими и последующей нагрузками.

Действующий стандарт [1] различает систематические и аварийные перегрузки. Трансформаторы общего назначения мощностью до 100 МВ·А допускают систематические перегрузки, зависящие от характера суточного графика нагрузки, температуры охлаждающей среды (масла, воздуха) к степени недогрузки (суточной, сезонной).

Аварийные перегрузки с компенсацией повышенного износа изоляции. Надежность электроснабжения предприятия обеспечивается установкой на понизительной подстанции двух или более трансформаторов. Резервирование позволяет уменьшить номинальную мощность каждого трансформатора. При выходе из строя одного из трансформаторов приходящая на его долю нагрузка распределяется между остальными и может наступить их аварийная перегрузка. Показано [2], что если нагрузка масляного трансформатора, установленного на двухтрансформаторной подстанции, не превышает 0,7 номинальной мощности или 0,93 на трехтрансформаторной подстанции, то его можно перегружать до 5 суток на 40%. При этом продолжительность перегрузки в каждые сутки не должна превышать 6 часов (суммарная продолжительность перегрузки подряд или с разрывами) и необходимо использовать все средства для форсировки охлаждения. Для сухих трансформаторов допускается перегрузка до 20%.

Номинальная мощность масляного трансформатора на двухтрансформаторной подстанции определяется выражением

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Р.МАКС}}}{0,7 \cdot 2} = 0,714 \cdot S_{\text{Р.МАКС}}, \quad (1)$$

а на трехтрансформаторной подстанции

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Р.МАКС}}}{0,93 \cdot 3} = 0,358 \cdot S_{\text{Р.МАКС}}, \quad (2)$$

где $S_{\text{Р.МАКС}}$ - расчетная максимальная мощность подстанции.

В основе такого нормирования аварийной перегрузки лежит предположение [3], что коэффициент заполнения α суточного графика нагрузки подстанции не превышает 75%, т.е.

$$\alpha = \frac{S_{\text{СР.СУТ}}}{S_{\text{Р.МАКС}}} \leq 0,75, \quad (3)$$

При коэффициенте $\alpha = 0.714$ среднесуточная нагрузка оставшегося в работе трансформатора (на трехтрансформаторной подстанции каждого из двух) равна (при полной нагрузке подстанции) его номинальной мощности:

$$S_{\text{СР.СУТ}} = \alpha \cdot S_{\text{р.макс}} = 0.714 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{0.714} = S_{\text{НОМ}} \quad (4)$$

При $\alpha = 0.75$ среднесуточная нагрузка трансформаторная составит $S_{\text{СР.СУТ}} = \alpha \cdot S_{\text{р.макс}} = 0.75 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{0.714} = 1.05 \cdot S_{\text{НОМ}}$, т.е. 105% номинальной мощности. Таким

образом, при соблюдении условий (1-3) аварийные перегрузки, как и систематические, практически не снижают срок службы трансформаторов. Это объясняется компенсацией повышенного, по сравнению с нормальным расчетным, износа изоляции нагрузками с износом ниже нормального.

Кратковременные аварийные перегрузки без компенсации повышенного износа изоляции. При более жестких условиях работы, например, недостаточной мощности установленных трансформаторов, когда номинальная мощность трансформатора на двухтрансформаторной подстанции $S_{\text{НОМ}} < 0.714 \cdot S_{\text{р.макс}}$ или на трехтрансформаторной $S_{\text{НОМ}} < 0.358 \cdot S_{\text{р.макс}}$ и отказе одного трансформатора, возможны аварийные перегрузки, значительно превышающие 40%. Кроме того, необходимо считаться с возможностью одновременного выхода из строя двух трансформаторов на трехтрансформаторной подстанции. В последнем случае среднесуточная нагрузка может возрасти до $S_{\text{СР.СУТ}} = 0.714 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{0.358} = 2.0 \cdot S_{\text{НОМ}}$, т.е. 200% номинальной мощности

трансформатора при коэффициенте заполнения графика $\alpha = 0.714$. В связи с этим допускаются кратковременные перегрузки с некомпенсированным износом изоляции. Учитывается, что такие режимы могут встретиться всего несколько раз за весь срок службы трансформатора. Примерная стоимость больших перегрузок не превысит нескольких десятков «отжитых» дней эксплуатации трансформатора и ограничиваться они будут только температурой наиболее нагретой точки обмотки трансформатора [3].

Допустимые для масляных трансформаторов, имеющих системы охлаждения М, Д, ДЦ и Ц, и сухих трансформаторов независимо от длительности предыдущей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки, кратковременные перегрузки находятся в следующих пределах [4,5]:

Таблица 1. Допустимые кратковременные перегрузки

Тип трансформатора	Масляные						Сухие				
	1,3	1,45	1,6	1,75	2	3	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Кратность перегрузки $K_{\text{П}}$, о.е.	1,3	1,45	1,6	1,75	2	3	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Допустимая длительность перегрузки $t_{\text{П}}$, мин	120	80	45	20	10	1.5	60	45	32	18	5

Зависимость допустимой длительности перегрузки от кратности перегрузки $K_{\text{П}} = \frac{S_{\text{П}}}{S_{\text{НОМ}}}$, где $S_{\text{П}}$ - мощность перегрузки, можно аппроксимировать следующим образом:

- для масляных трансформаторов (рисунок 1, а)

$$t_{\text{П}} = 503,06 \cdot K_{\text{П}}^{-5,396}, \quad (5)$$

- для сухих трансформаторов (рисунок 1, б)

$$t_{\text{П}} = 21.429 K_{\text{П}}^2 - 197 K_{\text{П}} + 265,37. \quad (6)$$

Переменные кратковременные аварийные перегрузки. Стандартные перегрузочные кривые (4) и (5) предназначены для определения допустимой длительности постоянной кратковременной перегрузки ($K_{\Pi} = const$). Их можно также использовать при перегрузках, изменяющихся во времени ($K_{\Pi} = var$) в процессе развития аварии вследствие разных факторов. Наличие на подстанции информационно-измерительной системы даёт возможность организовать непрерывное отслеживание фактической перегрузки с шагом временной дискретизации $h = \frac{t}{n-1}$, где n - число измерений за время t аварии. При этом можно учесть влияние на длительность допустимой перегрузки не только её непостоянство, но и возможную кратковременную недогрузку в процессе аварии.

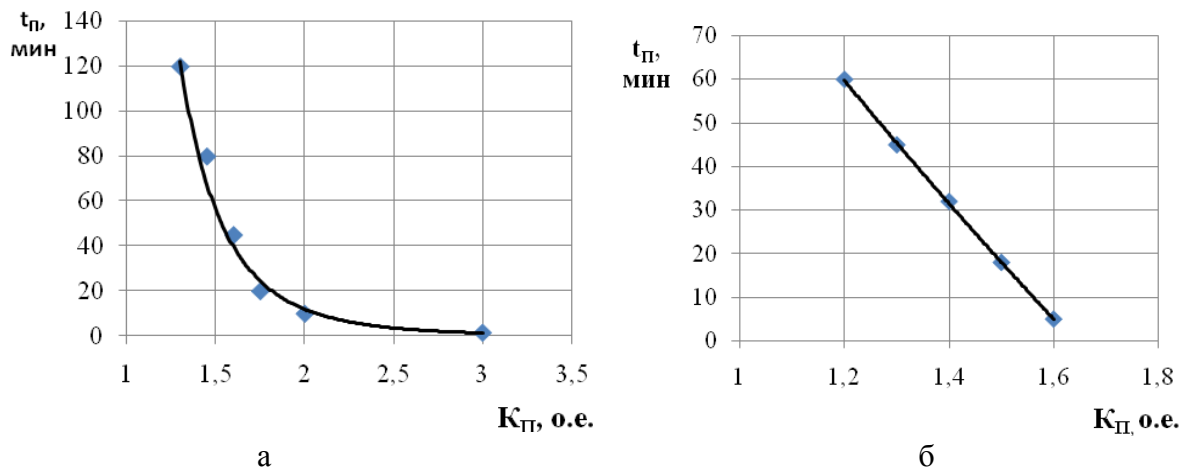


Рисунок 1. Допустимая длительность постоянной перегрузки.

а – масляные трансформаторы; б – сухие трансформаторы

Запас длительности в момент времени t допустимой постоянной перегрузки, возникшей в начальный момент времени $t = 0$, определяется из выражения:

$$\Delta t_{\text{зап}}(t) = t_{\Pi}(0) - t, \tag{7}$$

где допустимая длительность $t_{\Pi}(0)$ берется из стандартных перегрузочных кривых (4, 5) в функции от измеренной кратности перегрузки K_{Π} .

При переменной перегрузке запас ее допустимой длительности предлагается определять следующим образом:

$$\overline{\Delta t_{\text{зап}}}(t) = \overline{t_{\Pi}}(t) - t, \tag{8}$$

где $\overline{t_{\Pi}}(t)$ представляет собой допустимую длительность осредненной методом экспоненциального сглаживания переменной нагрузки

$$\overline{K_{\Pi}}(t) = \alpha \cdot K_{\Pi}(t) + (1 - \alpha) \cdot \overline{K_{\Pi}}(t - h), \tag{9}$$

где параметр сглаживания учитывает динамику изменения перегрузки и лежит в пределах $0 \leq \alpha \leq 1$.

Величина $\overline{\Delta t_{\text{зап}}}(t)$ определяется из тех же стандартных перегрузочных кривых в функции от осредненной кратности перегрузки $\overline{K_{\Pi}}(t)$.

Влияние параметра α на осреднение перегрузки иллюстрирует рисунок 2, изменение во времени запасов допустимой длительности постоянной и осредненной переменной перегрузки показано на рисунке 3. Их сопоставление свидетельствует о необходимости учёта возможного непостоянства кратности перегрузки в ходе аварии.

Запас допустимой длительной осредненной перегрузки по сравнению с постоянной увеличивается с ростом перегрузки и уменьшается при его снижении.

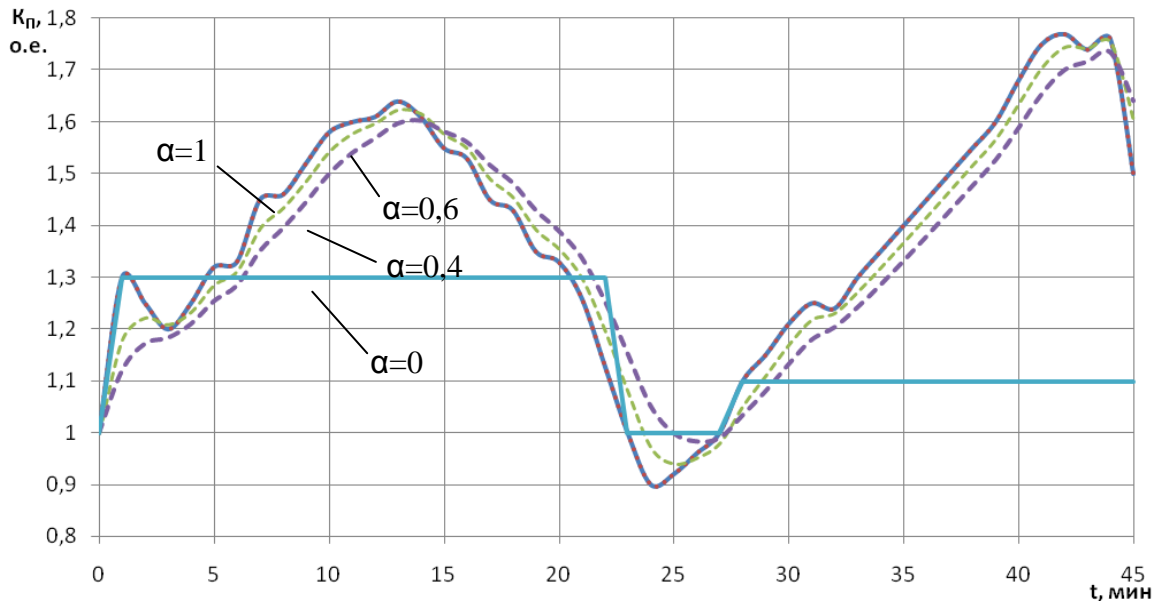


Рисунок 2. Кратности постоянной и переменной перегрузок

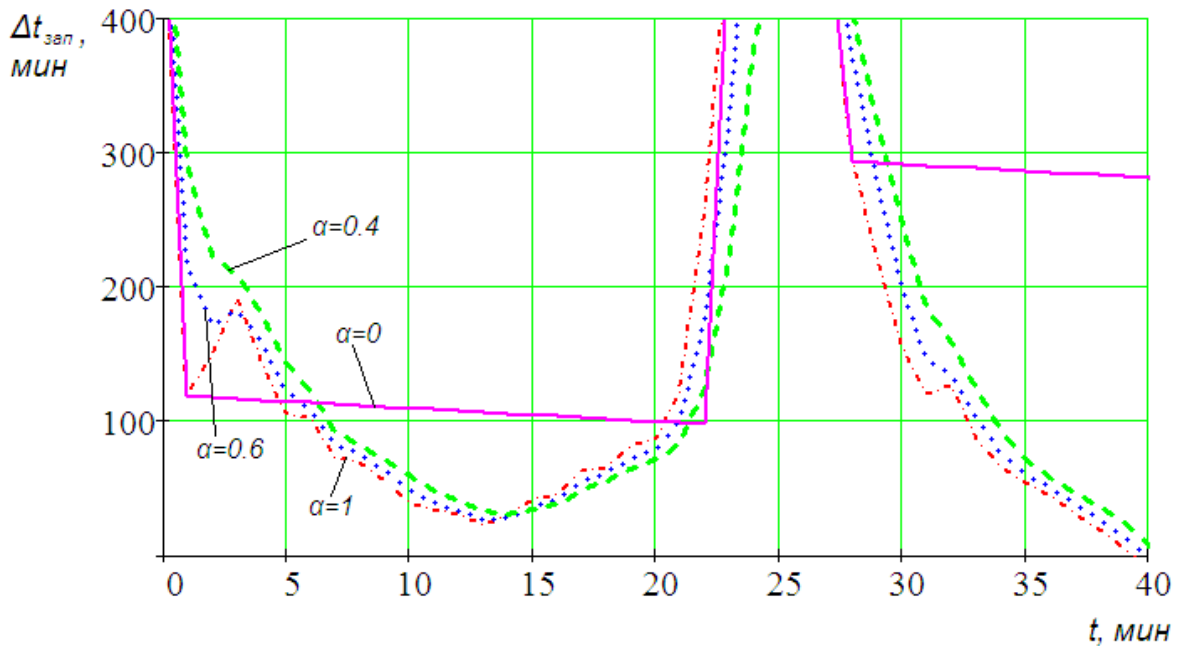


Рисунок 3. Запасы допустимой длительности постоянной и переменной перегрузок

Практическая ценность предложенной метода определения длительности допустимой кратковременной перегрузки зависит от технологического обоснования параметра сглаживания, что требует проведения дополнительного исследования.

Литература

1. ГОСТ 14 209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
2. Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. – М.: ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект». – 1996. №5
3. Шницер Л.М. Основы теории и нагрузочная способность трансформаторов. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1959.
4. Справочник по электроснабжению. Т.2. Электрооборудование/ Под общ. Ред. Федорова А.А. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации. – М.: Омега-Л, 2007.

УДК 621.316.1:621.311.1(075.8)

Электротехнические решения в обоснованиях инвестирования

Становский Д.Н.

Научный руководитель Пospelова Т.Г., д. т. н., профессор

Инвестиционная деятельность предусматривает разработку инвестиционных проектов. Инвестиционный проект - совокупность документов, характеризующих его от замысла до достижения заданных показателей эффективности и в определенной степени отражающих прединвестиционную, инвестиционную, эксплуатационную и ликвидационную стадии проекта.

Разработка проектной документации на строительство объектов может осуществляться в одну, две или три стадии [5]. Необходимое количество стадий определяет заказчик. При трехстадийном проектировании в состав проектной документации входят: обоснование инвестирования строительства «ОИ» — первая стадия, архитектурный проект «А» — вторая стадия и строительный проект «С» — стадия разработки проектно-сметной документации. Обоснование инвестирования в строительство (далее - Обоснование), в установленном порядке прошедшее государственную экспертизу, может являться утверждаемой частью проектной документации на строительство объекта и основанием для открытия финансирования и проведения торгов по выбору подрядчика на такое строительство.[1]

В ходе разработки Обоснований определяется стоимость оценки хозяйственной необходимости, техническая возможность, коммерческая и экономическая целесообразность вложения инвестиций в строительство данного объекта. На основании этого принимаются принципиальные объемно-планировочные решения и проводятся альтернативные проработки технологических решений. Оптимальный вариант выбирается по расчетам экономической эффективности, оценке социальных и экологических последствий осуществления строительства и эксплуатации объекта.

К разработке Обоснований заказчиком на договорной основе привлекаются проектные, проектно-строительные организации, а также другие юридические и физические лица, получившие в установленном порядке лицензию на право занятия соответствующим видом деятельности.

Основным документом, регулирующим правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон при разработке Обоснований, является договор.[2]

При разработке Обоснований руководствуются законодательными и нормативными актами Республики Беларусь, действующими строительными нормами, иными документами, регулирующими инвестиционную деятельность.[2]

Результаты Обоснований служат основанием получения акта выбора земельного участка для размещения объекта строительства и выполнения проектно-изыскательских работ.

Одним из разделов Обоснований является раздел «Основные технологические решения», в который входит подраздел «Электротехнические решения». Подраздел «Электротехнические решения» разрабатывается, как правило, электротехническим отделом проектной организации.

Исходными данными для выполнения подраздела «Электротехнические решения» служат технические условия и требования, выданные органами государственного надзора и заинтересованными организациями.

Состав и содержание материалов подраздела «Электротехнические решения» в составе Обоснований должны быть достаточными для проведения необходимых согласований и экспертиз.

При разработке подраздела «Электротехнические решения» выполняются альтернативные проработки, расчеты предложенных технологами основного и вспомогательного производств. При этом следует учитывать решения, принятые в утвержденной градостроительной документации – региональных планах, генеральных планах городов, других поселений и территорий, детальных планах части поселений жилых, промышленных и других функциональных зон.[3]

Разработка Обоснований, в том числе и подраздела «Электротехнические решения», в сокращенном составе может выполняться в объеме эскизного решения, предусмотренном СНБ 1.02.03 [3]. В этом случае разрабатывается один или несколько альтернативных вариантов архитектурно – строительных, инженерно – конструкторских, технологических решений по рассматриваемому объекту строительства и обосновывается выбор конкретного решения на основе их сравнения. Наличие таких проработок может служить основанием для одностадийной разработки проектной документации с включением указанных материалов в состав утверждаемой архитектурной части строительного проекта.

В подразделе «Электротехнические решения» важное значение имеют графические материалы - схемы, чертежи (при необходимости, демонстрационные материалы), которые даются в приложениях Обоснований либо самом подразделе «Электротехнические решения».

Подраздел «Электротехнические решения» в составе Обоснований проходит государственную экспертизу. Государственная экспертиза Обоснований проводится после предварительной государственной экологической экспертизы в соответствии с Инструкцией о порядке проведения государственной экологической экспертизы проектной документации в Республике Беларусь.[4]

После проведения государственной экспертизы материалы Обоснований, включая подраздел «Электротехнические решения», направляются заказчиком, с приложением необходимых согласований, заключений государственной экологической экспертизы, в местный орган исполнительной власти для принятия решения о размещения строительства, оформления при необходимости акта выбора земельного участка (площадки, трассы) для строительства.

Утверждение (одобрение) материалов подраздела «Электротехнические решения», осуществляется заказчиком при наличии заключения государственной экспертизы и решения органа исполнительной власти о предварительном согласовании места размещения объекта строительства.

Литература

1. О некоторых вопросах управления строительной отраслью и ее функционирования Указ Президента Республики Беларусь 16 ноября 2006 г. № 676.
2. СНБ 1.02.03 – 96 Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве.
3. СНБ 1.02.03 – 97 Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений.
4. Инструкция о порядке комплексного подхода к проведению государственной экспертизы инвестиционных проектов и программ.
5. Изменение № 7 СНБ 1.02.03 – 96.

УДК 621.32

Исследование характеристик галогенных ламп низкого и сетевого напряжения

Кабанов А.А.

Научный руководитель – САЦУКЕВИЧ В.Н.

В настоящее время все больше внимания уделяется поиску более эффективных и экономичных решений в области освещения. Одним из направлений развития современной светотехники является исследование галогенных ламп накаливания с целью определения возможности их наиболее выгодного применения в освещении.

Галогенные лампы в последние годы получили широкое распространение: их применяют в акцентном освещении музеев, используют для светильников общего назначения и прожекторов, ИК облучения, кинофотосъемочного и телевизионного освещения, автомобильных фар, аэродромных огней, оптических приборов и др. Галогенные лампы можно диммировать, что позволяет адаптировать уровень освещения для любой задачи.

Галогенные лампы, являясь разновидностью ламп накаливания, представляют собой самостоятельный класс источников света. Как и обычные лампы накаливания, они являются высокотемпературными излучателями: спираль из тугоплавкого материала помещенная в колбу, наполненную инертным газом, раскаляется под воздействием электрического тока, в результате чего генерируется свет и тепло. Тело накала таких ламп изготавливается из специальных марок вольфрамовой проволоки, обладающей высокой температурой плавления и малой скоростью испарения при высоких температурах.

По сравнению с обычными лампами накаливания галогенные лампы имеют более стабильный во времени световой поток (повышенный полезный срок службы), а также значительно меньшие размеры, более высокие термостойкость и механическую прочность, что достигается благодаря применению колбы из кварцевого стекла.

В процессе работы галогенной лампы происходит постоянное испарение частиц вольфрама с поверхности тела накала. Предотвратить его можно двумя способами:

- 1) увеличить содержание паров вольфрама;
- 2) добавить галоген.

Галогенная добавка в лампу накаливания с вольфрамовым телом накала вызывает замкнутый химический цикл, изображенный схематично на рис. 1. Под воздействием высокой температуры испаряющийся с поверхности тела накала вольфрам соединяется с газонаполнителем (чаще всего используют йод), образуя галогенид вольфрама – газообразное вещество, которое равномерно оседает на внутренней поверхности колбы /1/. При температуре около 1400 °С пары раскаленного вольфрама вступают в реакцию с галогеном до того, как успевают достичь поверхности колбы. В результате конвекции образовавшийся галогенид циркулирует вблизи нити накаливания и разлагается: частицы вольфрама оседают на теле накала, а молекулы галогена высвобождаются. Молекулы галогена диффундируют в объеме лампы и вновь соединяются на стенках колбы с вольфрамом. Цикл повторяется.

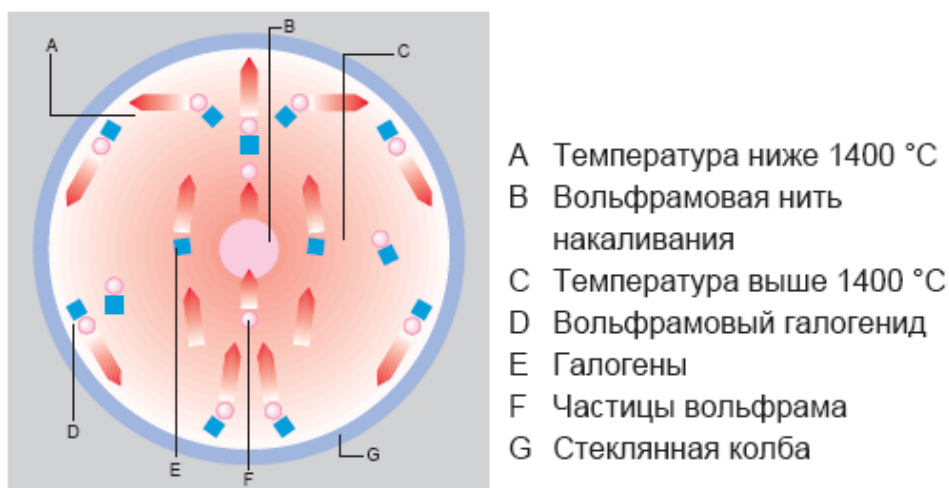


Рис. 1. Возвратный цикл галогенной лампы

Этому циклическому процессу галогенные лампы обязаны такими своими преимуществами над обычными лампами накаливания, как:

- большая световая отдача при том же расходе электроэнергии, вследствие более высокой температуры спирали;
- более продолжительный срок службы благодаря постоянному обновлению нити накаливания;
- постоянная светоотдача в течение всего срока службы, поскольку не происходит почернения колбы;
- компактная конструкция, обусловленная требованиями циклического процесса.

Возвратный цикл препятствует осаждению вольфрама на колбе, но не обеспечивает возвращения его частиц в дефектные участки тела накала. Поэтому механизм перегорания тела накала в галогенных лампах остается таким же, как и в обычных лампах накаливания.

Галогенные лампы имеют два основных исполнения: с закрепленным на колбе отражателем и без него. Галогенная лампа с отражателем представляет собой готовый световой прибор. На рис. 2. представлен общий вид такого источника света.

Внешние зеркальные металлические отражатели одинаково отражают видимые и

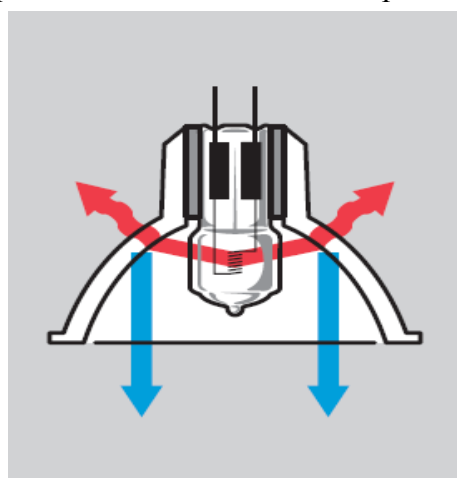


Рис 2.

Общий вид галогенной лампы с отражателем

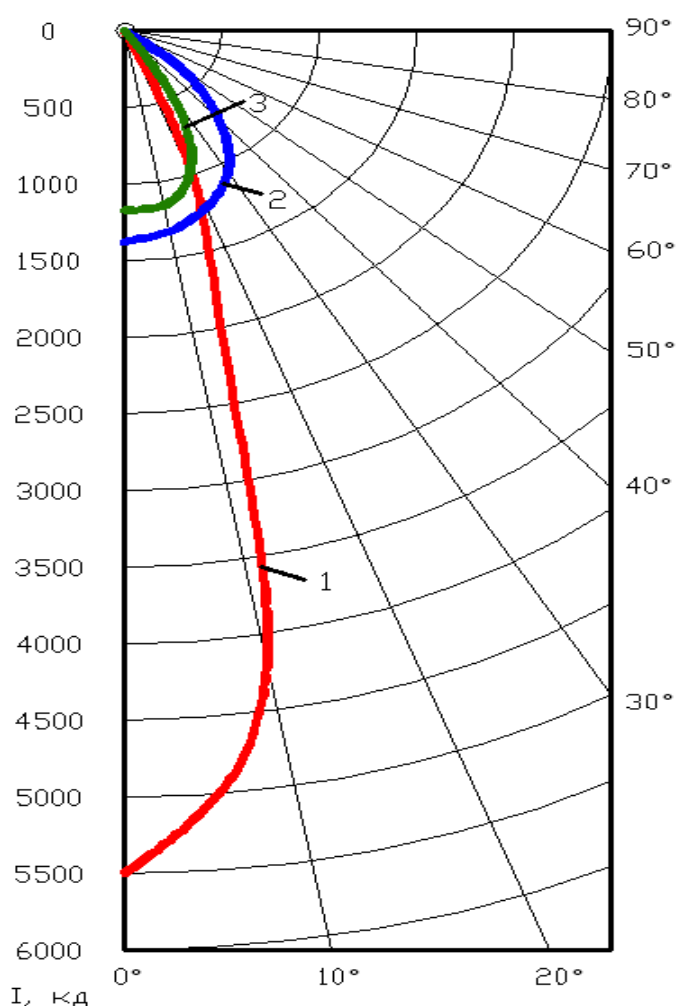
ИК – лучи. Зеркальные стеклянные отражатели имеют многослойное интерференционное покрытие, отражающее только видимые лучи и пропускающие инфракрасные лучи в окружающее пространство за отражателем.

Содержание ИК - лучей в световом пучке этих ламп снижено примерно на 65% (так называемые лампы “холодного света”). Наибольшее распространение получили галогенные лампы низкого напряжения с дихроичным отражателем.

Дихроичный отражатель отводит 66% тепловой энергии лампы назад, за счет чего освещаемые объекты не нагреваются.

Важной задачей является определение метода расчета размещения светильников, источником света в которых служат галогенные лампы.

Распределение освещенности по освещаемой поверхности определяется типом кривой силы света светильника (КСС), а так же его расположением по отношению к рабочей поверхности и другим световым приборам. Для каждого типа КСС существует наиболее выгодный способ расположения светильников друг относительно друга и относительно освещаемой поверхности. Рекомендуемые варианты расположения световых приборов для каждого из типов КСС были предложены еще Ю.Б.



Айзенбергом, одним из основателей современной светотехники, для обычных ламп накаливания /2/.

На рис. 3. представлены КСС для некоторых типов галогенных ламп (КСС получены расчетным путем по известным кривым освещенности). При детальном сравнении КСС, полученных экспериментально, с таковыми для обычных ламп накаливания, приведенными в справочных материалах, можно сделать вывод, что методика расчета размещения светильников с обычными лампами накаливания может быть использована и для световых приборов с галогенными лампами /3/.

Рис. 3. Кривые силы света исследуемых галогенных ламп накаливания:

- 1 – КСС типа К лампы низкого напряжения с узким световым пучком;
- 2 – КСС типа Г лампы низкого напряжения с широким световым пучком;
- 3 – КСС типа Г лампы сетевого напряжения.

Номенклатура галогенных ламп содержит лампы сетевого и низкого напряжения. Лампы низкого напряжения работают от источников 6, 12 и 24 В. Одним из преимуществ ламп низкого напряжения является их более высокая светоотдача, что обусловлено при сохранении той же мощности увеличением тока, проходящего по телу накала. На рис. 4. представлены фотометрические характеристики галогенных ламп низкого и сетевого напряжений /1/. Из их сравнения следует, что освещенность ламп низкого напряжения в разы превосходит освещенность ламп сетевого напряжения, а это означает, что для освещения одного и того же помещения при одинаковой установленной мощности ламп низкого напряжения потребуется меньше чем ламп сетевого напряжения. Но при пониженном напряжении в соединительных проводах также будут протекать большие токи, что приведет к увеличению потерь в линиях и трансформаторах.

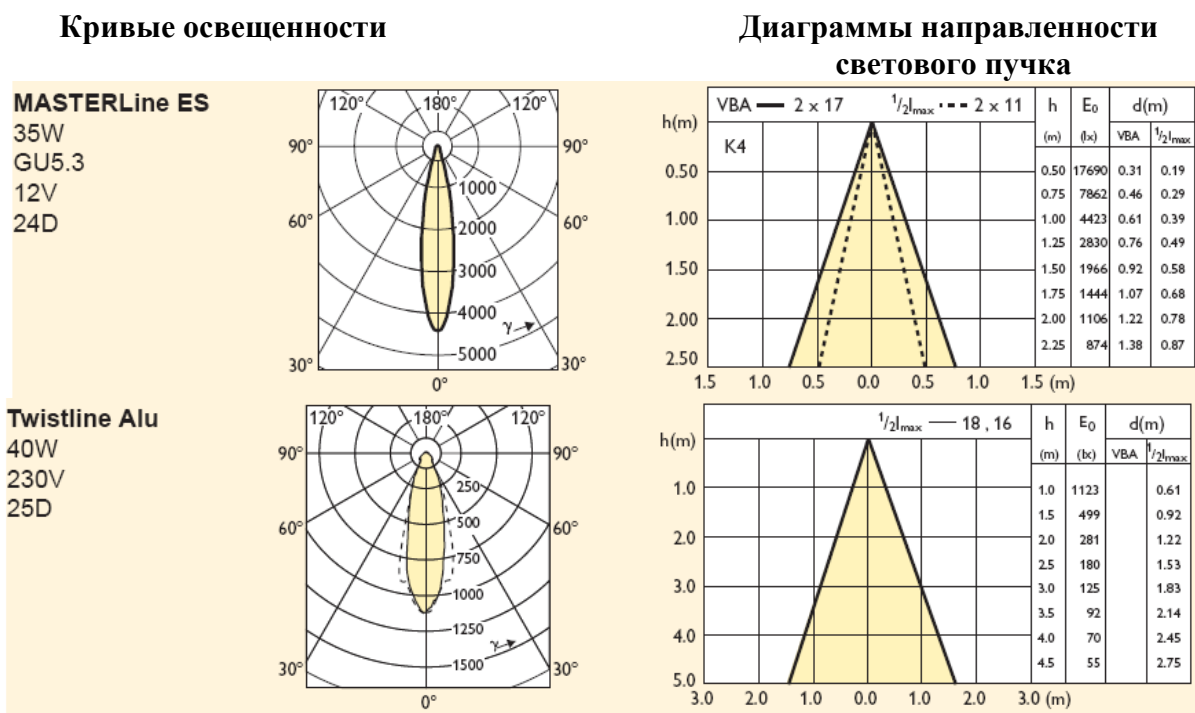


Рис. 4. Фотометрические характеристики галогенных ламп низкого и сетевого напряжений

Таким образом, при сравнении низковольтных галогенных ламп с лампами сетевого напряжения на данном этапе исследования можно говорить о целесообразности использования именно галогенных ламп низкого напряжения в качестве источников света для общего и акцентного освещения в силу наличия ряда явных преимуществ.

Литература:

1. Каталог ламп 2008-2009 PHILIPS.- Philips Lighting Russia, 2008.- 368 с.
2. Справочная книга по светотехнике/Под ред. Ю.Б.Айзенберга.-М.:Энергоатомиздат, 1995.-528 с.
3. Козловская В.Б., Радкевич В.Н., Сацкевич В.Н. Электрическое освещение: справочник. – 2-е изд. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 271с

УДК 621.316.3

Компактные распределительные устройства среднего напряжения 6-10 кВ

Сталович В.В.

Научный руководитель Радкевич В.Н., к.т.н., доцент

В крупных городах и на производственных предприятиях имеет место достаточно ощутимый дефицит территории. Эта проблема возникла давно, но в последнее время она более чем актуальна. Из-за постоянного увеличения стоимости площади, занимаемой электроустановками, встала задача добиться максимальной компактности распределительных устройств (РУ). В процессе поиска новых технических решений по уменьшению массогабаритных показателей была оценена степень заполнения существующих ячеек комплектных распределительных устройств (КРУ) и камер стационарных одностороннего обслуживания (КСО) и зафиксированы объемы всех составляющих их элементов. Как правило, КРУ напряжением 6-10 кВ имеют четыре отсека: отсек измерительных трансформаторов тока и кабельных заделок, отсек сборных шин, отсек релейной защиты и автоматики, отсек силового выключателя.

Анализ показал, что одним из самых рациональных путей уменьшения габаритных показателей является уменьшение объема пустот (занимающих от 7 до 15 % общего объема КРУ) между отсеками. Этого можно добиться более плотным размещением отсеков. Установка современных компактных вакуумных выключателей (ВВ) вместо маломасляных также позволяет существенно уменьшить массу и габариты камеры. Многие разработчики, в том числе и отечественные, не реализуют это преимущество ВВ. Производится простая модернизация существующих КРУ путем установки в них ВВ вместо маломасляных, что улучшает только коммутационные характеристики распределительных устройств.

Одними из первых, кто создал малогабаритные КРУ с использованием ВВ были фирмы Toshiba (Япония) и General Electric (США). В настоящее время их выпускают и в Англии, Канаде, Германии, Чехии. На постсоветском пространстве только российской промышленностью было представлено КРУ, использующее все преимущества ВВ. Это комплектное распределительное устройство серии TEL (КРУ/TEL), разработанное фирмой «Таврида-Электрик», основные технические характеристики которого отражены в таблице 1 [2].

КРУ/TEL комплектуется из отдельных компактных шкафов, в каждом из которых находится от двух до четырех присоединений к сборным шинам (модулей). Внутреннее пространство шкафа разделено на три отсека: низковольтный, высоковольтный и кабельный. Сверху на шкаф главных цепей устанавливается релейный отсек. В низковольтном отсеке располагаются: приводы вакуумных выключателей, части приводов и органы управления разъединителей, гнезда датчиков напряжения. Также в низковольтном отсеке размещены элементы электромеханических блокировок и действующая мнемосхема с указателями положения выключателей и разъединителей - заземлителей. В высоковольтном отсеке установлены отрезки сборных шин, вакуумные камеры выключателей, подвижные контакты разъединителей (разъединителей - заземлителей), трансформаторы тока и датчики напряжения емкостного типа. В кабельном отсеке располагаются кабельные приемники, отключающие пружины разъединителей и у некоторых модулей трансформаторы напряжения. Снаружи шкаф КРУ/TEL обшивается плоскими стальными листами толщиной 1,5 мм. Передняя панель высоковольтного отсека выполнена из прозрачного поликарбонатного материала

толщиной 6 мм и позволяет визуально контролировать положение подвижных контактов разъединителей.

Сравнительно недавно началось массовое производство еще одного типа компактных РУ на напряжение 6-10 кВ. Малых габаритов этих устройств удалось достичь благодаря применению в них в качестве дугогасительной, теплоотводящей и изолирующей среды элегаза (электротехнического газа), представляющего собой шестифтористую серу (SF_6). Так как электрическая прочность элегаза при нормальных условиях почти в 2,5 раза выше прочности воздуха, а при давлении примерно 0,2 МПа она приближается к прочности трансформаторного масла, то удалось значительно сократить длину изолирующего промежутка в электротехнических устройствах. Хорошая охлаждающая способность шестифтористой серы позволила увеличить токовую нагрузку токоведущих частей РУ на 15-20 % и соответственно уменьшить их сечение. Электрическая прочность и теплопередающие свойства элегаза определяют его высокую дугогасительную способность, что дает возможность отключать в элегазе мощности в 70..100 раз больше, чем в воздухе [1]. Элегаз не обладает токсичностью и взрывоопасностью, не горит и не поддерживает горение и слабо разлагается в разрядах.

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ) представляет собой герметичный контейнер из нержавеющей стали с гальваническим покрытием. В нем размещены все токоведущие части и коммутационная аппаратура. В этот цельносварной резервуар элегаз закачен под избыточным давлением около 0,2 МПа. Это обуславливает более высокие требования к механической прочности оболочки, поэтому применяется сталь толщиной около 3 мм. Данные РУ, как и КРУ/TEL, могут выполняться в виде многомодульной конструкции, при которой в одном моноблоке с общей изоляцией может размещаться до пяти присоединений. В КРУЭ могут применяться трехпозиционные переключатели поворотного типа, выполняющие функции выключателя нагрузки, разъединителя и заземлителя. Интеграция трех функций в одном аппарате снижает количество деталей до минимума, обеспечивает простоту и надежность конструкции. Для защиты трансформатора возможно использование комбинации выключателя нагрузки с предохранителем, либо силового выключателя с устройством релейной защиты. Силовой выключатель может быть элегазовый или вакуумный. Приводы трехпозиционного переключателя и силового выключателя смонтированы снаружи газового резервуара в закрытом лицевой панелью отсеке и легкодоступны для внешнего осмотра. Все приводы снабжены механическими индикаторами положения и необходимыми блокировками. Для контроля напряжения на кабельном присоединении предусмотрены емкостные указатели напряжения. Отметим наличие в некоторых типах КРУЭ такой опции, как указатели токов короткого замыкания, представляющие собой электромагнитные датчики, установленные во вторичной цепи и встроенные в кабельный отсек трансформаторов тока. Они позволяют легко определить участки кабельных линий, в которых произошло замыкание на землю. Это существенно сокращает время поиска повреждения и восстановления электроснабжения, а также величину недоотпуска электроэнергии потребителям, подключенным к распределительным сетям напряжением 6-10 кВ [5]. Технические характеристики КРУЭ производства компании АВВ представлены в таблице 1, из которой видно, что коммутационные характеристики у КРУ/TEL несколько хуже.

Таблица 1. Основные технические характеристики компактных РУ

Производитель	Таврида-Электрик	ABB
Модель	КРУ/TEL	SafePlus/SafeRing
Многомодульная конструкция	+ (до 4 модулей)	+ (до 5 модулей)

Возможность расширения	+	+
способ объединения нескольких блоков	втычные контакты	внешние шины
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток сборных шин, А	400	630
Выключатель нагрузки	–	+
Выключатель нагрузки с плавким предохранителем	–	+
Силовой выключатель	+	+
тип выключателя	вакуумный	вакуумный
Ток отключения, кА	16	21
Ток включения, кА, мгн.	41	52,5
Дополнительные возможности		
Дополнительный отсек низковольтного оборудования	+	+
Модуль вспомогательного оборудования	–	+
Индикаторы напряжения	+	+
Указатели токов короткого замыкания	–	+
Наличие блокировок	+	+
Габаритные размеры камер, мм		
высота	1430	1336
ширина (1/2/3/4/5 присоединений)	-/510/680/850/-	325/696/1021/1346/1671
глубина	550	765

«+» - наличие соответствующих исполнений

По сравнению с обычными распределительными устройствами компактные КРУ с использованием ВВ и КРУЭ обладают следующими основными преимуществами:

- высокая заводская готовность и удобство монтажа;
- повышение безопасности обслуживания;
- снижение пожарной опасности помещений электроустановок;
- упрощение эксплуатации распределительных устройств высокого напряжения;
- небольшие габариты РУ, что позволяет эксплуатационному персоналу обслуживать электроустановки без специальных лесенок, тумб и других приспособлений;
- уменьшение площади и объема помещения, занимаемого электрооборудованием.

Так двухтрансформаторная подстанция укомплектованная данными компактными ячейками занимает площадь около 10 м², в то время как площадь аналогичной типовой трансформаторной подстанции из-за больших габаритных размеров применяемого оборудования и принятой компоновки составляет 60...70 м². Даже при использовании камер КСО и сокращении расстояний между оборудованием в зоне его обслуживания до минимальных допустимых согласно ПУЭ, площадь может быть уменьшена только до 35 м² [4].

Производители КРУЭ, такие как компании АВВ, Siemens, Schneider Electric и «ПО Элтехника» предлагают более широкое многообразие конфигураций ячеек, чем

производители КРУ с использованием ВВ, но несмотря на это и те и другие покрывают весь спектр существующих вариантов схем подстанций с РУ на первичном напряжении 6-10 кВ. Все производители компактных РУ выпускают блоки с возможностью расширения, которое может быть реализовано с помощью внешних шин или с помощью втычных экранированных контактов [5]. Это дает возможность, в случае необходимости увеличения мощности распределительного пункта, легко и без больших затрат на демонтаж и установку новых, более мощных КРУ произвести простое объединение нескольких блоков и тем самым выполнить необходимое расширение.

К сожалению, конструкция компактных КРУ не лишена недостатков. В первую очередь потому, что выключатели установлены в камере стационарно, что создает определенные трудности при выполнении ремонтных работ, а в КРУЭ из-за герметичности блока делает их проведение невозможным. К тому же в случае нарушения герметичности возникают некоторые сложности по ликвидации повреждения, что может привести к большим материальным затратам. Применение элегаза в РУ обуславливает ряд особенностей. Так он имеет относительно высокую температуру сжижения, что влечет за собой ограничение нижних рабочих температур окружающего воздуха. Продукты разложения элегаза чрезвычайно опасны для здоровья человека, да и сам он будучи тяжелее воздуха способен заполнять различного рода углубления, закрытые помещения, вытесняя из них воздух и тем самым создавая атмосферу, непригодную для дыхания [3]. На сегодняшний день существует проблема, связанная с утилизацией шестифтористой серы. Несмотря на то, что в Республике Беларусь используется довольно много электрооборудования, внутри которого находится элегаз, предприятий по его переработке нет. В результате приходится пользоваться услугами зарубежных предприятий, что создает дополнительные трудности и затраты.

Выводы

1. Выполнен обзор и анализ основных технических характеристик, достоинств и недостатков компактных распределительных устройств с вакуумными выключателями и компактных распределительных устройств с элегазовой изоляцией на напряжение 6-10 кВ.

2. Компактные распределительные устройства, несмотря на свою высокую стоимость, должны найти свое применение в городских электрических сетях и на производственных объектах из-за возросшего дефицита занимаемой территории, а также в связи с повышающимися требованиями к качеству и надежности электроснабжения, и к безопасности обслуживания электроустановок.

Литература

1. Чунихин А.А., Жаворонков М.А. Аппараты высокого напряжения: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 432 с.
2. Гринчук Ф. Ф., Хавроничев С. В. Комплектные распределительные устройства 6-10 кВ: Учеб. пособие / ВоГТУ, Волгоград, 2006. – 180 с.
3. Аракелян В.Г. Элегазовое электротехническое оборудование. Технические требования к производству элегазового оборудования для обеспечения качества элегаза в оборудовании и меры обеспечения санитарно-гигиенической и экологической безопасности: РД 16.06– 2004. – 47 с.
4. Макаров Е.Ф., Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ. Т. 4. – М.: Папирус Про, 2005. – 640 с.
5. Радкевич В.Н., Сталович В.В. Распределительные устройства с элегазовой изоляцией на напряжение 6-10 кВ // Главный энергетик. – 2009. – №2. – С. 19–26.

УДК 621.311.1

Номограммы для выбора кабелей напряжением до 1 кВ по термической стойкости

Скобля О.А.

Научный руководитель РАДКЕВИЧ В.Н. к. т.н., доцент

В электрических сетях напряжением до 1 кВ промышленных предприятий, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей для передачи и распределения электроэнергии широко используются силовые кабели с пластмассовой изоляцией марок АВВГ, ВВГ, NYM, APbBнг, ПвBнг и т.п. Выбор сечений жил кабелей напряжением до 1 кВ, применяемых в электрических сетях любого назначения, производится по допустимому нагреву длительным расчетным током. При этом выбранные сечения должны соответствовать их защитным аппаратам. В осветительных сетях сечение проводников определяется также по допустимой потере напряжения. Сечения жил кабелей питающих силовых сетей, за исключением ответвлений к электроприемникам, при значении времени использования максимальной нагрузки более 5000 ч в год проверяются по экономической плотности тока.

В Республике Беларусь и других странах СНГ при проектировании электрических сетей напряжением до 1 кВ вопросам анализа и проверки термической стойкости кабелей с поливинилхлоридной, полиэтиленовой и резиновой изоляцией не уделялось достаточного внимания. В то время как в большинстве стран Европы выбор сечения жил низковольтных кабелей по режиму короткого замыкания (КЗ) - это уже давно сложившаяся практика. Данные вопросы приобретают особую актуальность в условиях постоянного роста цен на кабельную продукцию. В связи с этим ограничение тока КЗ путем применения эффективных устройств защиты и выбор термически стойких сечений жил кабелей представляет собой важную задачу проектирования электрических сетей и электрооборудования на напряжении до 1 кВ. Ее решение позволяет продлить срок службы кабелей, снизить количество отказов электрооборудования, повысить надежность электроснабжения потребителей электроэнергии и сократить затраты на энергообеспечение.

Сложившаяся ситуация должна коренным образом измениться в связи с введением в 1999 году на территории Республики Беларусь серии межгосударственных стандартов по электроустановкам зданий [2,3], в которых регламентируется предельное время отключения тока КЗ в электрических сетях до 1 кВ. Там же приводится формула и исходные данные для расчета допустимого времени протекания тока КЗ по проводникам с различной изоляцией в зависимости от площади поперечного сечения. Следовательно, в [2,3] заложены теоретические и нормативные основы для проверки сечений проводников по термической стойкости в режиме КЗ. Отметим также, что появившиеся на рынке электротехнической продукции кабели на напряжение до 1 кВ с изоляцией из сшитого (вулканизированного) полиэтилена (марок APbBГ, ПвBГ, APbBнг, ПвBнг и т.п.) в соответствии с технической документацией заводов-изготовителей требуется проверять по условию термической стойкости.

Как известно, ток КЗ изменяется за время от его возникновения до отключения аппаратом защиты по достаточно сложной кривой [5]. В то же время следует учитывать, что в электроустановках напряжением до 1 кВ КЗ происходят на значительном удалении от источников питания. Поэтому можно считать сверхпереходный ток незатухающим и равным установившемуся значению, а время его действия - равным времени срабатывания устройства защиты от сверхтоков. Не учитывается также значение апериодической составляющей тока КЗ. При этом процесс

нагрева проводников рассматривается как адиабатический, т.е. без отдачи теплоты в окружающую среду [4]. Ток КЗ, протекая по проводникам, вызывает их дополнительный нагрев и вследствие этого повышение температуры токоведущих жил. Длительность действия тока КЗ, как правило, не превышает нескольких секунд. Поэтому для различных токоведущих частей и элементов электрических сетей при КЗ кратковременно допускаются более высокие температуры нагрева по сравнению с температурами, установленными для рабочего режима. Ниже приведены предельно допустимые температуры нагрева кабелей и изолированных проводов с медными и алюминиевыми жилами в соответствии с [1], °C:

- с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией.....150;
- с полиэтиленовой изоляцией.....120.

Согласно технической документации заводов-изготовителей предельно допустимый ток короткого замыкания кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена определяются по формуле

$$I_k = K \cdot I_{1C} \quad , \quad (1)$$

где I_{1C} - допустимый односекундный ток короткого замыкания для кабелей, зависящий от материала проводника и сечения жилы (по данным завода-изготовителя), кА; K - поправочный коэффициент, позволяющий учитывать фактическую длительность короткого замыкания, рассчитываемый по формуле

$$K = \frac{1}{\sqrt{t}} \quad , \quad (2)$$

где t - продолжительность короткого замыкания, с.

С учетом (2) из выражения (1) можно определить предельно допустимый ток термической стойкости кабеля с изоляцией из вулканизированного полиэтилена как

$$I_k = \frac{I_{1C}}{\sqrt{t}} \quad . \quad (3)$$

Следовательно, условие термической стойкости для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена может быть представлено в виде соотношения

$$K \cdot I_{1C} \geq I_k \quad , \quad (4)$$

или

$$I_{1C} \geq \sqrt{t} \cdot I_k \quad . \quad (5)$$

Таким образом, в соответствии с современными требованиями для выбора кабелей необходимо знать действующее значение тока КЗ в начале каждой линии напряжением до 1 кВ и время его отключения t , которое определяется по рабочим время-токовым характеристикам устройств защиты (плавких предохранителей, автоматических выключателей и т.п.).

В действующей нормативно-технической литературе [2,3] нет прямых указаний о необходимости выбора сечений жил кабелей напряжением до 1 кВ с пластмассовой и резиновой изоляцией по термической стойкости. Однако согласно [3] для КЗ продолжительностью до пяти секунд можно рассчитать время t , в течение которого температура проводника возрастает от наибольшего допустимого значения в нормальном режиме до предельно допустимой температуры в соответствии с [1] по следующему приближенному выражению

$$\sqrt{t} = C \cdot \frac{F}{I_k} \quad , \quad (6)$$

где F - площадь поперечного сечения проводника, мм²; I_k - действующее значение тока короткого замыкания, кА; C - расчетный коэффициент, зависящий от материала жил проводника и его изоляции, $A \cdot c^{0.5} / мм^2$.

В соответствии с [3] расчетный коэффициент C имеет следующие значения:

$115A \cdot c^{0.5} / \text{мм}^2$ для кабелей с медными жилами с поливинилхлоридной изоляцией, а также для соединений медных проводников, выполненных пайкой;

$74A \cdot c^{0.5} / \text{мм}^2$ для кабелей с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией;

$135A \cdot c^{0.5} / \text{мм}^2$ для кабелей с медными жилами с резиновой изоляцией (в том числе с изоляцией из бутиловой и этиленпропиленовой резины) и с изоляцией из сшитого полиэтилена;

$87A \cdot c^{0.5} / \text{мм}^2$ для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой изоляцией (в том числе с изоляцией из бутиловой и этиленпропиленовой резины) и с изоляцией из сшитого полиэтилена;

Из формулы (5) для кабеля можно найти предельно допустимый ток короткого замыкания

$$I_k = \frac{C \cdot F}{\sqrt{t}}, \quad (7)$$

а также минимальное сечение жил кабеля по термической стойкости:

$$F = \frac{I_k \cdot \sqrt{t}}{C}. \quad (8)$$

Формулу (7) можно представить в виде:

$$F = \frac{\sqrt{I_k^2 \cdot t}}{C}. \quad (9)$$

Так как тепловой импульс тока короткого замыкания $B_k = I_k^2 \cdot t$, то тогда

$$F = \frac{\sqrt{B_k}}{C}. \quad (10)$$

Расчеты тока термической стойкости, выполненные по формулам (3) и (7) для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, дают практически одинаковые результаты. Погрешность расчетов не превышает 4%, возрастая с увеличением площади сечения токоведущей жилы кабеля. При этом ток термической стойкости кабелей по данным заводов-изготовителей, определяемый по формуле (3), оказывается несколько выше, нежели рассчитанный по выражению (7) в соответствии с [3].

На основе расчетов по формуле (7) построены характеристики термической стойкости для кабелей с пластмассовой и резиновой изоляцией с разными сечениями жил, представляющие собой номограммы для выбора кабелей напряжением до 1 кВ по режиму КЗ. Такая номограмма, упрощающая выбор кабелей с пластмассовой и резиновой изоляцией по условию термической стойкости, приведена на рис. 1. Применение номограмм не требует дополнительных расчетов, ускоряет и упрощает проверку силовых кабелей по условию нагрева при КЗ.

Пример. Произведем выбор сечения жил кабеля на напряжение до 1 кВ с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена для следующих исходных данных: действующее значение тока КЗ в начале линии $I_k = 5$ кА, время действия устройства защиты $t = 0,5$ с.

По формуле (5) определим значение односекундного тока КЗ: $I_{1C} \geq 5 \cdot \sqrt{0.5} = 3,53$ кА. Выбираем по таблице 1 ближайшее большее значение допустимого односекундного тока короткого замыкания кабеля $I_{1C} = 4,18$ кА, которому соответствует сечение жилы 50 мм^2 . Для определения термически стойкого сечения жил кабеля с использованием номограммы (рис. 1) проведем параллельно осям координат прямые, соответствующие

значениям исходных данных по оси абсцисс 5 кА, а по оси ординат 0,5 с. В месте их пересечения получим точку, по которой можно определить сечение жилы – 50 мм².

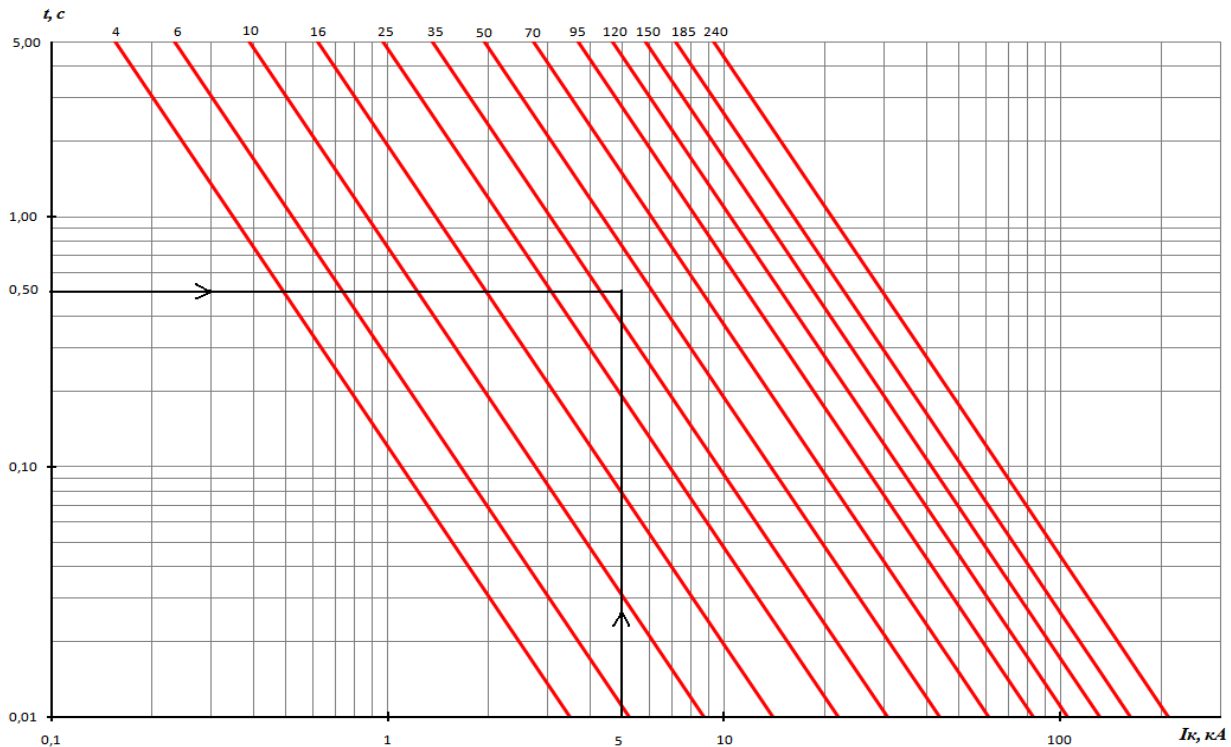


Рис. 1. Допустимый ток короткого замыкания кабелей на напряжение до 1 кВ с алюминиевыми жилами с резиновой изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена.

Выводы

1. Показана необходимость выбора кабелей с пластмассовой и резиновой изоляцией, применяемых в электроустановках напряжением до 1 кВ, по термической стойкости при коротком замыкании.

2. Выбор сечений жил кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена по термической стойкости можно производить как по допустимым односекундным токам короткого замыкания, которые задаются производителями кабельной продукции, так и в соответствии с ГОСТ 30331.5-95.

3. Получены номограммы, которые могут использоваться для проверки на термическую стойкость силовых кабелей с пластмассовой и резиновой изоляцией напряжением до 1 кВ.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е издание переработанное и дополненное. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
2. Электроустановки зданий. Ч.4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током. ГОСТ 30331.3-95 (МЭК 364-4-41-92).
3. Электроустановки зданий. Ч.4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока. ГОСТ 30331.5-95 (МЭК 364-4-43-77).
4. Тульчин И.К., Нудлер Г.И. Электрические сети и электрооборудование жилых и общественных зданий. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 480 с.
5. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: «Энергия», 1970 – 520 с.

УДК 621.311.6.03

Высшие гармоники и основные способы их уменьшения в системах электроснабжения

Разумчик П.В.

Научный руководитель Радкевич В.Н., к.т.н., доцент.

На промышленных предприятиях широко применяются электроприемники, вольт-амперные характеристики которых нелинейны. Эти электроприемники потребляют из сети несинусоидальные токи при подведении к их зажимам синусоидального напряжения. Несинусоидальные токи, проходя по элементам сети, создают падения напряжения в сопротивлениях этих элементов и приводят к искажениям формы кривой напряжения в узлах электрической сети [1-4].

Несинусоидальные кривые токов и напряжений можно рассматривать как сложные гармонические колебания, состоящие из совокупности простых гармонических колебаний различных частот. Известно, что всякая периодическая функция $f(\omega t)$, удовлетворяющая условиям Дирихле (являющаяся ограниченной, кусочно-непрерывной, имеющая на протяжении периода ограниченное число экстремальных значений), может быть представлена тригонометрическим рядом Эйлера-Фурье:

$$f(\omega t) = A_0 + \sum_{k=1}^{\infty} (a_k \cos(k\omega t) + b_k \sin(\omega t)), \quad (1)$$

где A_0 - постоянная составляющая (нулевая гармоника); k - номер гармоники; a_k, b_k - коэффициенты ряда Эйлера-Фурье, $\omega = \frac{2\pi}{T}$ - основная частота, T - период несинусоидальной периодической функции.

При $k=1$ из выражения (1) определяется гармоника, называемая первой или основной. Остальные члены ряда ($k>1$) называют высшими гармониками.

Рассмотрим высшие гармоники в трехфазных цепях и их классификацию.

Пусть для фазы A k -я гармоника напряжения определяется по формуле

$$u_{Ak} = U_{km} \sin(k\omega t + \varphi_k), \quad (2)$$

где U_{km} - максимальное значение (амплитуда) напряжения k -й гармоники, φ_k - угол начальной фазы k -й гармоники.

Тогда с учетом, что $\omega t = 2\pi$, для k -х гармонических напряжений фаз B и C соответственно можно записать:

$$u_{Bk} = U_{km} \sin(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3}k); \quad (3)$$

$$u_{Ck} = U_{km} \sin(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3}k). \quad (4)$$

Всю совокупность гармоник k от 0 до ∞ можно распределить по трем группам в зависимости от их порядковых номеров. В первую группу входят гармоники с порядковыми номерами

$$k = 3n + 1, \quad (5)$$

где n - последовательный ряд чисел $(0, 1, 2, 3, \dots)$.

Гармоники данной группы образуют симметричные системы напряжений, последовательность которых соответствует последовательности фаз первой гармоники,

т.е. они образуют симметричные системы напряжений прямой последовательности. Действительно,

$$u_{Bk} = U_{km} \sin\left(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3}(3n+1)\right) = U_{km} \sin\left(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3}\right); \quad (6)$$

$$u_{Ck} = U_{km} \sin\left(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3}(3n+1)\right) = U_{km} \sin\left(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3}\right). \quad (7)$$

Ко второй группе относятся высшие гармоники с порядковыми номерами, определяемыми по выражению

$$k = 3n + 2. \quad (8)$$

Для этих гармоник имеют место такие соотношения:

$$u_{Bk} = U_{km} \sin\left(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3}(3n+2)\right) = U_{km} \sin\left(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3}\right); \quad (9)$$

$$u_{Ck} = U_{km} \sin\left(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3}(3n+2)\right) = U_{km} \sin\left(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3}\right). \quad (10)$$

Следовательно, гармоники данной группы образуют симметричные системы напряжений обратной последовательности.

Третью группу составляют гармоники, у которых порядковый номер $k = 3n$. Для этих гармоник справедливы следующие зависимости:

$$u_{Bk} = U_{km} \sin\left(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3}3n\right) = U_{km} \sin(k\omega t + \varphi_k); \quad (11)$$

$$u_{Ck} = U_{km} \sin\left(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3}3n\right) = U_{km} \sin(k\omega t + \varphi_k). \quad (12)$$

Таким образом, векторы напряжений данной группы во всех фазах в любой момент времени имеют одинаковые модули и направления, т.е. эти гармоники образуют системы нулевой последовательности.

Рассмотрим основные источники высших гармоник тока и напряжения на промышленных предприятиях [1-4]:

1. Вентильные преобразователи.

Токи, потребляемые из сети вентильными преобразователями, помимо основной гармоники, содержат ряд гармоник более высоких порядков, номера которых определяются выражением [3]

$$k = pn \pm 1, \quad (13)$$

где p – число фаз выпрямления, n – натуральный ряд чисел.

В амплитудных спектрах первичных токов преобразователей содержатся как канонические гармоники ($k = 5, 7, 11, 13, 17, 19, \dots$), номера которых определяются по формуле (2), так и аномальные гармоники ($k = 2, 3, 4, 6, 8, 10, \dots$). Амплитуды аномальных гармоник, по сравнению с амплитудами канонических гармоник, как правило, невелики.

2. Дуговые электрические печи.

Уровень 5, 7, 11 и 13-й гармоник тока, генерируемых дуговыми электропечами невелик, а вот 2, 3, 4, 6-я гармоники значительно ощутимы. Эквивалентное действующее значение токов высших гармоник в токе печи за счет аномальных гармоник возрастает в 1,8-2 раза.

3. Установки дуговой и контактной электросварки.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения установок дуговой и контактной сварки определяется в основном 5, 7, 11, 13-й гармониками.

4. Газоразрядные лампы.

Токи 3-й и 5-й гармоник газоразрядных ламп составляют 10 и 3 % от тока 1-й гармоники. Эти токи совпадают по фазе в соответствующих линейных проводниках сети и, складываясь в нулевом рабочем проводнике сети 400/230 В, обуславливают ток в нем, почти равный фазному току (или даже больше фазного). Остальными гармониками для газоразрядных ламп можно пренебречь.

В результате необратимых физико-химических процессов, протекающих под воздействием полей высших гармоник, а также повышенного нагрева токоведущих частей из-за высших гармоник, в электроустановках наблюдаются следующие негативные последствия [1,2,4]:

- ускоренное старение изоляции электрических машин, трансформаторов, кабелей;
- ухудшение коэффициента мощности электроприемников;
- ухудшение или нарушение работы устройств автоматики, телемеханики, компьютерной техники и других устройств с элементами электроники;
- увеличение погрешности измерений индукционных счетчиков электроэнергии, которые приводят к неполному учету потребляемой электроэнергии;
- перегрев и разрушение нулевых рабочих проводников кабельных линий вследствие их перегрузки токами третьей гармоники;
- ухудшение условий работы батарей конденсаторов;
- сокращение срока службы электрооборудования из-за интенсификации теплового и электрического старения изоляции;
- дополнительные потери в трансформаторах, которые могут привести к значительным потерям электроэнергии;
- выход из строя трансформаторов вследствие перегрева;
- необоснованное срабатывание предохранителей и автоматических выключателей вследствие дополнительного нагрева внутренних элементов защитных устройств;
- нарушение работы вентильных преобразователей при высоком уровне высших гармонических составляющих.

Существуют следующие способы подавления высших гармоник тока, такие как:

1. Включение линейных дросселей.

Простейшим способом снижения уровня генерируемых нелинейными нагрузками высших гармоник тока во внешнюю сеть является последовательное включение линейных дросселей. Такой дроссель имеет малое значение индуктивного сопротивления на основной частоте 50 Гц и значительные величины сопротивлений для высших гармоник, что приводит к их ослаблению.

2. Применение пассивных фильтров.

Применение последовательно включенных линейных дросселей в ряде случаев не позволяет уменьшить гармонические искажения тока до желаемых пределов. В этом случае целесообразно применение пассивных LC-фильтров, настроенных на определенный порядок гармоник.

3. Применение специальных разделительных трансформаторов.

Разделительный трансформатор с обмотками "треугольник-звезда" позволяет эффективно бороться с гармониками, кратными третьей, при сбалансированной нагрузке.

4. Применение магнитных синтезаторов.

Магнитный синтезатор обеспечивает защиту нагрузки от различных искажений напряжения питания, в частности, от провалов и импульсов напряжения, импульсных и высокочастотных помех, наличия высших гармоник, вызывающих искажения синусоидальной формы входного напряжения.

5. Применение активного кондиционера гармоник (АКГ).

Принцип действия активного кондиционера гармоник основан на анализе гармоник тока нелинейной нагрузки и генерировании в распределительную сеть таких же гармоник тока, но с противоположной фазой. Как результат этого, высшие гармонические составляющие тока нейтрализуются в точке подключения АКГ. Это означает, что они не распространяются от нелинейной нагрузки в сеть и не искажают напряжения первичного источника энергии.

6. Улучшение формы кривой сетевого тока.

Этого можно достичь компенсацией высших гармоник магнитного потока трансформатора преобразователя наложением высших гармоник на токи обмоток трансформатора или обеспечением специальных законов управления преобразователями.

7. Увеличением числа фаз преобразователей.

8. Рациональным построением схемы электроснабжения.

В системах электроснабжения промышленных предприятий наиболее распространенными средствами уменьшения влияния высших гармоник являются применение трансформаторов преобразователей с повышенным напряжением 110-330кВ, питание нелинейных нагрузок от отдельных трансформаторов, подключение параллельно нелинейным нагрузкам синхронных и асинхронных электродвигателей

Вывод

Знание физических процессов возникновения высших гармоник тока и напряжения в сетях электроснабжения, источников возникновения высших гармоник, их негативного влияния на потребители электроэнергии и электрическую сеть, существующих методов борьбы с высшими гармониками позволяет сформировать аспект проблемы и, при правильном подходе и разностороннем анализе, наметить пути ее коренного решения.

Литература

1. Вагин Г.Я., Лоскутов А.Б., Севостьянов А.А. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет, 2004, – 214с.
2. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336с.
3. Основы теории цепей/ Г.В.Зевеке, П.А.Ионкин, А.В.Нетушил, С.В.Страхов. –М.: Энергия, 1975. – 752с.
4. Федоров А. А., Каменева В. В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472с.

УДК 621.311

Потери энергии в электрических сетях и мероприятия по их снижению

Ю.И. Блястик, О.А. Лодова

Научный руководитель Л.В. Прокопенко, старший преподаватель

Проблема снижения потерь электроэнергии в системах электроснабжения становится все более актуальной в связи с повышением затрат на энергоресурсы.

Большая часть электрической энергии до потребления ее приемниками передается по сетям четырех- пяти номинальных напряжений. При этом потери энергии в сети каждого номинального напряжения (линия-трансформатор), как показывают расчеты, составляют 2-3% и в целом при передаче энергии до потребителя – 10-12%. Эта величина потерь, обычно называется техническими потерями.

По экспертным оценкам величина технических потерь в электрических сетях должна и может составлять 4-5% [1]. Для снижения технических потерь должны широко применяться специальные мероприятия:

- 1) регулирование режимов работы электрических сетей на основе применения оптимизационных методов;
- 2) замена перегруженного и недогруженного оборудования и ввод в работу энергосберегающего оборудования электрических сетей;
- 3) выбор мощности и числа трансформаторов, рационального режима их работы, исключение холостого хода при малых нагрузках;
- 4) широкое использование РПН трансформаторов;
- 5) применение регулируемых компенсирующих устройств, имеющих возможность выдачи и потребления реактивной мощности;
- 6) сокращение сроков ремонта оборудования сетей и выполнение ремонтных работ под напряжением;
- 7) параллельное включение парных линий;
- 8) уменьшение активного и индуктивного сопротивления шинопроводов путем правильного расположения шин и конфигурации шинного пакета, применение спаренных фаз или бифиляра;
- 9) регулирование графиков нагрузки;
- 10) применение наиболее экономичной светотехнической арматуры и рациональных источников света, в первую очередь люминесцентных ламп.

Кроме технических потерь энергии в электрических сетях имеются коммерческие потери. Коммерческие потери обусловлены погрешностями системы учета электроэнергии, хищением электроэнергии, неплатежами за потребленную и т.п. Коммерческие потери по величине могут превышать технические потери.

Основным и наиболее перспективным решением проблемы снижения коммерческих потерь электроэнергии является разработка, создание и широкое применение автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), в том числе для бытовых потребителей, тесная интеграция этих систем с программным и техническим обеспечением автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), обеспечение АСКУЭ и АСДУ надежными каналами связи и передачи информации, метрологическая аттестация АСКУЭ.

Однако эффективное внедрение АСКУЭ – задача долговременная и дорогостоящая, решение которой возможно лишь путем поэтапного развития системы учета, ее модернизации, метрологического обеспечения измерений электроэнергии, совершенствования нормативной базы.

Очень важное значение на стадии внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях имеет так называемый «человеческий фактор», под которым понимается:

- 1) обучение и повышение квалификации персонала;
- 2) мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;
- 3) связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения потерь, ожидаемых и полученных результатах.

Потери электроэнергии в электрических сетях – важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Этот индикатор все отчетливее свидетельствует о накапливающихся проблемах, которые требуют безотлагательных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, совершенствовании методов и средств их эксплуатации и управления, в повышении точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т.п.

Литература

1. Бохмат И.С, Воротницкий В.Э., Татаринов Е.П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. – "Электрические станции", 1998, №9.

УДК 621.311

Область применения сухих трансформаторов

Геращенко В.Л.

Научный руководитель Трифонова О.А.

Большая разветвленная сеть электроснабжения в нашей стране включает в себя огромное число понизительных подстанций и трансформаторных пунктов. Уровень напряжения 0,4 - 0,6 кВ является характерным для наиболее массовых потребителей внутрицеховых сетей. При передаче и распределении энергии самый распространенный уровень напряжения в Беларуси 1-20 кВ с суммарной мощностью около 7,5 ГВА. Из-за большой степени износа сетей нарушается энергоснабжение потребителей. При регламентированном сроке службы трансформаторного оборудования 25 лет, реальный срок их работы составляет зачастую свыше 40 лет. Надежность электроснабжения определяется в существенной мере техническим уровнем трансформаторного оборудования. Очевидна необходимость планомерной замены стареющего трансформаторного оборудования, технического перевооружения и реконструкции сетей.

Преимущества сухих трансформаторов.

Структура энергоснабжения внутри большинства предприятий сформирована в советское время и содержит значительную долю масляных трансформаторов. Происходящая в последнее время перестройка производственных мощностей предприятий связана с заменой станочного парка, с переходом на новые энергосберегающие технологии и требует зачастую замены систем цехового энергоснабжения предприятий. Это и определяет потребность производства новых трансформаторов на напряжение 3-10 кВ мощностью до 1600 кВА.

Отказ от применения масляных трансформаторов и замена их на сухие дает возможность размещать понизительные трансформаторные пункты максимально близко к потребителям низкого напряжения. А это, даже при больших начальных капиталовложениях в сухие трансформаторы, позволяет экономить электроэнергию за счет снижения потерь в кабельных сетях низкого напряжения. Кроме того, нет необходимости в организации маслоприемника, снимаются количественные ограничения на расположение трансформаторов в одной камере, появляются более широкие возможности размещения трансформаторов по различным этажам здания. Это в какой-то степени отражает общую тенденцию распределения электроэнергии в сетях на более высоком уровне напряжений.

При сооружении новых распределительных сетей преимущества сухих трансформаторов становятся более очевидными. Их применение обеспечивает снижение затрат на строительство, поскольку:

- нет опасности утечки масла;
- обычно габариты и масса сухих трансформаторов меньше аналогичных по мощности масляных;
- сухие трансформаторы могут располагаться существенно ближе к потребителям, чем масляные.

Обычное промышленное использование трансформаторов характеризуется достаточно длительными нагрузками в течение рабочего дня с пиками потребления. Потери электроэнергии в трансформаторе под нагрузкой увеличиваются пропорционально квадрату тока и, следовательно, становится невыгодно использовать трансформаторы с большими перегрузками по току или при длительных режимах близких к номинальному. Это вызывает необходимость выбора трансформаторов с

запасом мощности 20-25%. В таком случае сокращается количество типоразмеров трансформаторов в сетях. А значит, в свою очередь, становятся проще организация резервирования питания потребителей, обслуживание и ремонт трансформаторов. В результате (и это становится особенно важным при росте стоимости электроэнергии),

Сухие трансформаторы по технологии "монолит".

На заводах Беларуси и СНГ была широко освоена для производства двигателей и сухих трансформаторов технология "монолит", которая достаточно хорошо себя зарекомендовала за многолетний период ее использования.

Электропрочность обмоток сухих трансформаторов обеспечивается применением соответствующей изоляции проводов. Механическая прочность конструкции достигается благодаря использованию бандажных лент, гарантирующих монолитность после пропитки лаками и последующим запеканием. Правда, после пропитки несколько снижается электропрочность изоляции, но из-за разнесения функций обеспечения изоляции и механической жесткости на разные материалы, такая технология дает возможность длительной эксплуатации оборудования при циклических тепловых нагрузках без снижения электрических характеристик изоляции.

Сухие трансформаторы с литой обмоткой.

В последнее время появились сухие трансформаторы с литой обмоткой. В них механическая жесткость конструкции обмотки обеспечивается технологией ее изготовления. Применение специальных наполнителей позволило существенно улучшить механические, теплопроводящие и противопожарные свойства трансформаторов с литой изоляцией.

Однако, поскольку масса изоляционного материала в конструкции литой обмотки существенно больше, а так же из-за имеющихся неоднородностей материала при вакуумной пропитке, увеличивается вероятность возникновения частичных разрядов.

Большая толщина изоляции создает определенные проблемы и с охлаждением обмотки высокого напряжения. Кроме того, чаще возникают механические напряжения в изоляции при перепаде температур обмотки и воздуха. Это особенно важно учитывать при работе в тяжелых климатических условиях и резко переменных нагрузках. При низких температурах окружающей среды (ниже -25°C) в изоляции на основе эпоксидных смол наблюдаются деструктивные изменения, что делает невозможным использование таких трансформаторов для работы в морозном климате.

Литая обмотка дает возможность в тех же габаритах получить трансформаторы для использования в сетях с более высоким уровнем напряжения. В будущем трансформаторы с такой технологией изготовления можно будет успешно применять при переходе распределения энергии на более высокий уровень напряжения 35 кВ.

Сухие трансформаторы с открытой обмоткой.

В отличие от трансформаторов с жидким диэлектриком или литой изоляцией, в сухих трансформаторах с открытой обмоткой, пропитанной под вакуумом полиэстерными смолами, частичные разряды не возникают из-за малой массы и толщины изоляции.

Изоляционные свойства проводников обмотки из стекло-шелка или номекса и твердые изоляционные материалы в виде специальных пресованных профилей (придающих одновременно и механическую жесткость конструкции) обеспечиваются изоляционные свойства трансформатора.

При использовании изоляционных профилей и высокопрочных изоляторов из фарфора, в конструкции трансформатора формируются вертикальные и горизонтальные каналы для охлаждения, что эффективно охлаждает обмотки.

Благодаря конвекционным потокам воздуха при охлаждении трансформатор устойчив к загрязнениям.

Слабая чувствительность изоляции к воздействию влаги и химическая инертность используемых материалов дают возможность использовать трансформаторы во влажных условиях и с химически агрессивной атмосферой. Высокие противопожарные свойства придает ему минимальное использование в конструкции горючих материалов.

Изоляционный цилиндр между обмотками обеспечивает надежную изоляцию между обмотками. Использование высокотемпературных изоляционных материалов и эффективное конвекционное охлаждение позволяют трансформаторам с сухой изоляцией работать при более высокой температуре, поэтому они оказываются меньше и легче трансформаторов с жидким диэлектриком.

Современные сухие трансформаторы обеспечивают уровень прочности изоляции такой же, как и трансформаторы с жидким диэлектриком, а по удобству в обслуживании и монтажу существенно их превосходят. Преимущества сухим трансформаторам дают новые изоляционные материалы, современные принципы конструирования и технологии изготовления.

Высокая механическая прочность гарантирует сейсмостойкость и вибрационную устойчивость этих аппаратов. Сухие трансформаторы с открытой обмоткой оптимальны для использования на атомных электростанциях и в подземных сооружениях, где необходима значительная устойчивость к вибрациям. Высокий уровень безопасности обеспечивает возможность использования таких трансформаторов с высокой рабочей температурой обмоток (класс Н 155 - 180 С) в районах высокого риска, в том числе в шахтах и взрывоопасных зонах.

Недостатки сухих трансформаторов.

Наряду с преимуществами по сравнению с масляными трансформаторами по условиям размещения имеется и недостаток. Перегрузочная способность «сухих» трансформаторов невелика и не превышает 5...10% в зависимости от времени перегрузки. Это вызывает необходимость установки «сухих» трансформаторов, рассчитанных на всю мощность нагрузки каждый. Соответственно в нормальном режиме установленная (трансформаторная) мощность используется неэффективно. Тем не менее «сухие» трансформаторы широко применяются при строительстве административных зданий, и их следует считать более предпочтительными, чем масляные трансформаторы.

Благодаря своим эксплуатационным качествам трансформаторы с сухой изоляцией постепенно должны заместить масляные трансформаторы внутрицеховых сетей.

УДК 621.311

Влияние ущерба от недоотпуска продукции на выбор потребителя-регулятора предприятия

Белько В.В.

Научный руководитель – АНИЩЕНКО В.А. д.т.н., профессор

Максимум получасовой средней электрической нагрузки промышленного предприятия может быть рассчитан статистическим методом по формуле [1]:

$$P_{max} = P_{cp} + \beta\sigma, \quad (1)$$

где P_{cp} – среднее значение получасовой нагрузки предприятия в часы максимумов нагрузки энергосистемы; β – статистический коэффициент, определяющий ширину коридора неопределенности значений получасового максимума; σ – среднеквадратичное отклонение получасовых нагрузок.

Для промышленных предприятий с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше в Республике Беларусь используется двухставочный тариф. В общем случае при двухставочном тарифе выбор параметров β и P_{max} осуществляется по критерию минимума изменения среднесуточных суммарных затрат предприятия за сутки [2, 3]:

$$\Delta Z = \Delta\Pi_{\Sigma} + C = \Delta\Pi_1 + \Delta\Pi_2 + \Delta\Pi_3 + C = \min, \quad (2)$$

где $\Delta\Pi_{\Sigma}$ – среднесуточное суммарное изменение платы предприятия, в т.ч. $\Delta\Pi_1$ – изменение платы за заявленную договорную мощность $P_3 = P_{max}$; $\Delta\Pi_2$ – изменение платы (штрафа) за превышение этой мощности; $\Delta\Pi_3$ – изменение платы за потребленную электроэнергию; C – стоимость продукции, недоотпущенной предприятием из-за оперативного принудительного ограничения получасового максимума нагрузки предприятия в часы пиков нагрузки энергосистемы.

В случае, когда предприятие не ограничивает свою нагрузку, имеем $\Delta\Pi_3=0$ и $C=0$. Тогда критерий (2) принимает вид:

$$\Delta Z_1 = \Delta\Pi_1 + \Delta\Pi_2 = \min. \quad (3)$$

Величина $\Delta\Pi_1$ находится следующим образом:

$$\Delta\Pi_1 = \frac{a}{n}(P_{max} - P_{cp}), \quad (4)$$

где a – основная (годовая) ставка двухставочного тарифа за один заявленный киловатт мощности в часы пиков нагрузки энергосистемы; n – число дней в году.

Величина $\Delta\Pi_2$ определяется с учетом штрафного коэффициента k_u за превышение заявленного максимума:

$$\Delta\Pi_2 = 2k_u \frac{a}{n} \rho(P > P_{max}) [P_{cp}^{yc} - P_{max}], \quad (5)$$

где $\rho(P > P_{max})$ – вероятность превышения текущей получасовой нагрузки P получасового максимума P_{max} ; P_{cp}^{yc} – среднее значение усеченной совокупности значений получасовой нагрузки, превышающих максимум.

При нормальном законе распределения нагрузки имеем [4]:

$$\rho(P > P_{max}) = \frac{1}{2} - \Phi(u), \quad (6)$$

где $\Phi(u)$ – интеграл вероятностей имеет вид:

$$\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^u e^{-\frac{t^2}{2}} dt, \quad u = \frac{P_{max} - P_{cp}}{\sigma}. \quad (7)$$

Величина P_{cp}^{yc} рассчитывается по формуле:

$$P_{cp}^{yc} = P_{cp} + \sigma^2 \varphi(u), \quad (8)$$

где $\varphi(u)$ – плотность одностороннего усеченного распределения:

$$\varphi(u) = \frac{1}{\sigma(1-\tau)} \varphi_n(u), \quad (9)$$

где $\varphi_n(u)$ – стандартизованная плотность нормального распределения:

$$\varphi_n(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}u^2}, \quad (10)$$

τ – степень усечения, т.е. часть исходного распределения нагрузки, отброшенная при усечении:

$$\tau = \frac{1}{2} + \Phi(u). \quad (11)$$

Если предприятие ограничивает свое электропотребление с помощью потребителей-регуляторов, то $\Delta\Pi_2=0$ и критерий оптимизации (2) принимает вид:

$$\Delta Z_2 = \Delta\Pi_1 + \Delta\Pi_3 + C = \min, \quad (12)$$

где $\Delta\Pi_3$ – суточное изменение платы за потребленную электроэнергию:

$$\Delta\Pi_3 = b \cdot \rho(P > P_{\max}) \cdot \Delta W_\Sigma, \quad (13)$$

где b – дополнительная ставка двухставочного тарифа; ΔW_Σ – суммарное суточное изменение электропотребления, определяемое следующим образом:

$$\Delta W_\Sigma = -\Delta W_1 + \Delta W_2 + \Delta W_3. \quad (14)$$

Составляющие суммарного изменения электропотребления:

ΔW_1 – среднесуточное снижение электропотребления за время ограничения утреннего и вечернего максимумов нагрузки, равное площади, ограниченной реализацией случайной функции $P(t)$ выше уровня P_{\max} :

$$\Delta W_1 = \frac{2\sigma}{\sigma_v} \sqrt{2\pi} \left(\sigma + 2\pi(1-\tau) \varphi_n(u) [P_{cp} - P_{\max}] \right), \quad (15)$$

где σ_v – среднеквадратичное значение производной получасовой нагрузки, определяется из выражения [5]:

$$\sigma_v = \sqrt{-\frac{d^2 K(v)}{dv^2} \Big|_{v=0}}. \quad (16)$$

Полагая получасовую нагрузку дифференцируемой случайной функцией с корреляционной функцией вида:

$$K(v) = \sigma^2 e^{-\alpha|v|} (1 + \alpha|v|), \quad (17)$$

получаем $\sigma_v = \sigma \cdot \alpha$.

ΔW_2 – дополнительные среднесуточные затраты электроэнергии на восстановление технологического процесса после окончания ограничений получасового максимума:

$$\Delta W_2 = d \cdot \Delta W_1, \quad (18)$$

где d – доля электроэнергии, которая расходуется на восстановление технологического процесса.

ΔW_3 – среднесуточное повышение электропотребления в часы провалов нагрузки, компенсирующее его снижение в часы пиков нагрузки с восполнением недоотпущенной продукции:

$$\Delta W_3 = k \cdot \Delta W_1, \quad (19)$$

где k – доля снижения электропотребления, которая компенсируется его повышением в часы провалов нагрузки с соответствующим восполнением недоотпущенной продукции.

Стоимость продукции, недоотпущенной за сутки из-за ограничения максимумов нагрузки, определяется с учетом удельного ущерба y для данного производства:

$$C = (1 - k) \cdot y \cdot \rho(P > P_{\max}) \cdot \Delta W_1. \quad (20)$$

Рассмотрим влияние ущерба от недоотпуска продукции на выбор потребителя-регулятора промышленного предприятия. Для этого определим суммарные затраты предприятия при отсутствии потребителей-регуляторов ΔZ_1 и при их наличии ΔZ_2 при вариации параметров y , d и k .

На рисунке 1 представлены результаты расчетов изменения суммарных затрат ΔZ_1 и ΔZ_2 при значениях основной ставки $a=244000$ руб./кВт, дополнительной ставки $b=188$ руб./кВт·ч, $n=365$ дней, $\sigma=200$ кВт, $k_u=10$, $k=0$, $\alpha=10^{-4}$ с⁻¹, в зависимости от параметров y и d .

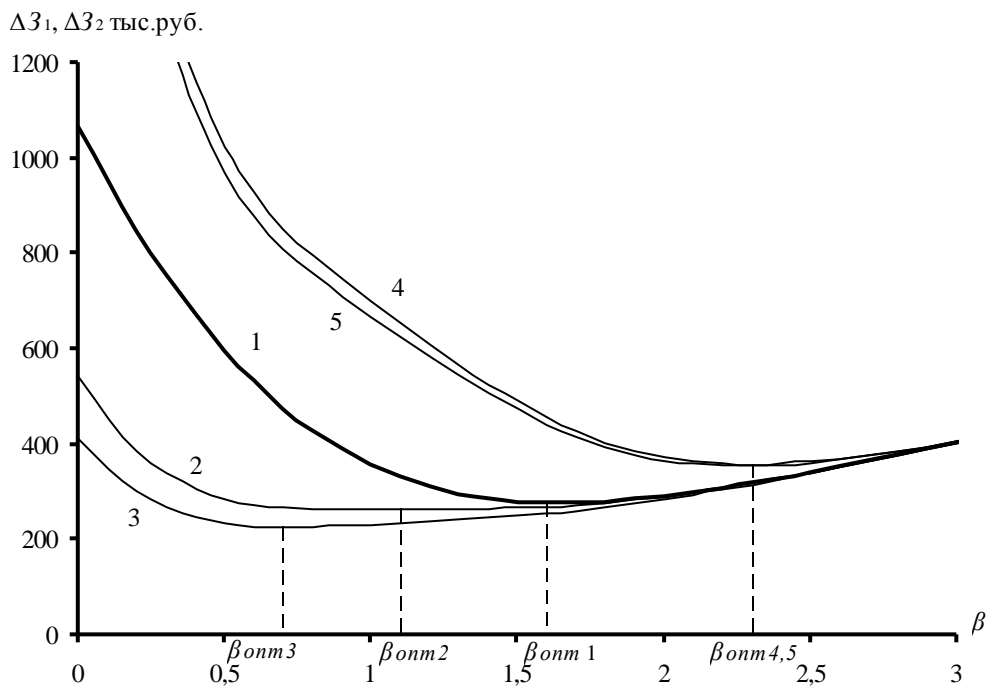


Рисунок 1. Суммарные затраты предприятия: 1 – ΔZ_1 ; 2,3 – ΔZ_2 при $y=200$ руб./кВт·ч и соответственно $d=0$, $d=0,5$; 4,5 – ΔZ_2 при $y=1500$ руб./кВт·ч и соответственно $d=0$, $d=0,5$.

Как видно из рисунка 1, с увеличением доли электроэнергии на восстановление технологического процесса d уменьшается оптимальное значение коэффициента β_{onm} и соответственно уменьшается значение суммарных затрат ΔZ_2 .

На рисунке 2 приводятся результаты расчетов суммарных затрат ΔZ_1 и ΔZ_2 в зависимости от параметров y и k (при $d=0,5$). Как видно из рисунка 2, с увеличением доли снижения электропотребления k уменьшается оптимальное значение коэффициента β_{onm} . Данные на рисунках 1, 2 позволяют предприятию принять решение о целесообразности использования потребителей-регуляторов в зависимости от параметров d и k .

На рисунке 3 представлены оптимальные значения статистического коэффициента β_{onm} при различных величинах d и k .

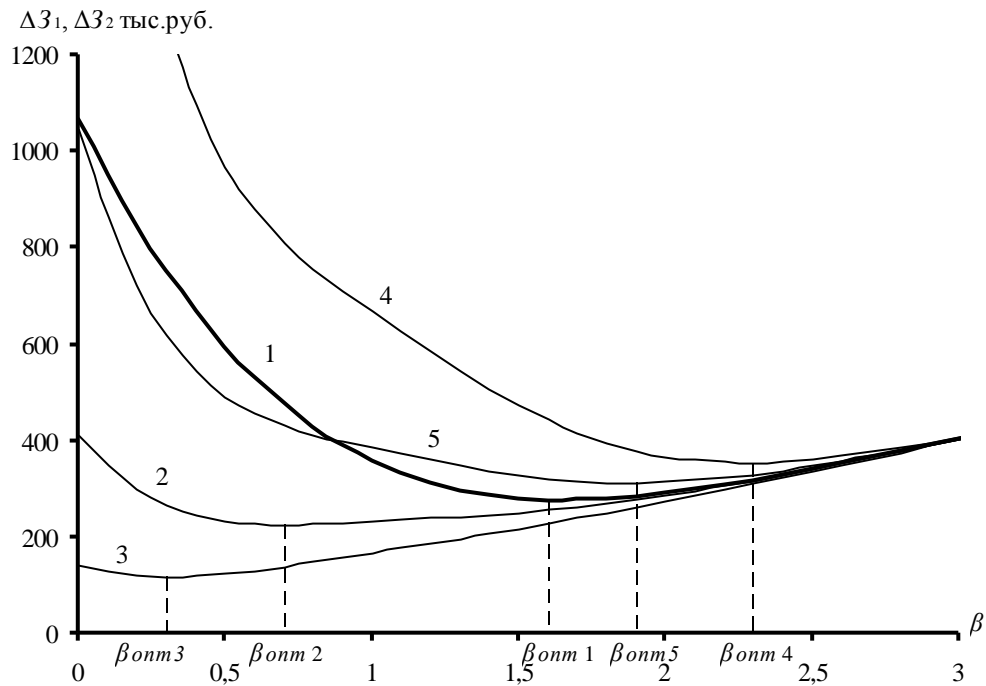


Рисунок 2. Суммарные затраты предприятия: 1 – ΔZ_1 ; 2,3 – ΔZ_2 при $y=200$ руб./кВт·ч и соответственно $k=0, k=0,5$; 4,5 – ΔZ_2 при $y=1500$ руб./кВт·ч и соответственно $k=0, k=0,5$.

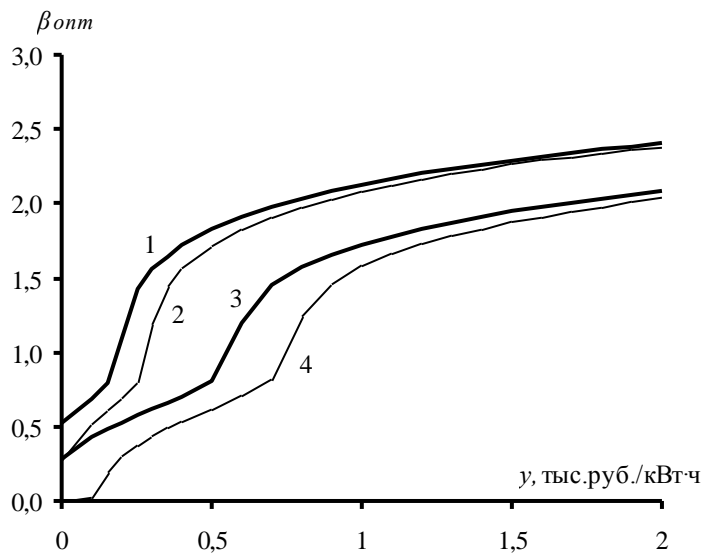


Рисунок 3. Оптимальный статистический коэффициент $\beta_{онм}$: 1 – при $d=0, k=0$; 2 – при $d=0,5, k=0$; 3 – при $d=0, k=0,5$; 4 – при $d=0,5, k=0,5$.

Согласно рисунку 3 при небольших значениях удельного ущерба y ($y \leq 0,5$ тыс. руб./кВт·ч) параметры d и k сильно влияют на величину $\beta_{онм}$, при увеличении y их влияние на $\beta_{онм}$ резко снижается.

Приведенная методика позволяет решать вопрос о целесообразности использования потребителей-регуляторов и определять величину $\beta_{онм}$ при их наличии.

Литература

1. Волобринский, С.Д. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С.Д. Волобринский, Г.М. Каялов, П.М. Клейн, Б.С. Мешель. – Ленинград: Энергия, 1971. – 264 с.
2. Белько, В.В. Определение получасового максимума нагрузки промышленного предприятия / В.В. Белько, В.А. Анищенко // Актуальные проблемы энергетики: Материалы 64-й научно-технической конференции студентов, магистрантов и аспирантов. – Мн.: БНТУ, 2009. – С. 184–186.

3. Анищенко, В.А. Оптимизация статистической оценки получасового максимума нагрузки промышленного предприятия / В.А. Анищенко, В.В. Белько // Энергетика – Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений. – 2009 . – №4. – С. 24–33.
4. Корн, Г., Корн, Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1968. – 720 с.
5. Свешников, А.А. Прикладные методы теории случайных функций. – М.: Наука, 1968. – 464 с.

УДК 621.32

Перспективы светодиодного освещения

Д. А. Гаврилович, О.Н. Перемотова

Научный руководитель: В.Б. КОЗЛОВСКАЯ, к.т.н., доцент.

В настоящее время появилась реальная перспектива широкого использования светодиодных источников света для организации внутреннего и наружного освещения, отличающихся по принципу действия и обладающих значительными достоинствами по сравнению с традиционными газоразрядными лампами.

В данный момент сконструированы светодиоды (СД) со световой отдачей более 80 лм/Вт, что приближается к значениям световой отдачи у наиболее экономичных люминесцентных ламп низкого давления [1].

Светодиод является полупроводниковым прибором, действие которого основано на явлении испускания фотонов, возникающем в области $p-n$ перехода. Излучающей основой являются гетероструктуры $InGaN/AlGaIn/GaN$, покрытые люминофором. Если к $p-n$ переходу приложить «прямое смещение», то через него потечет ток. После этого происходит рекомбинация носителей электрического заряда – электронов и «дырок», что способствует выделению энергии в виде излучения кванта света – фотона.

При включении СД в цепь необходимо соблюдать полярность. Включенное состояние он примет только при прямом включении, как показано на рисунке 2. При обратном включении СД «гореть» не будет. Более того, возможен выход из строя прибора при малых допустимых значениях обратного напряжения.

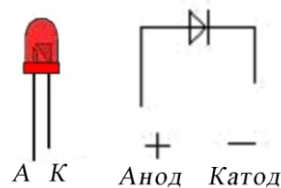


Рис. 1. Схема включения СД

Зависимости тока от напряжения при прямом (синяя кривая) и обратном (красная кривая) включениях показаны на вольтамперной характеристике СД [3]:

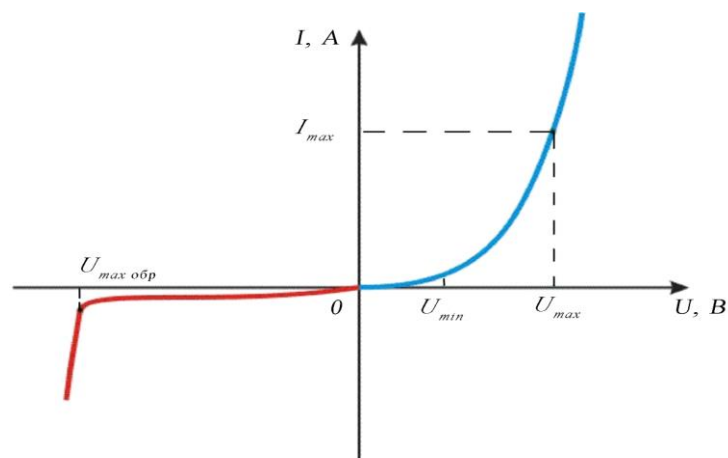


Рис. 2. Вольтамперная характеристика светодиода

Для каждого светодиода существуют допустимые максимальные (U_{max} и $U_{maxобр}$) и минимальное (U_{min}) значения напряжения питания, при котором наблюдается свечение светодиода. Чем выше напряжение, тем выше значение тока и тем выше яркость СД. Но при подаче напряжения свыше этих значений наступает электрический пробой, в результате которого СД выходит из строя. Диапазон питающих напряжений между U_{min} и U_{max} называется «рабочей» зоной.

Характер распределения света в пространстве в значительной степени определяется конструкцией светодиода. Узкая диаграмма направленности (рис. 3) обеспечивает большую силу света в осевом направлении, но небольшой угол обзора. При получении широкого угла обзора интенсивность излучения в осевом направлении снижается пропорционально углу излучения.

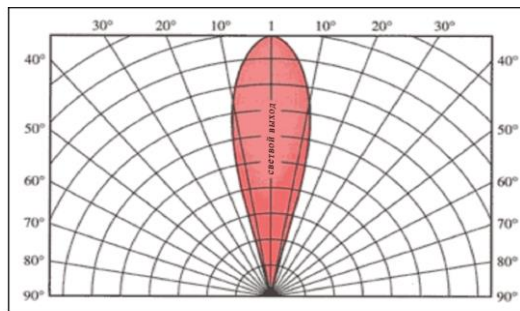


Рис. 3. Диаграмма направленности светодиодов

В системах освещения применяются мощные светодиоды, излучающие свет белого цвета. Существует три способа получения белого света от СД [4]. Первый – смешивание цветов по технологии *RGB* (с помощью трехполосных *Red-Green-Blue* люминофоров). На одной матрице плотно размещаются красные, голубые и зеленые СД, излучение которых смешивается при помощи оптической системы, например линзы. В результате получается белый свет. Второй способ: на поверхность СД, излучающего в ультрафиолетовом диапазоне, наносится три люминофора, излучающих, соответственно, голубой, зеленый и красный свет. И наконец, в третьем способе желто-зеленый или зеленый плюс красный люминофор наносятся на голубой СД, так что два или три излучения смешиваются, образуя белый или близкий к белому свет.

С появлением мощных белых СД стало возможным конструирование на их основе источников света для организации внутреннего и наружного освещения. Типичным примером мощного светодиода является *Lumileds K2*, конструкция которого представлена на рис. 4.

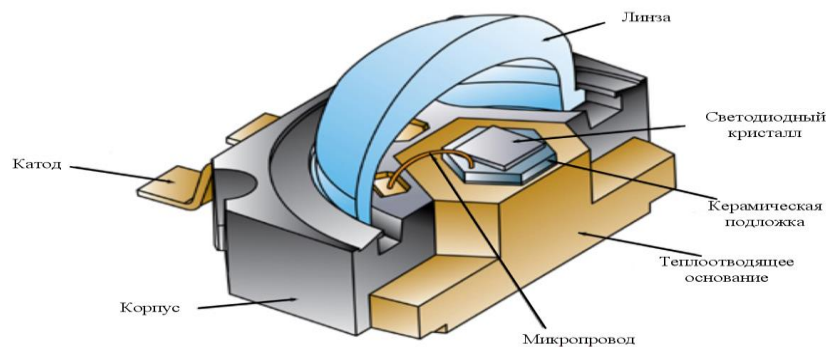


Рис. 4. Конструкции мощных светодиодов *Lumileds K2*

Светильник светодиодный подъездный 10 Вт (рис. 5) является одним из представителей светодиодных источников света для внутреннего освещения. Он предназначен для освещения предквартирных тамбуров, лестничных площадок жилых и административных зданий, а также для применения в качестве источников аварийного освещения. Этот светильник обеспечивает экономию электроэнергии и высокую надежность. Конструктивно содержит СД модуль и встроенный электронный балласт. Светодиодный модуль обеспечивает номинальное значение силы света 1500 мкд. Также данный светильник содержит встроенный фотоакустический датчик, обеспечивающий включение только при недостаточном освещении и внешнем шуме. За счет этого достигается существенная экономия электроэнергии [5].



Рис.5. Светильник светодиодный подъездный 10 Вт

В процессе конструирования световых приборов, предназначенных для работы с СД, разработчики сталкиваются с решением следующих задач.

Во-первых, питание светодиодов осуществляется на постоянном токе и низком напряжении. В частности, для СД *Luxion I* номинальный ток составляет 350 мА. Компанией *Philips* разработаны источники стабилизированного постоянного тока (драйверы) серии *Xitanium*, предназначенные для работы в установках внутреннего и наружного освещения, с выходной мощностью в диапазоне от 12 Вт до 80 Вт.

Во-вторых, необходимо решить проблему отвода от СД избыточного тепла. При перегреве СД снижается их световой поток, меняется цвет излучения, резко сокращается срок службы. Для каждого типа СД существует предельная температура области *p-n*-перехода. В частности, для СД *Luxion I* она составляет 130 °С. Тепловая проблема решается уже при конструировании самого СД. Но и при разработке светильника решение задачи обеспечения оптимального теплового режима СД продолжается [6].

В-третьих, необходимо создать так называемое вторичное оптическое устройство, нужным образом перераспределяющее световой поток СД.

В-четвертых, поскольку одиночные СД имеют невысокий световой поток, для получения требуемых светотехнических характеристик светового прибора необходима интеграция в одной конструкции нескольких (от одного до нескольких десятков) СД. При этом обязательным является их соответствие требованиям по электро- и пожаробезопасности, защите от проникновения посторонних предметов, пыли и влаги, удобству монтажа и обслуживания.

Рассмотрим основные достоинства и недостатки СД. К несомненным их достоинствам следует отнести следующие:

- СД не имеют никаких стеклянных колб и нитей накаливания, что обеспечивает высокую механическую прочность и надежность (ударная и вибрационная устойчивость);
- СД не содержат экологически вредных веществ (ртути, газа и т.д.);
- отсутствие разогрева и высоких напряжений гарантирует высокий уровень электро- и пожаробезопасности;
- безынерционность делает СД незаменимыми, когда требуется высокое быстроедействие;

- небольшие габаритные газмеры;
 - долговечность (срок службы может достигать 100 тысяч часов);
 - относительно низкий потребляемый ток и электропотребление;
 - большое разнообразие цветов излучения;
 - возможность регулирования светового потока;
 - СД излучает свет в узкой части спектра, его цвет чист, что особенно ценят дизайнеры, а УФ- и ИК-излучения, как правило, отсутствуют.
- Существенными недостатками СД являются:
- достаточно высокая стоимость;
 - малый световой поток от одного элемента;
 - деградация параметров СД со временем.
 - повышенные требования к питающему источнику.

Выводы:

1. Светодиоды являются более эффективными источниками светового излучения, чем традиционные источники света. Они также обладают высокой механической прочностью и длительным сроком службы.
2. За последние несколько лет в высокоразвитых странах светодиоды вышли на ведущие позиции при производстве светотехнических изделий для внутреннего и внешнего освещения, что говорит об их высокой энергоэффективности и экономической выгодности.
3. Многообразие цветовой гаммы светодиодов все больше и больше делает их конкурентоспособными на рынке светодизайна.
4. По мере развития технологии производства СД и снижения их стоимости можно прогнозировать широкое использование СД в системах освещения.

Литература:

4. Козловская В.Б., Радкевич В.Н., Сацукевич В.Н. Электрическое освещение: справочник. – 2-е изд. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 271 с.
5. Светодиоды (LEDs) все еще популярны и продолжают совершенствоваться Часть 2 // Журнал о больших светодиодных экранах (интернет-журнал) [Электронный ресурс]. – 2003. - №7. – Режим доступа: http://www.screens.ru/rus/atv_systems_magazine/2003/7.htm – Дата доступа: 22.03.2009.
6. Светодиоды и их применение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: – <http://chem.net/beginner/beginner54.php> – Дата доступа: 22.03.2009.
7. Светодиодная технология [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ledlight.com.ua/technology.html> – Дата доступа: 22.03.2009.
8. Барковский В.Д., Лякишева И.В., Степанов В.Н. Светильники со светодиодами и их применение. – «Светотехника», 2007. №3. – с. 27 – 32.
9. Rainbow technologies. Энергосберегающее освещение компоненты и изделия: справочник. – Минск, 2008. – 33 с.

УДК 621.318

Моделирование электрической дуги в контакторе постоянного тока с применением ПЭВМ

Белько В.В., Хверось А.Ю.

Научный руководитель – Сацукевич В.Н. к.т.н., доцент.

Электромагниты являются неотъемлемой частью электрических аппаратов. Особой областью применения электромагнитов являются электромагнитные механизмы. В них электромагниты используются в качестве привода для осуществления необходимого поступательного перемещения рабочего органа или поворота в пределах ограниченного угла, или для создания удерживающей силы. Примером подобных электромагнитов являются тяговые электромагниты, предназначенные для совершения определенной работы при перемещении тех или иных рабочих органов; электромагнитные замки; электромагнитные муфты сцепления и торможения; электромагниты, приводящие в действие контактные устройства в реле, контакторах, пускателях, автоматических выключателях; подъемные электромагниты; электромагниты вибраторов и т.п.

При работе коммутационных электрических аппаратов между их контактами может возникать электрическая дуга. Она усиливает износ контактов. По этой причине повышаются требования к материалам аппаратов и, соответственно, стоимостные показатели. При проектировании контактора возникает необходимость расчёта дугогасительного устройства (ДУ).

Одним из способов гашения дуги постоянного тока является её увеличение под воздействием магнитного поля до длины больше критической. При этом выполняется основное условие гашения дуги:

$$U_d > U_c - I \cdot R, \text{ где}$$

U_d - падение напряжения на дуге;

I - ток в цепи дуги, А;

R - активное сопротивление цепи между входными контактами аппарата, Ом;

U_c - напряжение коммутируемой цепи, В.

Электрическая дуга является своеобразным проводником с током, который может взаимодействовать с магнитным полем. Сила взаимодействия между током дуги и магнитным полем вытягивает дугу, создаётся так называемое магнитное дутьё. Контактёр постоянного тока содержащий ДУ с магнитным дутьём, создаваемым катушкой, включённой последовательно с дугой показан на рисунке 1.

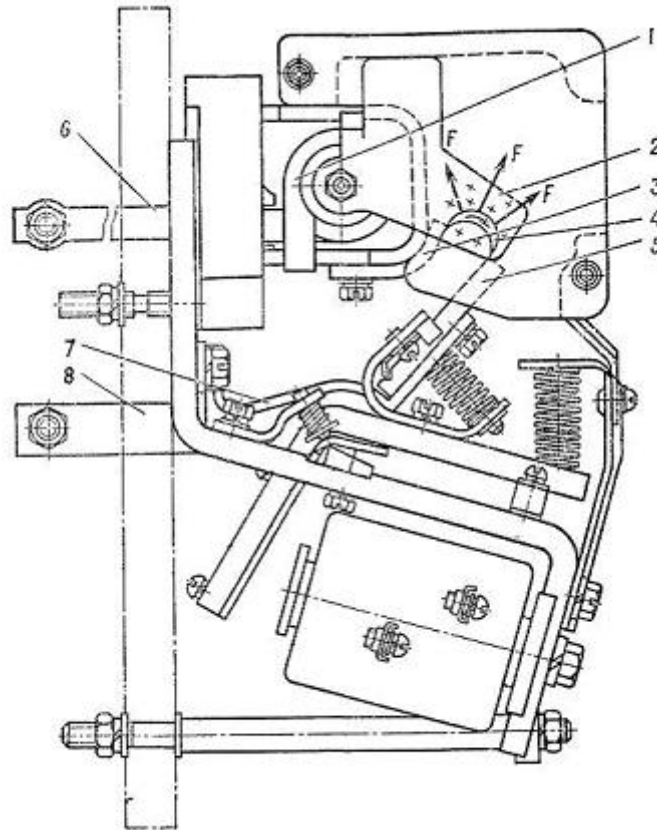


Рисунок 1. Контактор постоянного тока

Магнитное поле создаётся дугогасительной катушкой 1, включённой последовательно с коммутируемой цепью. Внутри катушки 1 размещён сердечник, соединённый с ферромагнитными полюсами в виде пластин 2. При протекании тока по катушке создаётся магнитное поле, направление которого указано крестиками. Это поле воздействует на дугу с силой F , направление которой указано стрелками. Ток протекает от входного контакта 6 по катушке 1, далее от неподвижного контакта 3 по электрической дуге 4 к подвижному контакту 5, гибкой связи 7 и выходному контакту 8. При размыкании контактов 3 и 5 между ними возникает сначала жидкий металлический мостик, а затем дуга 4. Магнитное поле, создаваемое катушкой, имеет напряжённость:

$$H = \frac{I \cdot w}{L}, \text{ А/см, где}$$

w - число витков дугогасительной катушки;

L - длина магнитной силовой линии, по которой замыкается поток дугогасительной катушки, см.

Скорость движения средней точки дуги можно вычислить по формуле [2]:

$$V_d = 41,2 \cdot \sqrt[3]{\frac{H^2 \cdot I}{(1 + 0,4 \cdot H^{0,3})^2}}, \text{ см/с.}$$

В процессе движения ствол дуга изменяет свою толщину. Зависимость диаметра дуги от скорости её движения и от силы тока отражает следующая формула [2]:

$$d_d = 1,12 \cdot \sqrt{\frac{I}{V_d + 20}}, \text{ см.}$$

Вытягивание дуги под действием магнитного дутья в момент времени t отражает величина H_d [2]:

$$H_{\partial(t)} = H_{\partial(t - \Delta t)} + V_{\partial(t)} \cdot \Delta t, \text{ см, где}$$

Δt - контрольный промежуток времени, с;

$H_{\partial(t - \Delta t)}$ - значение величины H_{∂} в момент времени $t - \Delta t$, см.

На основании вышеизложенных формул и на базе существующей компьютерной программы по расчёту магнитной системы контактора Contactor v3.0, была создана новая версия программы Contactor v.4.0. Данная программа позволяет смоделировать работу ДУ. Создан алгоритм, по которому определяются геометрические параметры (см. рис. 2) и существование дуги в произвольный момент времени. Погасание дуги происходит при достижении ею некоторой критической длины. Эта длина для токов до 100А может быть определена по эмпирической формуле [2]:

$$L_{\partial,кр} = 0,0042 \cdot U_{om} \cdot \sqrt{I_{om}}, \text{ см.}$$

Пользователь имеет возможность изучить процесс гашения дуги в динамике или ступенчато "подвигать" контакты. Это позволяет точно определить раствор контактов, необходимый для успешного дугогашения при заданных параметрах всей системы. Программа создана на языке программирования Visual Basic 6.0 для Windows 95/98 и выше. Представленная вашему вниманию версия продукта имеет удобный и красочный интерфейс, встроенную систему подсказок (по нажатию F1), поддерживает "горячие" клавиши. Программа разрабатывалась так, чтобы её пользователь имел возможность управления как при помощи компьютерной мыши, так и непосредственно с клавиатуры, производя при этом минимальное число нажатий.

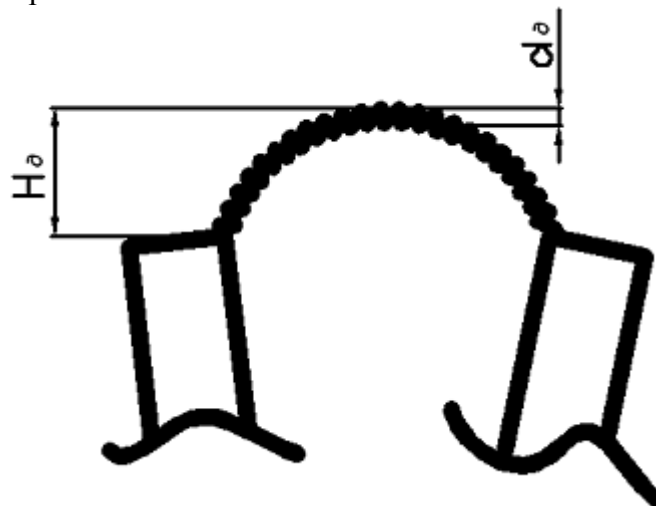


Рисунок 2. Геометрические параметры дуги

Чем больше ток, тем больше требуется длина дуги для её гашения. В процессе исследования дуги с использованием программы Contactor v.4.0 было замечено, что при малых токах около 5А дугу условия гашения дуги наихудшие. Это объясняется тем, что при малых токах используемая система последовательного включения дугогасительной катушки с дугой не создаёт достаточно сильного магнитного поля, необходимого для магнитного дутья. Однако при больших значениях тока (свыше 70А) магнитное поле быстро вытягивает дугу до критической длины, тем самым обеспечивая её погасание. Это способствует уменьшению износа рабочих поверхностей контактов.

Достоинство ДУ с последовательно включённой катушкой заключается в том, что при изменении направления тока меняет знак и магнитное поле. Сила, действующая на дугу, не изменяет своего направления. Ещё одним достоинством данной схемы является то, что через катушку проходит номинальный ток контактора. Катушка выполняется из провода большого сечения и падение напряжения на ней составляет доли вольта.

Наряду с достоинствами ДУ с последовательной катушкой имеют и недостатки. Это - недостаточно надёжное гашение дуги при малых токах (5-7А), большая затрата меди, нагрев контактов за счёт тепла в дугогасительной катушке.

Литература

1. Сливинская А.Г. Электромагниты и постоянные магниты: Учебное пособие для студентов вузов. М.: Энергия, 1972 – 248с.
2. Сахаров П.В. Проектирование электрических аппаратов (Общие вопросы проектирования): Учебное пособие для студентов электротехнических вузов. М.: Энергия, 1971 – 560с.
3. Чунихин А.А. Электрические аппараты (общий курс): Учебник для энергетических и электротехнических институтов и факультетов. М.: Энергия, 1975 – 648с.

УДК 621.313

Эффективность и перспективы строительства когенерационных установок

Хверось А.Ю.

Научный руководитель – д. т. н., профессор Анищенко В.А.

Республика Беларусь импортирует более 80% всех энергоресурсов при высоких мировых ценах на них. В связи с этим, [1] обязывает потребителей топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), независимо от форм собственности, рационально использовать ТЭР. Для снижения энергопотребления необходимо идти по пути рационализации энергетической системы предприятий, повышения энергетической эффективности отдельных агрегатов, более широкого использования вторичных энергоресурсов. Также необходимо создавать и внедрять в энергетике новые технологии. Одной из новых быстро развивающихся технологий является когенерация.

Суть когенерации заключается в производстве двух или более форм полезной энергии из единственного первичного источника. Таким образом, основным принципом когенерации является максимальное использование энергии первичного топлива (например, тепловой энергии, которая раньше выбрасывалась в атмосферу). Общий КПД электрической станции в режиме когенерации составляет 80-95% [2,3].

Теплофикационная (на Западе — когенерационная) технология энергообеспечения сегодня является одним из основных путей эффективного энергосбережения, принятым во всех развитых промышленных странах. В теплофикации последнего времени получило бурное развитие новое направление на основе применения газотурбинных и газомоторных установок в качестве высокотемпературных надстроек к теплогенерирующим и теплотехнологическим мощностям. Такие установки превосходят по эффективности паротурбинные, что и объясняет интерес к ним в мире. В качестве подтверждающего примера достаточно привести Германию, которая в настоящее время имеет когенерационные мощности только на базе газопоршневых двигателей внутреннего сгорания суммарной мощностью более 7 тыс. МВт, т.е., образно говоря, имеет электрические когенерационные мощности по величине сравнимые со всей Белорусской энергосистемой. В США- мировом лидере по производству и потреблению электроэнергии на душу населения- принят закон, стимулирующий подобные работы, считающийся наиболее удачным энергетическим законом за всю историю США. Этот закон привел к тому, что за очень небольшой срок в этой самой электропроизводящей стране мира доля когенерационных мощностей достигла 30%. На государственном уровне в США принята программа дальнейшего развития мини- и малых ТЭЦ (распределенных энергоисточников). Россия еще в 1924 году предложила и воплотила впервые в мире идею комбинированного производства тепловой и электрической энергий. Закупая нефть по низким ценам, США эту идею игнорировали до энергетического кризиса 1973 г., когда мировые цены на нефть были повышены в 4-5 раз.

Рост когенерации в Европейском Союзе характеризуется крайним разнообразием и в масштабах и в сущности развития. Разнообразие объясняется различиями в истории, политических приоритетах, природных ресурсах, культуре и климате стран Союза, а также тесной связью когенерации со структурой и активностью рынка электроэнергии каждой конкретной страны.

Когенерация со временем все активней и активней внедряется практически всеми развитыми и активно развивающимися странами мира. Например, в США

принята программа, целью которой является удвоение к 2010 году существующих мощностей когенерации по сравнению с уровнем 1998 года. Согласно Cogen Europe (Европейской Ассоциации Когенерации), доля когенерации в производстве электроэнергии будет расти. Прогноз доли когенерации в производстве электроэнергии на 2010 год представлен на рисунке 1.

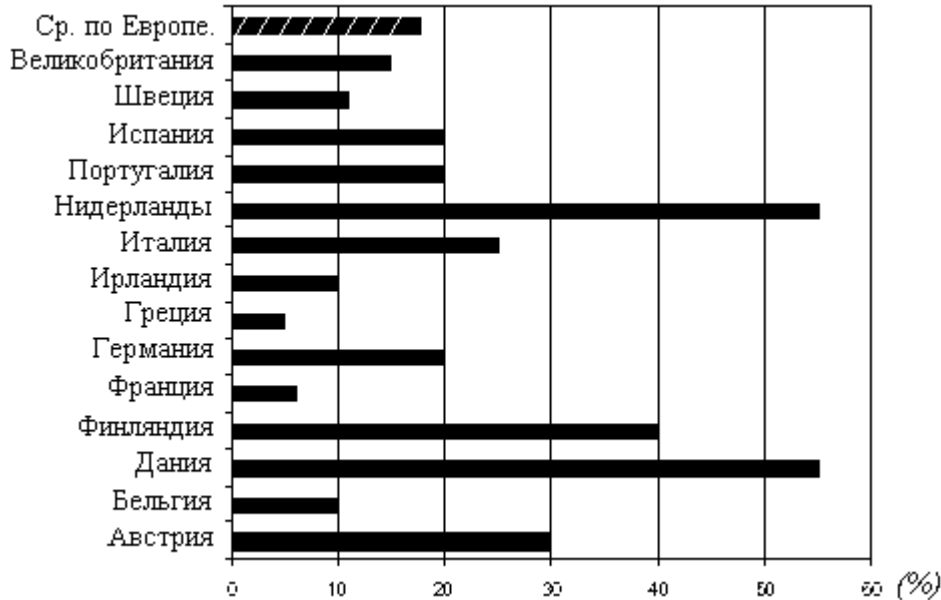


Рисунок 1. Прогноз доли когенерации на 2010 год

Недостатком существующих паротурбинных ТЭЦ в Белоруссии является использование морально и физически устаревшего оборудования и самих технологий. Вместе с тем, надо максимально использовать существующие теплофикационные ТЭЦ и, по возможности, сохранять их нагрузку. Любой отказ от использования тепловых мощностей существующих ТЭЦ должен быть обоснован.

На базе когенерационной технологии создаются мини-электростанции – мини-ТЭЦ. Эта электростанции представляют собой малые ТЭЦ, вырабатывающие одновременно тепловую и электрическую энергию. Технология когенерации позволяет получить более высокие значения КПД за счёт снижения потерь энергии. Ведь мини-ТЭЦ располагается в непосредственной близости к потребителю, а значит, отсутствуют те десятки процентов потерь, которые появляются при передаче тепла и электричества на дальние расстояния (как, например, от обычной ТЭЦ). Эффективность когенерационной технологии отражает таблица 1.

Таблица 1. Сравнение обычной энерготехнологии с когенерацией

Станция	Вырабатываемая энергия	КПД	
Раздельное производство тепловой (ТЭ) и электроэнергии (ЭЭ)			
КЭС	электрическая	29%	53,5%
Котельная	тепловая	78%	
Комбинированное производство ТЭ и ЭЭ на традиционных ТЭЦ			
ТЭЦ	электрическая + тепловая	61%	

Комбинированное производство ТЭ и ЭЭ на когенерационных установках		
Мини-ТЭЦ	электрическая + тепловая	88%

Таким образом, традиционные ТЭЦ и мини-ТЭЦ эффективней КЭС за счёт комбинированного производства электроэнергии и тепла, что позволяет увеличить эффективность использования первичного топлива. Значительное увеличение КПД производства энергии в масштабе страны кардинально снижает потребление природного газа, что обеспечивает следующие преимущества:

- уменьшение затрат на импорт газа;
- меньшие требования к газовой инфраструктуре.

Мини-ТЭЦ имеют следующие преимущества над обычными ТЭЦ большой мощности:

1. Более высокий КПД (до 88%) достигаемый за счёт более полного сжигания топлива, а также более глубокой утилизации тепла, получаемого при сгорании топлива и работе электрогенератора. Широко используемые в мини-ТЭЦ газопоршневые установки имеют примерно в 1,5 раза больший КПД, чем паротурбинные установки, используемые на традиционных ТЭЦ.

2. В несколько раз меньшие потери в электрических и тепловых распределительных сетях, поскольку мини-ТЭЦ располагаются в непосредственной близости от потребителей.

3. Повышенная надёжность снабжения электрической и тепловой энергией, т.к.:
а.) при аварии в энергосистеме обеспечивается автономная работа части или всех потребителей;

б.) тепло- и электропередающая сети имеют меньшую протяжённость и вероятность повреждения этих сетей значительно меньше.

4. Применение разнообразных топлив (см. таблицу 2).

Таблица 2. Анализ работы различных двигателей

Двигатель	Используемое топливо	Диапазон мощностей (МВт*э)	Отношение тепло : электроэнергия	КПД эл.	КПД общий
Паровая турбина	любое (в т.ч. газы мусорных свалок, сточных вод, пиролизный газ и др.)	1 — 1000+	3:1 — 8:1	10-20%	до 80%
Газовая турбина	газ, биогаз, дизельное топливо, керосин, мазут, пропан-бутан	0.25 — 300+	1.5:1 — 5:1	25-42%	65-87%
Парогазовая установка	газ, биогаз, дизельное топливо, керосин, мазут, пропан-бутан	3 — 300+	1:1 — 3:1	35-55%	73-90%

Поршневой двигатель с воспламенением от сжатия (дизель)	газ, биогаз, дизельное топливо, керосин, мазут	0.2 — 20	0.5:1 — 3:1 Вариант по умолчанию: 0.9-2	35-45%	65-90%
Поршневой двигатель с воспламенением от искры	газ, биогаз, керосин	0.003 — 6	1:1 — 3:1 Вариант по умолчанию: 0.9-2	35-43%	70-90%

5. Экологические выгоды. Когенерация, используя первичное топливо в два-три раза эффективней традиционной энергетики, снижает выбросы загрязняющих веществ (оксида азота, двуокиси серы и летучих органических соединений) в 2-3 раза, в зависимости от конкретного случая. Также экологическая выгода будет в том, что свалки больших городов и очистные сооружения городской канализации при утилизации метана в малых и средних системах когенерации дадут не только дополнительную электроэнергию городу, но и примерно в 20 раз уменьшат загрязнение атмосферы по сравнению с его сжиганием.

6. Эффективное развитие оборудования и его высокое качество за счёт высокой конкуренции производителей мини-ТЭЦ.

7. Стратегическая безопасность. В разрезе борьбы с международным терроризмом: множество малых станций существенно менее уязвимы для террористических атак, чем одна крупная электростанция.

На основании вышеизложенных данных можно сделать выводы, что в Республике Беларусь вполне может развиваться малая энергетика при научном подходе к обоснованию предельных затрат, удельных капитальных вложений, удельного расхода топлива на выработку одного кВт·ч электроэнергии и одной Гкал тепла, а также других показателей. Препятствиями для внедрения когенерационных технологий энергообеспечения предприятий являются требуемый объём инвестиций и отсутствие комплекса нормативно-правовой базы. Вместе с тем в рамках существующих энерготехнологий и структуры промышленного производства этот путь остаётся одним из немногих, если не единственным, обеспечивающим требуемое от энергетических служб снижение удельного энергопотребления и, главное, улучшение финансового состояния предприятий [4,5].

Литература

1. Закон Респ. Беларусь «Об энергосбережении» - Минск: ООО «ЮрСпектр»; Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. - 2006.
2. Мини-электростанции выходят в лидеры // Электроэнергетика – 2008. - №6. – С. 42-45.
3. Сысоева, С. Превращение в мини-ТЭЦ состоялось! // Энергетика Беларуси. – 2009. – №2(164). - С. 1-2.
4. Романюк, В.Н. Теплотехнологические системы преобразования вещества как база интенсивного энергосбережения // Главный энергетик. – 2008. - №2. - С. 8-12.
5. Ковалёв, Л.И. Выбор критерия эффективности при строительстве мини-ТЭЦ // Энергоэффективность. – 2008. - №3. – С. 10-12.

УДК 620.97

Перспективы развития солнечной энергетики в Республике Беларусь

Немкович А.С.

Научный руководитель Олешкевич М.М., к.т.н., доцент

Цель этой работы – получить приближенные значения некоторых технико-экономических показателей солнечной энергоустановки в климатических условиях РБ, и на основании полученных значений дать оценку экономической целесообразности использования такой установки в РБ.

Итак, солнечная электрическая станция (СЭС) – это установка для превращения солнечной энергии в электроэнергию [3]. По конструкции СЭС делятся на установки башенного и модульного типов. В СЭС башенного типа вся солнечная радиация, попадающая на отражающие элементы, концентрируется на одном тепловом приемнике. Модульные же системы компонуются из множества элементов, причем каждый содержит в себе и отражатель, и тепловой приемник. Все модули соединены между собой.

В ходе работы будут рассматриваться 3 типа СЭС:

- башенная СЭС термодинамического цикла;
- модульная СЭС термодинамического цикла;
- фотоэлектрическая СЭС;

Последний тип СЭС отличается от предыдущих тем, что выработка электроэнергии осуществляется по средствам прямого превращения, т.е. в процессе отсутствует рабочее тело, состояние которого периодически меняется при контакте с источниками имеющими различные температуры.

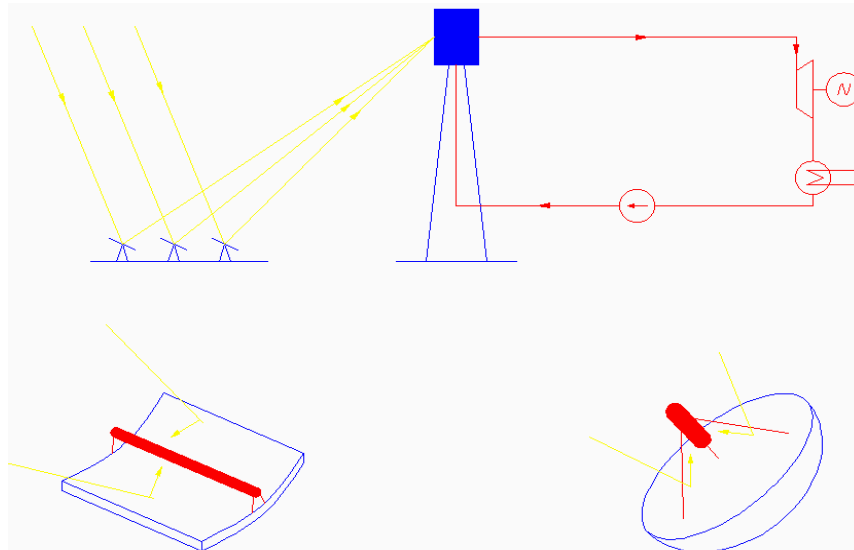


Рис.1 Схема башенной СЭС и некоторые возможные конфигурации концентраторов модульных СЭС.

Первым рассматриваемым показателем будет *срок окупаемости капитальных затрат*. При его расчете учтем стоимость потерь электроэнергии, ежегодные амортизационные отчисления и расходы на технический ремонт и обслуживание объекта. В общем виде выражение можно записать:

$$\tau = \frac{K + I}{C_w \cdot W}, \quad (1)$$

где K - капитальные затраты на объект;

I - ежегодные издержки;

C_w - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии;

W - электроэнергия, выработанная установкой:

$$W = S_0 \cdot \eta_{np} \cdot \sum_{i=1}^{12} H_i \cdot k_{Ti}, \quad (2)$$

где S_0 - рабочая поверхность приемника;

η_{np} - КПД преобразования солнечной энергии в электроэнергию;

k_{Ti} - среднее значение индекса ясности для i -го месяца;

H_i - среднее значение месячной облученности за i -й месяц – полная энергия солнечного излучения, которая приходится на единицу поверхности за месяц [2]:

$$H_i = \frac{2 \cdot N_i}{\pi} \cdot G_{\max_i} \cdot k_i, \quad (3)$$

где k_i - количество суток в i -м месяце;

N_i - средняя продолжительность светового дня i -го месяца:

$$N_i = 0,133 \cdot \arccos(-\operatorname{tg}(\varphi) \cdot \operatorname{tg}(\delta_i)),$$

(4)

δ_i - угол склонения Солнца в i -й расчетный период;

φ - географическая широта рассматриваемой местности;

G_{\max_i} - максимальное значение плотности потока солнечного излучения i -го месяца.

Плотность потока солнечного излучения в различные времена года в практически ясные дни приблизительно можно аппроксимировать функцией вида (рис.2) [1]:

$$G_i = G_{\max_i} \cdot \sin\left(\pi \cdot \frac{t}{N_i}\right), \quad (5)$$

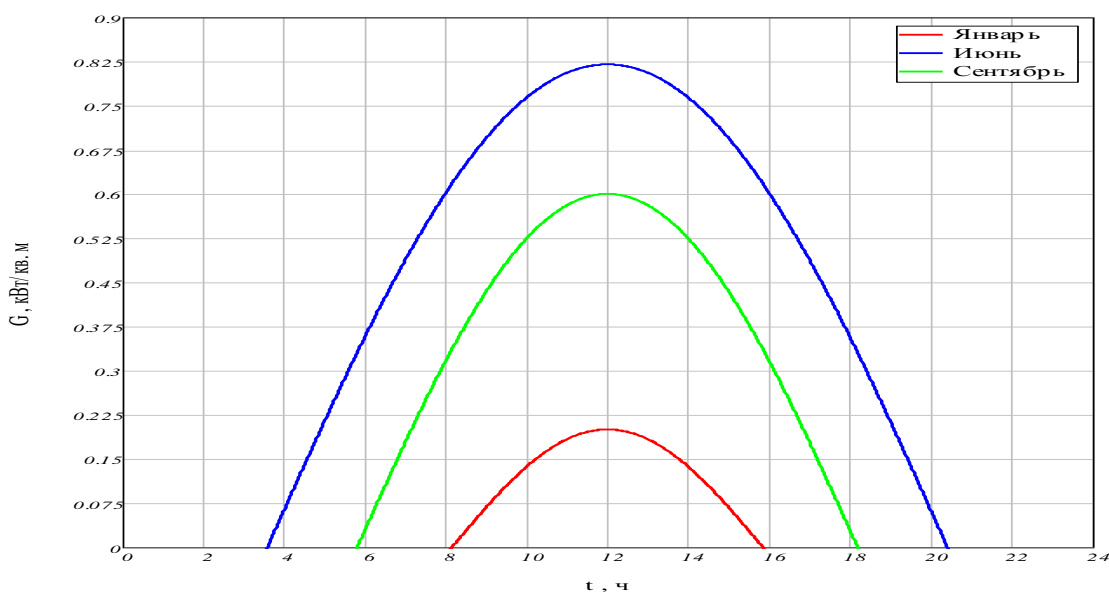


Рис.2 Облученность горизонтальной поверхности (ясный день)
Преобразовав выражение (1), получим:

$$\tau = \frac{C_K \cdot P_H + (p_a + p_{про}) \cdot C_K \cdot P_H + \Delta W \cdot \beta}{C_W \cdot W}, \quad (6)$$

где C_K - удельные капитальные затраты на 1 кВт установленной мощности;

$p_a, p_{про}$ - коэффициенты учитывающие ежегодные амортизационные отчисления и отчисления на технический ремонт и обслуживание объекта;

$\Delta W \cdot \beta$ - стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии;

P_H - номинальная мощность установки:

$$P_H = G_{\max} \cdot K_{T\max} \cdot S_0 \cdot \eta_{пр}, \quad (7)$$

В результате расчета согласно (1) - (7) были получены следующие результаты:

А) для башенной СЭС: $\tau_1 = 17,8$ лет ;

Б) для модульной СЭС: $\tau_2 = 20,8$ лет ;

В) для фотоэлектрической СЭС: $\tau_3 = 29,7$ лет ;

Нормативный срок окупаемости определяется, как:

$$\tau_{норм} = \frac{1}{p_n} = \frac{1}{0,12} \approx 8,3 \text{ года}, \quad (8)$$

где p_n - коэффициент выгодности затрат, можно принять равным 0,12 [4];

Также в результате расчета были построены кривые – зависимости срока окупаемости от различных параметров. Зависимость срока окупаемости установки, к примеру, от стоимости 1 кВт·ч электроэнергии выглядит следующим образом:

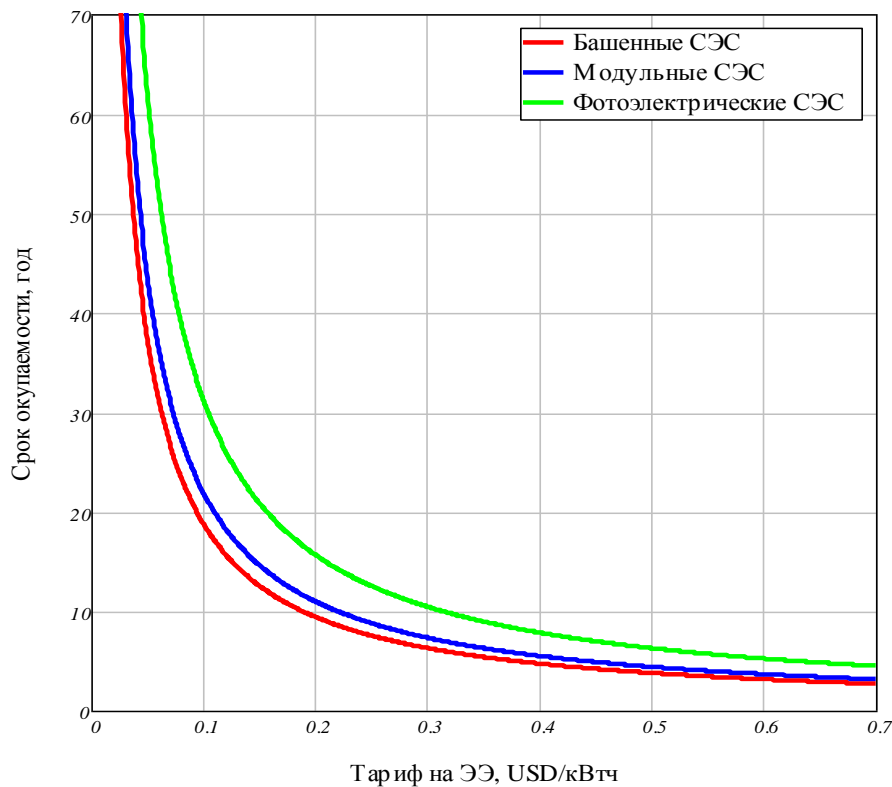


Рис.3 Зависимость срока окупаемости установки от тарифа на электроэнергию

Рассмотрим следующий показатель - *себестоимость* полученной электроэнергии. В общем виде себестоимость выражается, как:

$$C_e = \frac{I}{W}, \quad (9)$$

Преобразуя (9), получим выражение:

$$C_e = \frac{(p_a + p_{mpo}) \cdot C_K \cdot P_H + \Delta W \cdot \beta}{W}, \quad (10)$$

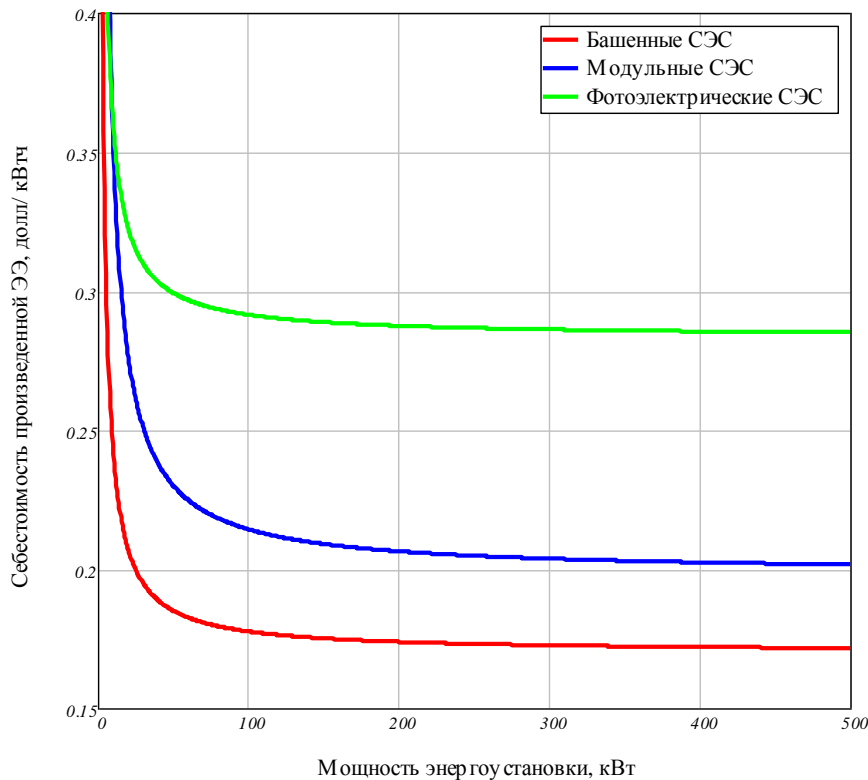
Используя (2)-(5), (7), (10), были получены следующие результаты:

А) для башенной СЭС: $C_{e1} = 0,18 \frac{USD}{кВт \cdot ч}$;

Б) для модульной СЭС: $C_{e2} = 0,21 \frac{USD}{кВт \cdot ч}$;

В) для фотоэлектрической СЭС: $C_{e3} = 0,29 \frac{USD}{кВт \cdot ч}$;

Зависимость срока себестоимости вырабатываемой электроэнергии от мощности установки выглядит следующим образом:



Вывод: исходя из полученных результатов расчета, можно судить о том, что при современных ценах на электроэнергию и энергоресурсы использование СЭС в белорусской энергосистеме экономически не обосновано, но в виду стремительного роста цен и снижения величины затрат на единицу установленной мощности СЭС, такое использование может стать эффективным уже в обозримом будущем.

Литература

1. Олешкевич М.М. Нетрадиционные источники энергии: Учеб.-метод. пособие для студ. / М.М. Олешкевич, Ю.А. Лосюк. – Мн.: БГПА, 2001. – 128 с.

2. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.: ил.
3. Лосюк Ю.А. Нетрадиционные источники энергии: учебно пособие / Ю.А. Лосюк, В.В. Кузьмич. – Мн.: УП «Технопринт», 2005. – 234 с.
4. Системы солнечного тепло- и хладоснабжения / Р.Р. Авезов, М.А. Барский-Зорин, И.М. Васильева и др.; Под ред. Э.В. Сарнацкого и С.А. Чистовича. – М.: Стройиздат, 1990. – 328 с.: ил.

УДК 621.311

Изучение автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии в учебной лаборатории

Лобусь А. Н. магистрант

Научный руководитель Козловская В. Б. к. т. н., доцент.

При подготовке инженеров по специальности "Электроснабжение" немаловажное значение имеет моделирование системы автоматизированного контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). В связи с этим на кафедре " Электроснабжение" БНТУ разрабатываются принципы реализации указанной задачи, которые воплощаются в универсальные лабораторные модели. Целенаправленная работа по созданию на объектах энергосистем и у потребителей современных цифровых АСКУЭ ведется в Беларуси с 2004 г. [1]. Одним из важнейших мероприятий по снижению коммерческих потерь при поставках и потреблении электроэнергии является организация и внедрение автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Подобные системы особенно важны для промышленных предприятий. Используя информацию АСКУЭ, которая передается со всех приборов учета на автоматизированное рабочее место у главного энергетика, предприятие получает возможность:

- выбирать выгодные режимы эксплуатации энергоемкого оборудования при многотарифном учете;
- вести дистанционный контроль и учет затраченной электроэнергии по всем подразделениям и анализировать их эффективность;
- проводить анализ технологических процессов и корректировать их для оптимизации энергопотребления;
- проводить расчет небаланса энергии по группам и по объекту в целом;
- определять необходимость замены старого энергоемкого оборудования более экономичным, позволяющим снизить затраты и себестоимость производимой продукции;
- своевременно устранять неполадки в электрохозяйстве предприятия.

Лабораторные стенды «АСКУЭ промышленного потребителя» и «АСКУЭ бытового потребителя» представляют собой автоматизированные установки, позволяющие моделировать нагрузки, и осуществлять учет электроэнергии с помощью цифровых счетчиков по различным каналам связи.

Модель предназначена для использования в учебном процессе и представляет собой комплект взаимосвязанных блоков с единым управлением посредством программного обеспечения, расположенном на персональном компьютере. Структурная схема представлена на рисунке 1. Студент, обучающийся на кафедре «Электроснабжение», как будущий инженер-энергетик, должен соответствовать современным тенденциям развития и внедрения техники на объектах народного хозяйства. Поэтому представленная система АСКУЭ, которая теперь повсеместно внедряется, требует подготовки и овладения специалистами навыками в обслуживании данного оборудования. Студенты должны освоить принципы построения систем учета, научиться конфигурировать счетчики, снимать с них показания, научиться обслуживать системы АСКУЭ, получить элементарные навыки по наладке, разобраться, как работает программа по обслуживанию системы учета.

АСКУЭ коммерческого или комплексного учета потребителя

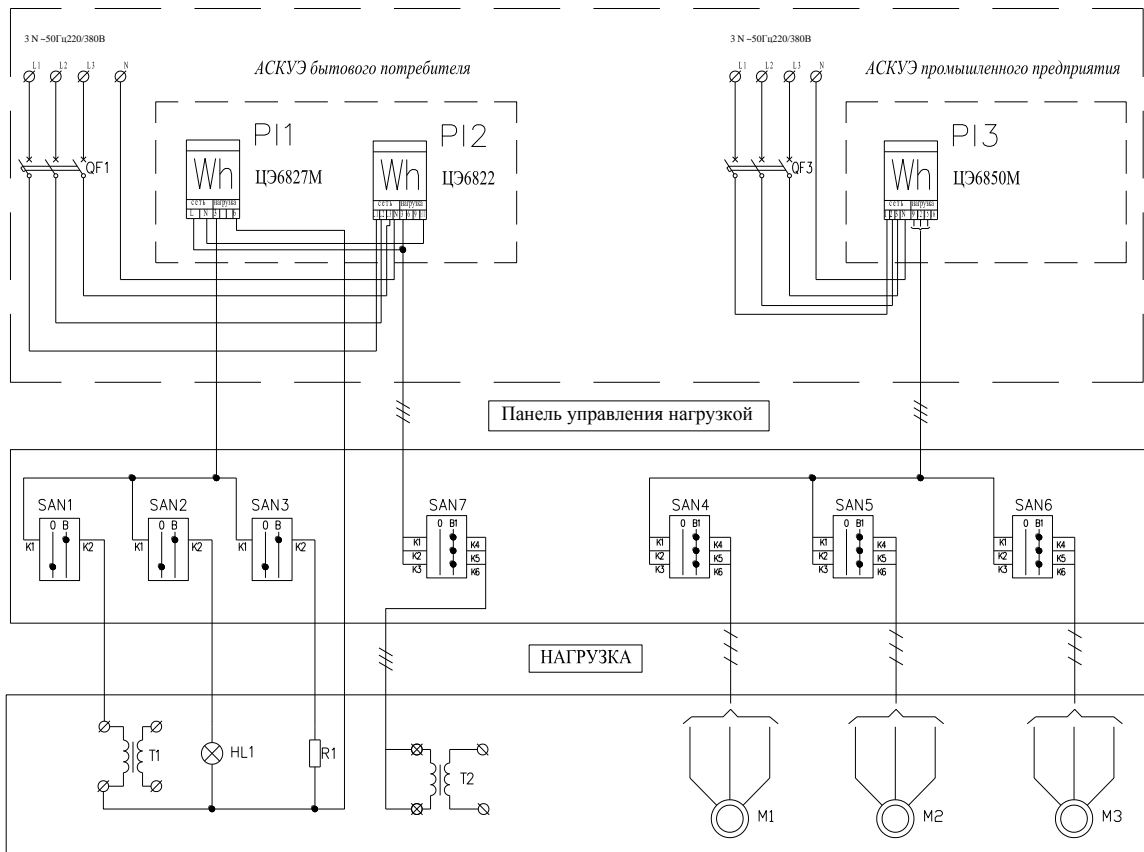


Рисунок 1 – Структурная схема лабораторного стенда АСКУЭ

Задачей данных лабораторных работ предусматривается:

- снятие показаний с цифровых счетчиков по различным тарифам;
- изучение структуры построения современных систем АСКУЭ, а также использование в ней различных каналов связи;
- ознакомление с ПО по конфигурированию основных блоков АСКУЭ включая счетчики;
- получение навыков по обслуживанию системы АСКУЭ с помощью установленного ПО на компьютере.

Объектом исследования в лаборатории «Электроснабжение» является система АСКУЭ коммерческого и технического учета, которая состоит из двух блоков:

АСКУЭ промышленного потребителя;

АСКУЭ бытового потребителя.

В первом случае «Бытовой потребитель», который включает в себя; учет многоквартирного жилого дома или сектора жилой застройки с домами, а также ЖКХ (сектор жилищно-коммунального хозяйства), где устанавливаются как однофазные, так и трехфазные счетчики активной энергии.

Второй стенд демонстрирует АСКУЭ промышленного потребителя. В данном случае установлен совершенно другой тип счетчика, который позволяет контролировать параметры как активной, так и реактивной энергии (в двух направлениях), потерь энергии, частоты напряжения, угла сдвига фаз, среднеквадратичного значения силы тока.

При разработке стендов решена задача по построению системы АСКУЭ на базе счетчиков концерна «Энергомера» [3]. Что касается самой структуры, то она выглядит

как трехуровневая, т.е. на первом (низшем) уровне - это первичные измерительные преобразователи, в состав которых входят сами счетчики и трансформаторы тока ТТ или напряжения ТН. Второй уровень включает в себя центр обработки сигналов, хранение их и передачу на более высокий уровень, (процессор, контролер, в нашем случае он совмещен в таком устройстве как УСПД устройство сбора и передачи данных). Третий уровень является звеном обработки полученных данных (диспетчерский пункт, энергосбытовая организация или отдел энергетика) в котором установлен компьютер, куда и попадает вся информация за потребляемую энергию, как по отдельным объектам, так и в целом по производству.

Ввиду небольших размеров лаборатории и принятых упрощений, на стендах реализована АСКУЭ на базе передачи информации по каналам интерфейса RS-485 и RS-232S. При этом программой лабораторного практикума предусмотрена электронная база с демонстрацией всех возможных структурных схем построения современной системы АСКУЭ, включая наиболее распространенную на сегодняшний день – по GSM каналу. АСКУЭ бытового потребителя, включает однофазный и трехфазный счетчики, для их совместной работы понадобилось дополнительное устройство для развязки каналов связи называемое «Разветвитель интерфейсов».

Интересным представляется моделирование однофазной и трехфазной нагрузки т. к. схема стенда построена таким образом, что каждый счетчик учитывает свой вид нагрузки, при этом трехфазный также несет на себе функцию балансного счетчика. Безусловно полезным для студентов будет возможность осуществлять наладку эксплуатируемого оборудования, что также предусмотрено программой лабораторного практикума. С помощью ПО студенты могут задавать тарифные программы для счетчиков, снимать показания, указывать интервалы осреднения показаний для построения графика нагрузки. Однако коррекцию установленных параметров нельзя изменить обычным образом, для защиты оборудования от несанкционированного доступа используется специальный ключ. Интерфейс программы устроен таким образом, что позволяет отследить показания по различным точкам учета. Информацию можно получить в виде электронной базы, таблицы, графика, а также вывести на печать.

Модель имеет приспособленный под пульт управления стол, на котором размещены переключатели для моделирования нагрузки. На лицевой панели изображена структурная схема, приборы учёта для измерения параметров режима работы системы электроснабжения и качества напряжения.

В режиме реального времени при управлении моделью контроллером реализуется суточный режим работы электрифицированного технологического процесса производственного цеха и промышленного предприятия в целом считываются значения активной, реактивной и полной мощностей, активной и реактивной электрической энергии, коэффициента мощности, среднеквадратического значения напряжения и силы тока по трем фазам.

В качестве программно-технического средства построения АСКУЭ использован измерительно-вычислительный комплекс ИВК КТС «Энергомера».

Контроллер сопряжён с компьютером, на который выводятся мнемосхема (с изображением оперативного состояния счетчиков) и численные значения среднеинтервальных активных и реактивных нагрузок, а также напряжений на шинах РУ 0,4 кВ.

Разрабатывается и методическое обеспечение по выполнению ряда лабораторных работ [2], таких как:

1. Исследование режимов электропотребления, оценка потерь электроэнергии в системе электроснабжения. В ходе лабораторной работы изучается моделируемая

схема, производится исследование характеристик графиков нагрузки на суточном интервале времени, а также определяются потери мощности и электроэнергии с оценкой их доли, обусловленной неравномерностью режимов электропотребления. Получение информации о графиках нагрузки производится с помощью микропроцессорного контроллера с последующей обработкой на компьютере.

2. Разработка экономически целесообразного режима работы двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ. На основе анализа графика нагрузки подстанции производится расчёт экономически целесообразного режима работы двухтрансформаторной ТП, который реализуется на модели. Оценивается эффект в виде снижения потерь электрической энергии и в рублях.

3. Компенсация реактивных нагрузок в системе электроснабжения промышленных предприятий. На основе анализа режимов по реактивной мощности производится расчёт мощности батарей конденсаторов низкого (0,4 кВ) напряжения, определяется их режим работы на суточном интервале времени. Производится оценка эффекта снижения потерь электроэнергии и улучшения напряжения, получаемых за счёт компенсации реактивных нагрузок. Определяется величина реактивной мощности.

4. Прогнозирование электрической нагрузки. Рассматривается моделирование электрической нагрузки как случайного процесса. Реализуется прогноз суточного графика электрической нагрузки для решения задач оптимизации режимов работы системы электроснабжения.

5. В лабораторной установке заложены основы физического моделирования системы автоматизированного контроля и учета электроэнергии в системе электроснабжения, а также устройства для управления режимами её работы, что способствует расширению перечня лабораторных работ. Электрическое питание лабораторной установки — трёхфазное 220/380 В, потребляемая мощность — не более 1,5 кВт.

Литература

1. Гуртовцев А.Л. Надежность работы АСКУЭ оценивает энергосистема // Энергия и Менеджмент. – 2009г. №3.
2. Н. П. Гужов. Физическое моделирование системы электроснабжения в учебном процессе // Электрика. 2008г. №10.
3. По материалам интернет-сайта energomega.ru – АСКУЭ на базе продукции “Концерн Энергомера”.

УДК 621.313

Анализ электрических схем ветроэнергетических установок.

Д. А. Гаврилович, О. Н. Перемотова

Научный руководитель: М. М. Олешкевич, к. т. н., доцент.

Ветроэнергетическая установка (ВЭУ) преобразует кинетическую энергию ветра в механическую или электрическую энергию, удобную для практического использования. Механическая энергия, главным образом, используется для подъема воды в сельских или удаленных местностях. Ветроэнергетические установки производят электрическую энергию для бытовых или промышленных нужд, работают в общей электрической сети или автономно, или совместно с другими автономными электростанциями. Существует два основных вида установок: ветроустановки с горизонтальной осью вращения (рис. 1) и ветроустановки с вертикальной осью вращения. Ветроустановки с горизонтальной осью составляют около 98% всех ветроустановок, подключенных к сетям энергосистем.

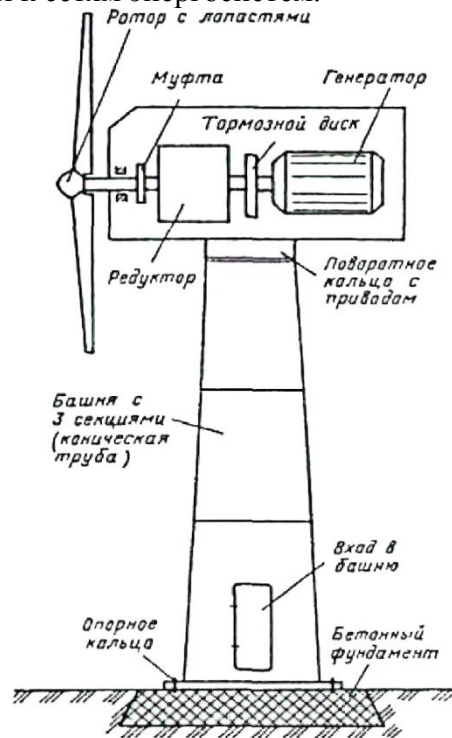


Рис. 1 Ветроустановка с горизонтальной осью вращения.

Ветроустановка включает следующие основные элементы и узлы: ротор или ветроколесо, которое преобразует энергию ветра в энергию вращения вала; кабину или гондолу, в которой обычно расположен редуктор (некоторые турбины работают без редуктора), генератор и другое механическое и электрическое оборудование; башню, которая поддерживает ротор и кабину; электрическое и электронное оборудование: панели управления, электрические кабели, систему заземления, оборудование для подключения к сети, система молниезащиты и др.; фундамент, определяющий устойчивость ветроустановки при воздействии нагрузки [2].

Целью данной работы является рассмотрение главных силовых цепей, по которым происходит электроснабжение потребителей, питание электродвигателей исполняющих механизмов ВЭУ (ветроэнергетических установок), цепей системы

возбуждения, систем защиты и сигнализации, а также видов электрогенераторов, которые могут использоваться в ветроэнергетических установках.

Рассмотрим один из вариантов силовой схемы электрических соединений современных ВЭУ, подключенной к сетям общего пользования (рис. 2).

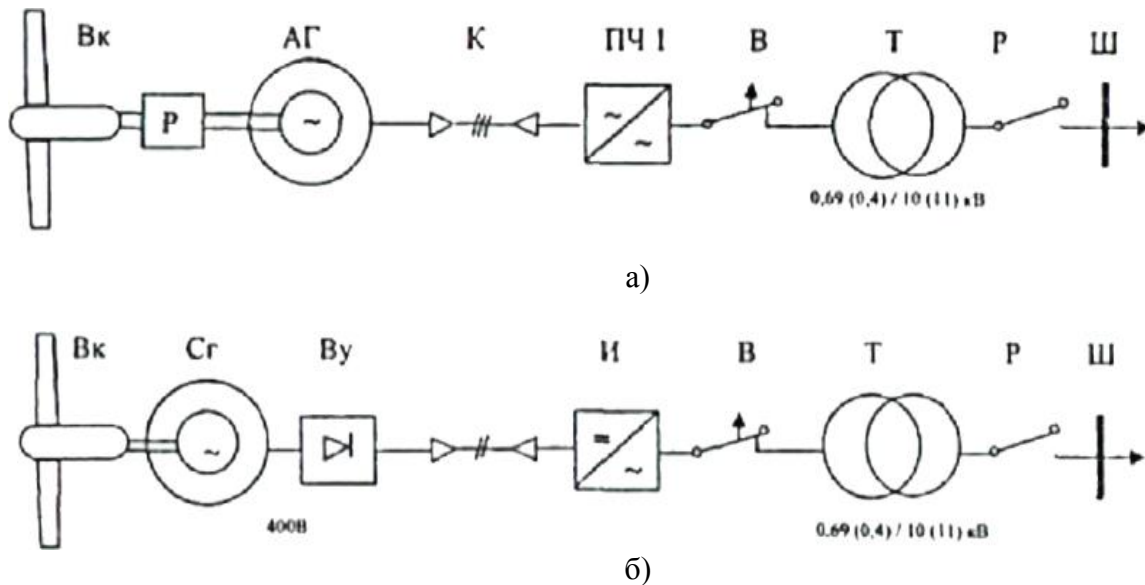


Рис. 2 Схемы электрических соединений ветроустановки.

Общим для всех схем является наличие ветроколеса (ВК), вал которого через редуктор (Р) жестко соединен с ротором генератора, за исключением схемы б, где редуктор отсутствует, и вал ветроколеса непосредственно соединен с ротором генератора. Общим для всех схем является также наличие генераторного выключателя или автомата (В), имеющего внутренние или внешние защитные устройства от длительной перегрузки (тепловая защита) и коротких замыканий (защита мгновенного действия).

Непременным элементом всех схем является трансформатор, повышающий напряжение генератора с 690 или 400 В до 10 или 11 кВ. У некоторых генераторов самых мощных ВЭУ напряжение составляет 1000 В и выше. Трансформаторы в мощных ВЭУ, как правило, располагаются внутри башни, места в которой достаточно, т.к. диаметр конических башен у основания достигает 4-5 м. У ВЭУ средней мощности трансформатор располагается около башни в специальном комплектном устройстве. Разъединитель (Р) служит для обеспечения безопасности работ при остановленном генераторе. Отходящие и подводящие кабели внешней сети подключаются к шинам (Ш) через коммутационные аппараты (на схеме не показаны). Передача электрической энергии от генератора, находящегося в кабине наверху, к оборудованию внизу башни осуществляется силовым гибким кабелем (К). Как сказано выше, гибкий кабель применяется потому, что он должен допускать несколько поворотов кабины в одну сторону с последующей раскруткой в обратную сторону.

Основные отличия приведенных схем состоят в конструкции и типе генераторов, наличии и типе преобразовательных устройств [1].

Генераторы ветроэнергетических установок работают в тяжёлых климатических и технических условиях: на открытом воздухе, при значительных колебаниях температуры, влажности, действии дождя. Конструктивное размещение и условия эксплуатации делают их недоступными для регулярного технического обслуживания и ремонта. Они работают в условиях повышенных вибраций,

нестабильной скорости и силы ветра. Срок службы генераторов в этих условиях должен быть не менее 20-25 лет.

В качестве генераторов ветроэнергетических установок оказывается нецелесообразным применение коллекторных генераторов постоянного тока из-за низкой надёжности щеточно-коллекторного узла в описанных условиях.

Наиболее широкое применение имеют синхронные и асинхронные генераторы. Реже применяются асинхронизированные генераторы. Обсуждаются проблемы применения безредукторных низкоскоростных генераторов, например, индукторных.

Синхронные генераторы наиболее широко применяются на электрических станциях, в том числе и ветроэнергетических, благодаря способности генерировать активную и реактивную мощность, высокому КПД и высокой надёжности. Нецелесообразно применение синхронных генераторов с возбудителями постоянного тока из-за низкой надёжности коллекторной машины постоянного тока. Перспективны схемы с бесконтактным электромагнитным возбуждением и с магнитоэлектрическим возбуждением с использованием современных высококоэрцитивных постоянных магнитов из редкоземельных элементов.

Рассмотрим асинхронный генератор при использовании в ветроустановках. АГ (асинхронный генератор) проще синхронного по конструкции, дешевле и значительно надежнее, если в качестве асинхронного генератора использовать асинхронную машину с короткозамкнутым ротором. Он позволяет в некоторых пределах регулировать частоту вращения, но нуждается в реактивной мощности для возбуждения и всегда работает с отстающим током. Асинхронная машина в генераторном режиме работает при отрицательном скольжении. Частота вращения ротора превышает частоту вращения магнитного поля. При параллельной работе с системой асинхронный генератор, также как и двигатель потребляет из сети реактивную мощность для создания магнитного потока. Потребляемая реактивная мощность АГ может достигать 25-50% его полной мощности, так как потребляемый намагничивающий ток равен 25-50% номинального при напряжении, равном напряжению сети, поскольку именно из сети асинхронный генератор потребляет реактивную мощность. При нормальной скорости и силе ветра генератор работает с отрицательным скольжением и отдаёт в сеть активную мощность. При снижении скорости ветра и частоты вращения ветродвигателя частота вращения снижается до частоты вращения холостого хода генератора и машина переходит в режим холостого хода. При дальнейшем снижении скорости ветра и частоты вращения ротора машина переходит в двигательный режим и потребляет из сети активную мощность. Частота тока статора f_1 остаётся постоянной и устойчивая работа генератора с сетью сохраняется при любых значениях частоты вращения ротора и частоты ЭДС ротора и скольжения, так как

$$f_1 = \frac{f_2}{s}.$$

При переходе генератора в двигательный режим он должен быть отключён от системы или от ветродвигателя. В последнем случае ветроустановка должна иметь между ветродвигателем и генератором электромагнитную или механическую муфту. При её отключении генератор переходит в двигательный режим без нагрузки. При использовании асинхронного генератора с фазным ротором эту задачу можно выполнить размыканием цепи ротора и переводом в режим холостого хода с разомкнутым ротором.

При автономной работе асинхронного генератора должны быть обеспечены условия самовозбуждения. В качестве источника реактивной мощности используется

батарея конденсаторов. Условия самовозбуждения для АГ: наличие остаточного магнитного потока, частота вращения выше критической. При этом частота индуцируемой ЭДС обмотки статора f_1 равна резонансной частоте системы, содержащей индуктивность и ёмкость. Индуктивность асинхронной машины зависит от её насыщения и нагрузки и не постоянна. Одно из преимуществ асинхронной машины – повышенная устойчивость при параллельной работе с системой и постоянство частоты f_1 здесь не используется [2].

Литература:

1. Олешкевич М. М. Нетрадиционные источники энергии. – Минск: «БНТУ», 2007 – 144 с.
2. Безруких П. П. Использование энергии ветра. – Москва: «КОЛОС», 2007 – 193 с.

СЕКЦИЯ 4 ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

УВЕЛИЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА В ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЕЧАХ

П.В. ШАНТАРЕНКО

Научный руководитель Н.Б. Карницкий, ДОКТОР ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК, ПРОФЕССОР

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ПРИ СОВМЕСТНОМ СЖИГАНИИ ДВУХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Кузмич В.О.

Научный руководитель Тарасевич Л.А., КАНД. ТЕХН. НАУК, ДОЦЕНТ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДРЕВЕСНЫХ ОТХОДОВ В МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Матвеев Е. А.

Научный руководитель Жихар Г.И., д.т.н., ПРОФЕССОР

СОЗДАНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ НА ОСНОВЕ МОДЕЛЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ SCADA - СИСТЕМЫ TRACE MODE 6.0

Унукович А. Ю.

Научный руководитель: Воюш Н. В.

МИРНЫЙ АТОМ

Васильев Е.Д.

Научный руководитель Карницкий Н.Б., д.т.н., ПРОФЕССОР

МЕМБРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПОДГОТОВКЕ ВОДЫ ДЛЯ КОТЕЛЬНЫХ

Колбаско Н. В., Македон Н. Е., Никитина Н.Н.

Научный руководитель Чиж В. А. к.т.н., ДОЦЕНТ

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ТУРБИН АЭС

Кулешов Е. А.

Научный руководитель к.т.н., ДОЦЕНТ Чиж В. А.

ТЕПЛООБМЕН ПРИ ПЛЁНОЧНОЙ КОНДЕНСАЦИИ ПАРА В ПОДОГРЕВАТЕЛЕ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Шилко М.А.

Научный руководитель - Пронкевич Е.В.

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ ДЛЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Байх И.В.

Научный руководитель к.т.н., ДОЦЕНТ Чиж В. А.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ПАРОВЫХ ТУРБИН ДЛЯ ПОДОГРЕВ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПЕРЕД ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫМ АГРЕГАТОМ

Тумашевский В. ,Сенько В.

Научные руководители Седнин А.В., Богданович М.Л.

**МЕТОДЫ РАЗДЕЛЕНИЯ РАСХОДОВ ТОПЛИВА НА ВЫРАБОТКУ
ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЭЦ**

Бурий Ю.Э., Гранчак Н.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – АССИСТЕНТ НЕРЕЗЬКО А.В.

**СОВРЕМЕННЫЕ МИРОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК**

Жавино К.В., Хомич В.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ: КАЧАН С.А., К. Т. Н., ДОЦЕНТ

**АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ
ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

ХОССЕНЕ НАЗАР Н. КАДАМ, КЕДА В.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ: КАЧАН С.А., К. Т. Н., ДОЦЕНТ

**МАНЕВРЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК
УТИЛИЗАЦИОННОГО ТИПА**

БАРАНОВСКИЙ И.Н., АСПИРАНТ

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ: КАЧАН С.А., К. Т. Н., ДОЦЕНТ

К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЭС

Бурий Ю.Э., Гранчак Н.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ: КАЧАН С.А., К. Т. Н., ДОЦЕНТ

УДК 621.78.04 + 536.7

Увеличение эффективности сжигания топлива в промышленных печах

П.В. Шантаренко

Научный руководитель Н.Б. Карницкий, доктор технических наук, профессор

Из общего количества газа, идущего на производственные нужды, значительная доля идет на термообработку материалов, основным технологическим оборудованием здесь являются различного рода печи. В настоящее время основной парк имеет ряд проблем:

- недостаточная модернизация и большой износ основного фонда оборудования;
- «наследие СССР», то есть оборудование не манёвренно и направленно на выпуск больших объемов и однотипного вида продукции.

В данной статье приведены основные мероприятия, направленные на снижение энергоёмкости выпускаемой продукции. Объект исследования – нагревательная печь, представлена на рисунках 1-4.

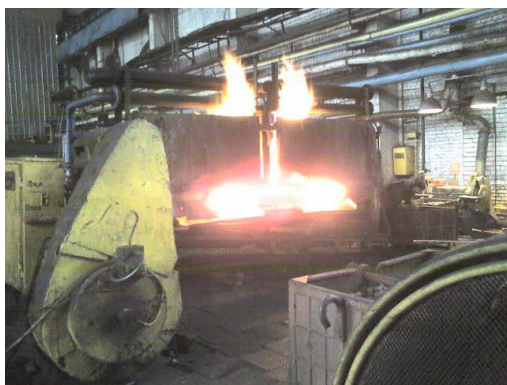


Рисунок - 1



Рисунок- 2



Рисунок - 3



Рисунок - 4

Применительно к данной печи можно назвать ряд недопустимых с технологической точки зрения недоработок:

- Нарушения обмуровки;
- Присосы холодного воздуха;
- Открытый костёр;
- Нет организованного сбора уходящих дымовых газов.

1. Применение волокнистых высокоэффективных огнеупорных и теплоизоляционных материалов для футеровки промышленных печей, некоторые

образцы представлены на рисунках 5-10, нашло широкое распространение в наше время.



Рисунок - 5

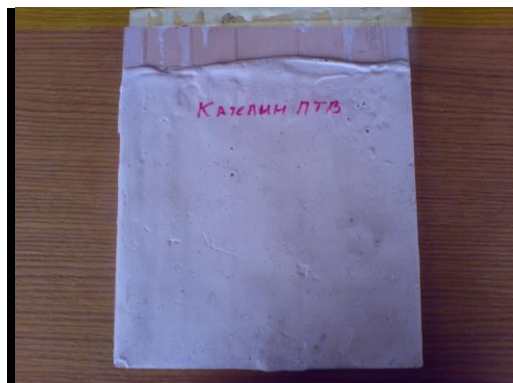


Рисунок - 6



Рисунок - 7



Рисунок - 8



Рисунок - 9



Рисунок - 10

К примеру, если температура внутри печи около 1300-1350°C, то при использовании керамоволокнистых модулей, можно (при толщине футеровки 400мм) получить на поверхности печи температуру не выше 65 °С; керамоволокнистых плит зарубежного производства (при толщине 300мм) температуру на поверхности не выше 55°C; российских (наиболее дешёвых) керамоволокнистых материалов (при толщине 400мм) температуру не выше 70°C.

Эффект от выполнения мероприятия. Экономия энергоносителей до 30% (в печах периодического действия) и до 15%(в печах непрерывного действия) Снижение габаритов печи за счет толщины кладки. Снижение массы футеровки печи до 10 раз. Сокращение сроков выхода на режим до 1,5-2 часов. Увеличение числа теплосмен до 1000-2000. Снижение трудоемкости монтажа футеровки в несколько раз.

Срок окупаемости. Для печей периодического действия до 6 месяцев. Для печей и термоагрегатов, работающих непрерывно – 1-1,5 года.

К сожалению, у данного мероприятия есть и недостатки, так применение волокнистых огнеупорных материалов для футеровки отрицательно влияет на прочностные характеристики внутренних поверхностей печи.

2. Применение современных газогорелочных устройств с автоматическим регулированием соотношения «газ-воздух». Применение рекуперативных, плоскопламенных, импульсных, акустических горелок.

Эффект от выполнения мероприятий. Экономия топлива до 10%. Снижение окалинообразования на 10 – 15%. Повышение безопасности работы тепловых агрегатов.

Срок окупаемости: 6 – 9 месяцев.

3. Установка индивидуальных приборов учета расхода природного газа.

Применение приборов учёта расхода природного газа печью само по себе не снижает потребление природного газа, но создаёт стимул к его рациональному использованию, поскольку в отсутствие счётчика затруднительно вести как технический учёт потребления природного газа, так и анализ получаемых данных, а, следовательно, нельзя судить, насколько эффективна работа технологического газового оборудования. Кроме того, в этом случае трудно оценить, насколько фактически эффективны мероприятия по снижению потребления газа печами.

4. Применение эффективных схем движения теплоносителя в тепловых агрегатах (противоток, П-образные печи с зонами рекуперации, принудительная конвекция, пламенные и тепловые завесы, рециркуляция продуктов сгорания).

Эффект от выполнения мероприятий. Экономия топлива до 40%. Повышение качества (равномерности нагрева) термообработки.

Срок окупаемости: 5 – 8 месяцев.

5. Применение рекуперативных, регенеративных устройств.



Рисунок - 11

Эффект от выполнения мероприятий: Экономия топлива 10 – 20%

Срок окупаемости: 6 – 8 месяцев

6. Автоматизация процессов нагрева в печах различного назначения

Эффект от выполнения мероприятий: Экономия топлива до 15%. Повышение качества термообработки.

Срок окупаемости: 1 – 1,5 года.

В заключении важно отметить, что конъюнктура рынков продукции на сегодняшний день такова, что высокая конкурентоспособность может быть достигнута не только за счёт снижения себестоимости, но и за счёт увеличения ассортимента выпускаемой продукции и, что наиболее важно, за счёт возможности выпуска минимальных объёмов партий.

Литература

Оснос С.П. , Котлицкая Ю.И. Энергосбережение при применении современных волокнистых огнеупорных и теплоизоляционных материалов и систем отопления в промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.basaltfm.com/ru/articles/article07.html>. - Дата доступа: 20.09.2008 г.

УДК 621.182

Определение эффективности работы установок при совместном сжигании двух видов топлива

Кузмич В.О.

Научный руководитель Тарасевич Л.А., канд. техн. наук, доцент

В промышленных установках и котлах часто сжигают совместно два вида топлива. Жидкое топливо, большей частью мазут, используют для повышения светимости факела горящего газа.

При совместном сжигании двух видов топлива теплотехнические расчёты и испытания установок и котлов, основанные на замере расхода каждого вида топлива, отборе средней пробы, анализе топлива и определении его теплоты сгорания существенно усложняются. В этом случае желательно применять методику теплотехнических расчётов, не требующих замеров расхода топлива и его анализа и основанную на применении обобщенных констант продуктов сгорания, мало меняющихся для определения видов топлива даже при значительных колебаниях их состава и теплоты сгорания. Однако при совместном сжигании двух видов топлива значения теплотехнических величин могут сильно колебаться. Так, например, при совместном сжигании газа и мазута жаропроизводительность может изменяться в зависимости от соотношения газа и мазута от 2010 до 2100⁰С, CO_{2max} – от 11,8 до 16,5%. Предлагаемая методика позволяет проводить теплотехнические расчёты без замеров расходов топлива, а только по составу продуктов сгорания и температуры уходящих газов.

Сущность методики следующая.

1. Проводится анализ состава продуктов сгорания. По данным содержания CO₂ и O₂ определяется CO_{2max} по следующей формуле:

$$CO_{2\max} = \frac{100 \cdot CO_2}{100 - 4,76 \cdot O_2}, \%$$

2. После определения CO_{2max} или RO_{2max} устанавливаются на основании этой величины обобщенные характеристики продуктов сгорания смешанных газов или продуктов сгорания газообразного и жидкого или газообразного и твердого топлива при одновременном их сжигании в топке.

К таким характеристикам относятся:

- жаропроизводительность t'_{\max} при сжигании топлива в воздухе, содержащем около 1% влаги по всему весу; t_{\max} при сжигании топлива в абсолютно сухом воздухе примерно на 30% выше, чем в воздухе, содержащем 1% влаги;

- низшая теплота сгорания P , отнесенная к 1нм³ сухих продуктов сгорания в стехиометрическом объёме воздуха;

- отношение объёмов B сухих и влажных продуктов сгорания.

Значение величин t'_{\max} , P , B при сжигании двух видов топлива можно определить по справочной литературе.

3. На основании этих данных и температуры уходящих газов можно подсчитать потери тепла с уходящими газами q_2 по формуле:

$$q_2 = \frac{t_{\text{yx}} - t_a}{t'_{\max}} [C' + (h-1)B \cdot K] \cdot 100, \%$$

где С' и К поправочные коэффициенты (приводятся в справочной литературе); t_{yx} - температура уходящих газов; t_b – температура воздуха.

Коэффициент разбавления продуктов сгорания воздухом равен:

$$h = \frac{CO_{2\max}}{CO_2 + CO + CH_4}$$

4. Потери тепла вследствие химической неполноты горения q_3 определяются по формуле:

$$q_3 = \frac{(30,2 \cdot CO + 25,8 \cdot H_2 + 85,5 \cdot CH_4) \cdot h \cdot 100}{P}, \%$$

5. Потери тепла вследствие механической неполноты горения при сжигании газообразного и жидкого топлива практически равны нулю, т.е. $q_4=0$.

6. В тех случаях, когда потери тепла в окружающую среду q_5 легко определить (например, при сжигании топлива в котлах), можно вычислить КПД установки по формуле:

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5)$$

7. Максимальную температуру, подсчитанную без учёта диссоциации продуктов сгорания, называют калориметрической температурой горения $t_{\text{кал}}$ и определяют по следующей формуле:

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\max}}{C' + (h - 1)KB}$$

8. Расчётную температуру горения можно определить на основе калориметрической температуры горения по формуле:

$$t_{\text{расч}} = \varphi \cdot t_{\text{кал}},$$

где φ – поправочный коэффициент, $\varphi = 0,95$ при калориметрической температуре горения от 2000 до 2100°С и 0,96 при калориметрической температуре горения от 1900 до 2000°С.

Как видно из приведенных зависимостей, использование данной методики позволяет достаточно просто производить систематический анализ эффективности работы топливосжигающих установок при сжигании двух видов топлива.

Литература

1. М.Б. Равич. Топливо и эффективность его использования. – М.: Наука, 1971-357с.
2. С.А. Ащуров. Подсчёт температуры горения природного и сжиженного газов. Газовая промышленность, 1970, №1, 32-34с.

УДК 620.9:662.638

Использование древесных отходов в малой энергетике

Матвеев Е. А.

Научный руководитель Жихар Г.И., д.т.н., профессор

Недостаточное обеспечение Республики Беларусь собственными запасами ископаемого топлива, 82-85% которого импортируется в республику из одного источника, и стремительный рост цен на нефть и природный газ на мировом рынке вынуждают по-новому взглянуть на решение проблемы обеспечения страны топливно-энергетическими ресурсами. Замещение местными видами топлива и горючими отходами производства импортируемых природного газа, нефтепродуктов и угля – одно из основных мероприятий Постановления Совета Министров Республики Беларусь от 30 декабря 2004г. №1680 «Об утверждении Целевой программы обеспечения в республике не менее 25 процентов объема производства электрической и тепловой энергии за счет использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии на период до 2012 года». В связи с ростом цен на традиционные импортируемые энергоносители и повышением себестоимости производимой продукции в Республике Беларусь ведется поиск местных альтернативных источников энергии.

Одним из таких, пожалуй наиболее эффективных, источников является биотопливо. Использование только древесных отходов лесного комплекса на топливо при выработке только тепловой и электрической энергии, как минимум, эквивалентно 2,5 млн. тонн условного топлива (т.у.т.) и обеспечивает снижение импорта энергоресурсов в Республику. В настоящее время разрабатывается проект программы об увеличении доли потребления лесных ресурсов до 25%. Программа рассчитана на внедрение и осуществление до 2012г.

По данным за 2003 год доля местных ресурсов в структуре потребления котельно-печного топлива составило 4,2 млн. т.у.т. По оценке разработчиков программы, достижение необходимого показателя должны обеспечить в первую очередь древесное топливо (запланировано увеличить его потребление на 1,5 млн. т.у.т.) и торф (на 0,6 млн. т.у.т.). Потребление других местных топлив возрастет в общей сложности на 0,45 млн. т.у.т. Выполненный специальный анализ показал, что в одночасье обезопасить Беларусь от энергетической блокады невозможно.

Подвести страну к 25-процентному потреблению собственных ресурсов удастся не ранее 2012 года. Это обусловлено необходимостью реконструкции существующих топливо-добывающих предприятий и перевода значительной части используемого в данный момент оборудования на сжигание местных видов топлива. Эти мероприятия потребуют не только большого количества времени, но выделения на них больших денежных средств.

Дров и древесных отходов, которые можно использовать в качестве топлива, в республике достаточно. По данным Минлесхоза, в Беларуси имеются древесные ресурсы для увеличения заготовки в ближайшем будущем, как это уже было сделано, согласно программе, в 2005-2008 годах на 3 млн. кубических метров (0,8 млн. т.у.т.), а к концу 2009 года да 9,8 млн. кубических метров. (2,9 млн. т.у.т.)

В таблице 1 приведены общие сведения о лесах. Беларуси.

Как видно из таблицы 1, уже в 2001 году лесистость Беларуси составила 37,8%, что значительно больше многих стран Европы, за исключением Норвегии (39,2%), Австрии (47,6%), Швеции (74,1%) и Финляндии (74,8%).

Таблица 1.

Год учета лесного хозяйства	Площадь лесов, тыс. га				Лесисто сть, %	Запасы древесины, млн. м ³	
	Общая	В том числе				Общий	В том числе спелых древосто ев
		Всего лесных земель	Из нее покрыт о лесом	Спелых и перестойны х			
1993	8205,1	7478,5	7042,8	246,8	33,9	632,60	48,3
1988	8054,8	7301,6	7027,7	217,2	33,9	921,32	46,2
1994	8676,1	7775,9	7371,7	350,1	35,5	1093,23	74,5
2001	9247,5	8275,7	7851,1	623,0	37,8	1339,85	129,19

Структура баланса котельно-печного топлива Республики Беларусь до 2012 года: приведена в таблице 2.

Таблица 2.

Виды топлива, млн. т.у.т.	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Газ природный	21,2	22,8	22,8	21,2	20,9	20,7	20,3	20,2	20,2	20,19
Собственный	0,33	0,33	0,32	0,31	0,31	0,3	0,29	0,29	0,28	0,27
Мазут	2,15	1,85	1,2	1,34	1,47	1,61	1,74	1,88	2,1	2,15
Собственный	0,96	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Уголь и кокс	0,32	0,2	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2	0,36	0,52
Газ сжиженный	0,32	0,33	0,33	0,32	0,32	0,31	0,31	0,30	0,29	0,28
Газ НПЗ	0,55	0,50	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Топливо печное бытовое	0,11	0,09	0,09	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Прочие МВТ	2,20	2,49	2,59	3,30	3,63	3,95	4,23	4,36	4,57	4,7
Торф и легнин	0,64	0,80	1,00	1,07	1,12	1,18	1,19	1,20	1,24	1,24
Дрова	1,11	1,20	1,43	1,68	1,94	2,15	2,38	2,50	2,63	2,7
Прочее	0,45	0,49	0,52	0,55	0,59	0,62	0,66	0,66	0,7	0,76
Итого	26,9	28,3	27,9	26,9	27,1	27,3	27,3	27,5	28,1	28,4
Собственное топливо	3,71	3,94	4,37	4,69	4,99	5,28	5,53	5,62	5,83	5,93
Собственное топливо, %	14,6	14,7	16,5	18,4	19,5	20,5	21,4	21,6	21,9	22,0

По оценке специалистов Минлесхоза, в качестве топлива надо заготавливать в первую очередь древесные отходы, которые не используются полностью. Например, опилки – отходы деревообрабатывающих производств – используются для изготовления ДСП. Отходы лесозаготовки – кора, сучья, вершины деревьев – практически не перерабатываются. Одна из главных проблем в этом вопросе – транспортировка. Если опилки и ветки придется перевозить более чем за 50км от места заготовки, их стоимость резко возрастает. Для торфа требуется разрабатывать новые

месторождения и закупать дополнительное технологическое оборудование. Сегодня добычу торфа ведет 31 промышленное предприятие системы Минэнерго, обеспечив в 2008 году поставку 3,2 млн. тонн торфа (1,16 млн. т.у.т). В то же время эксплуатационные запасы торфа составляют 111 млн. тонн. Поэтому в ближайшие годы, по оценке разработчиков программы, можно увеличить добычу торфа и довести ее к 2012 году до 3,3 млн. тонн.

Для потребления местных видов топлива придется, что уже и делается, строить новые котельные и мини-ТЭЦ, либо переоснащать уже имеющиеся. Первая мини-ТЭЦ, работающая на древесном топливе, мощностью 1,2 МВт построена в 2005 году в Осиповичах. Несмотря на то, что природный газ является наилучшим топливом для электрической и тепловой энергии, запасы этого ресурса не безграничны, что приводит к повышению его стоимости. Это обстоятельство необходимо учитывать при рассмотрении возможности перевода газовых котельных на древесные отходы.

В периодической печати зарубежных стран, а в последнее время в связи со сложившейся энергетической ситуацией и в нашей республике, много внимания уделяется вопросам экономии энергии и топлива в лесных отраслях промышленности, а также замены, где это возможно и целесообразно, дефицитного нефтегазового сырья топливом из древесных отходов и низкосортной древесины. Обсуждаются проблемы использования древесной биомассы в качестве топлива, приводятся примеры работы электростанций и котельных установок на данном виде топлива, сведения о создании новых, более эффективных установок, работающих на древесном топливе, а также о разработке вспомогательного оборудования для подготовки, складирования, хранения и транспортировки данного топлива.

Американские специалисты считают, что вовлечение в топливный баланс древесных отходов может полностью удовлетворить потребности в топливе местных отраслей. Считают, что в лесопильном производстве почти половина сырья переходит в отходы, а на мебельных предприятиях еще половина пиломатериалов превращается в отходы. Все используемые для технологической переработки отходы лесозаготовок и деревообработки должны найти применение в энергетике предприятий. В целях увеличения эффективности энергетического использования древесной биомассы министерство энергетики США проводит в этой области, расширяющиеся с каждым годом научно-исследовательские работы.

В Канаде принята специальная программа правительства по использованию древесных отходов в качестве энергетического сырья. Цель программы – удвоить по сравнению с уже существующим уровнем и довести до 7% долю древесных и коммунальных отходов в топливном балансе страны.

Большие работы по вовлечению в топливный баланс древесной биомассы проводятся в Швеции. Активно ведутся работы в этом направлении в Финляндии, Норвегии, Австрии, Германии и Швейцарии.

На основании анализа энергетического использования древесной биомассы можно сделать вывод, что основными направлениями проведения научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ в этой области за рубежом являются:

- Поиски возможностей увеличения резервов древесной биомассы путем повышения производительности лесных массивов и оптимизации сроков рубки при заготовке энергетической биомассы;
- Повышение эффективности использования различных видов древесной биомассы при непосредственном сжигании ее в топках котлов для выработки тепловой и электрической энергии;
- Производство из древесной биомассы твердого топлива с повышенными показателями по транспортабельности, теплоте сгорания и водостойкости;

- Получение из древесной биомассы жидкого топлива для транспортных машин;
- Производство на основе древесной биомассы газообразного топлива, пригодного для использования в современных системах газоснабжения, а также в газобаллонных транспортных машинах.

Зарубежные специалисты выделяют два направления работы по увеличению древесной биомассы для энергетического использования: во-первых, создание энергетических плантаций и, во-вторых, повышение степени использования биомассы в существующих эксплуатируемых лесонасаждениях.

Непосредственно образующиеся в процессе заготовки древесины и ее первичной обработки древесные отходы и щепа имеют малую плотность и низкую теплоту сгорания. Вследствие этого они, как топливо, малотранспортабельные и при сжигании развивают недостаточно высокую температуру горения, что исключает их применение для высокотемпературных процессов и снижает теплопроизводительность и КПД котельных установок, в которых они используются. Так, в западных странах проводятся исследования по разработке и совершенствованию производства транспортабельного, высококачественного топлива на базе древесного сырья. Применение древесных брикетов, по мнению специалистов, особо привлекательно для бытового использования, т.к. в их составе не содержится серы и других вредных элементов.

В настоящий момент, в связи с обострением ситуации с энергоресурсами в их первичном виде (природный газ, нефтепродукты), вопросами использования древесины и древесных отходов для получения энергии занимаются специальные органы ООН. Комитет по лесоматериалам ФАО, отдел энергетики Европейской Экономической комиссии ЕЭК проанализировали тенденции и потенциальные возможности использования древесины как возобновляемого источника энергии. При этом было установлено, что в развитых странах доля энергии, получаемая из древесины, от общего потребления энергии невелика и составляет в США – 1,6%, в Канаде – 2,2%, во Франции – 1,8%, в Германии – 0,9%, Швейцарии – 1,1%; повышенное значение доли использования древесного топлива от общего потребления имеет место в Финляндии – 8,9%, в Швеции – 3,3% .

Экономически целесообразный потенциал использования дров и древесных отходов для производства тепловой и электрической энергии в Беларуси приведен в таблице 3.

Таблица 3.

Год	Дрова		Отходы деревообработки, млн. т.у.т.	Итого, млн. т.у.т.
	млн. м ³	млн. т.у.т.		
2003	4,18	1,11	0,28	1,39
2004	4,51	1,20	0,29	1,49
2005	5,36	1,43	0,31	1,74
2006	6,30	1,68	0,32	2,00
2007	7,29	1,94	0,33	2,27
2008	8,08	2,15	0,35	2,50
2009	8,95	2,38	0,36	2,74

Из таблицы 3 видно, что экономически целесообразный потенциал использования дров и древесных отходов для производства тепловой и электрической энергии в Беларуси в 2009г. увеличился более чем в два раза по сравнению с 2003г.

УДК 621.181

Создание лабораторных работ на основе моделей технологических объектов с использованием SCADA - системы TRACE MODE 6.0

Унукович А. Ю.

Научный руководитель: Воюш Н. В.

Подготовка специалистов по техническим направлениям в высших учебных заведениях и профессионально-технических училищах непременно включает в себя проведение лабораторных работ и наглядных экспериментов с целью лучшего понимания материала. Однако в связи со стремительным развитием технологий, используемые ранее лабораторные установки со временем теряют свою актуальность, либо приходят в негодность из-за износа. Замена этих установок связана с существенными материальными затратами, на что могут пойти далеко не все учебные заведения. Кроме того, установки, воссоздающие технологические процессы, зачастую занимают большое пространство, требуют применения высоких температур, давлений, больших значений токов и напряжений, а также потребляют значительную мощность. По этим, а также иным причинам в последнее время в образовании широко применяется компьютерное моделирование технологических процессов для проведения лабораторных опытов. Перед преподавательским коллективом встает задача поиска готовых, а в случае отсутствия таковых, создания новых лабораторных работ с применением программ позволяющих разрабатывать модели технологических объектов и протекающих в них процессов.

Целью данной работы является разработка комплекса лабораторных работ с использованием моделей технологических объектов для студентов, обучающихся на энергетическом факультете БНТУ по специальности «Автоматизация и управление энергетическими процессами на тепловых электрических станциях». В этот комплекс планируется включить работы охватывающие изучение практически всех систем автоматического регулирования, применяемых на тепловых электрических станциях, в том числе системы автоматического регулирования уровня в барабане котла, системы автоматического регулирования температуры перегретого пара, системы автоматического регулирования давления пара в магистрали, системы автоматического регулирования подачи топлива и воздуха в топку котла итд. Внешний вид модели, используемой в первой лабораторной работе по изучению системы автоматического регулирования температуры перегретого пара, представлен на рисунке 1.

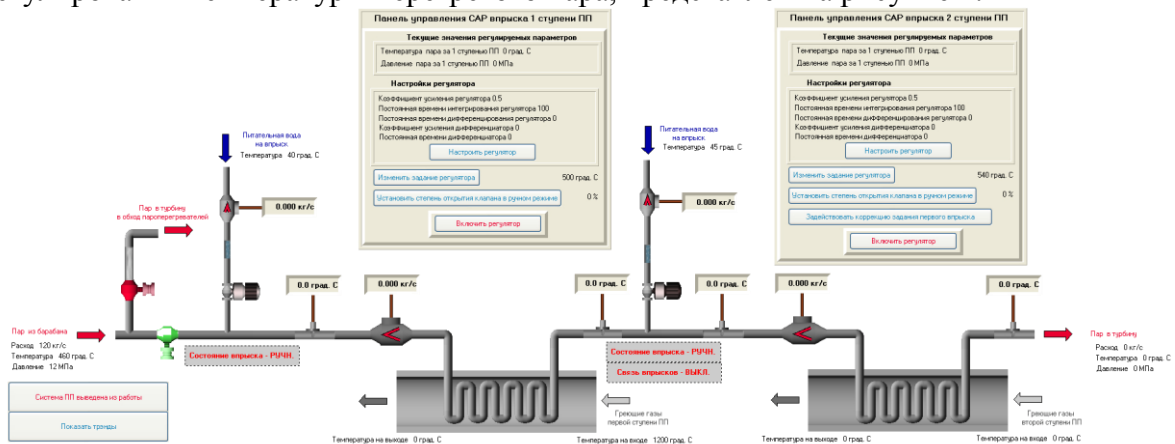


Рис. 1. Внешний вид модели.

В качестве основных элементов модели можно выделить четыре последовательно включенных теплообменника: регулируемый впрыск перед первой ступенью пароперегревателя (теплообменник смешивающего типа), первая ступень пароперегревателя (теплообменник поверхностного типа), регулируемый впрыск перед второй ступенью пароперегревателя (теплообменник смешивающего типа) и вторая ступень пароперегревателя (теплообменник поверхностного типа) соответственно.

Впрыск воды в пар смоделирован по правилам расчета теплообменников смешивающего типа на основе баланса энтальпий пара и воды до и после впрыска, с учетом того что процесс протекает по изобаре, то есть давление пара остается неизменным. При этом для определения недостающих параметров пара используется таблица термодинамических свойств воды и пара [4].

Каждая из ступеней пароперегревателя смоделирована с использованием нормативного метода теплового расчета котлов [5]. При этом на каждом цикле пересчета текущих параметров модели задаются приближенные значения температуры и давления пара на выходе ступеней пароперегревателя, а затем в цикле рассчитываются уточненные значения на основании входных параметров пара, приближенных выходных параметров, температуры греющих газов на входе в ступень пароперегревателя, параметров используемого топлива и конструктивных параметров каждой из ступеней пароперегревателя. Время пересчета текущих параметров модели на каждом шаге составляет от 50 до 300 мс. Для уточнения значений температуры и давления пара на выходе ступени на каждой итерации цикла пересчета используется метод деления пополам [1]. Расчет уточненных значений температуры и давления пара на выходе ступени на каждом шаге занимает от 18 до 50 мс. Погрешность расчета при этом не превышает 1%. Дальнейшее уменьшение погрешности значительно увеличивает длительность процесса пересчета уточненных значений, что может увеличить время пересчета текущих параметров модели на каждом шаге свыше 1 с, а это недопустимо по условию возможного искажения отображаемой информации.

Во всех расчетах для нахождения значений промежуточных, либо конечных параметров, заданных в виде двумерных таблиц применяется метод билинейно-кусочной интерполяции [1].

Помимо теплообменников, являющихся основным оборудованием, в данной модели также представлены измерительные приборы, позволяющие получать информацию о текущем состоянии системы, термопары и расходомеры. Они смоделированы в виде инерционных звеньев первого порядка.

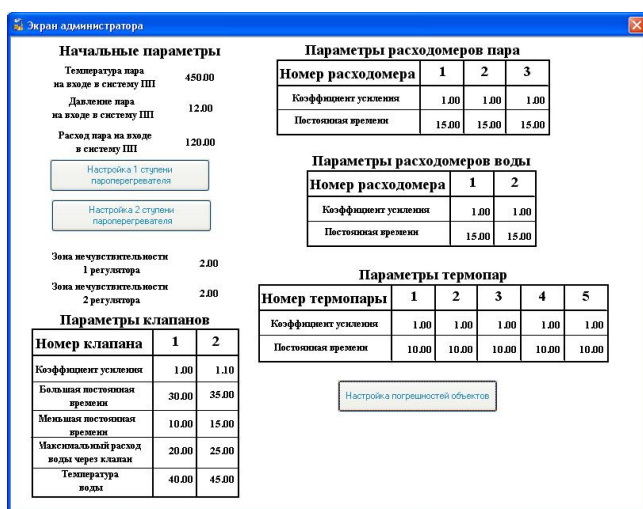


Рис. 2. Экран параметров модели

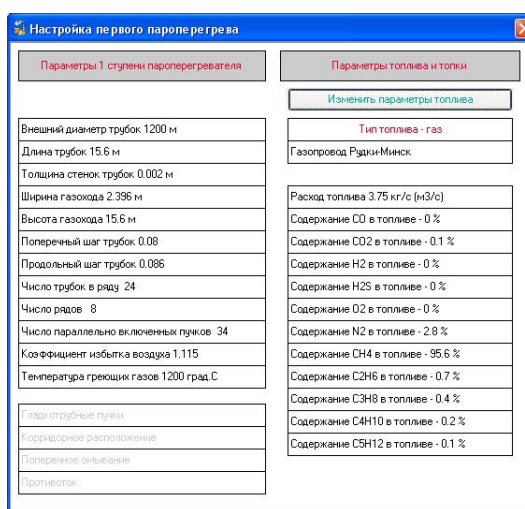


Рис.3. Экран параметров ступени ПП

Настройки параметров всех технологических объектов модели скрыты от студента на отдельных экранах, которые представлены на рисунках 2 и 3. Доступ к этим экранам имеет лишь преподаватель.

Основным объектом интереса студентов в данной работе является двухконтурная система автоматического регулирования с дифференцированием промежуточного параметра температуры перегретого пара за местом впрыска, своя для каждой из ступеней пароперегревателя. Непосредственно студенту доступны лишь органы управления этой САР, и его задачей при выполнении лабораторной работы с использованием данной модели является изучение влияния настроек регулятора на отработку системой возмущений. При создании системы автоматического регулирования применены готовые блоки Trace Mode Регулятор и Дифференциатор. Сигналы на эти блоки заведены с выходов измерительных приборов, а все настройки блоков предоставлены студентам для редактирования в реальном времени. Контроль отработки системой возмущений осуществляется по графику, на котором отображаются изменения температуры пара в точках парового тракта, где установлены термодатчики.

В ходе создания лабораторной работы была использована интегрированная среда разработки АСУ ТП Trace Mode 6. В состав продукта входит широкая база графических элементов, которая позволила создать наглядную модель, достаточно приближенную по внешнему виду к реальной установке и удобно сгруппировать все органы управления этой моделью, закрыв студентам доступ к некоторым из них. Моделирование технологических процессов было осуществлено с использованием встроенных в Trace Mode языков программирования стандарта IEC61131-3.

Литература:

1. Бахвалов Н.В., Жидков Н.П., Кобельков Г.М. Численные методы. - М: Лаборатория Базовых Знаний, 2002. 632 с., ил.
2. Кулаков Г.Т. Анализ и синтез САР: Спр. пособие. – Мн.: Выш. шк., 2000
3. Плетнев Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств теплоэнергетики: Учебник для ВУЗов. – М.: Издат. дом, МЭИ, 2007. – 352с
4. Ривкин С. Л., Александров А. А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. - М.: Энергия, 1980. – 424 с., ил.
5. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). Издание 3-е, переработанное и дополненное. – СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с., ил.
6. Хрусталева Б.М., Несенчук А.П., Романюк В.Н. Техническая термодинамика. Ч.1 – Мн.: Технопринт, 2004. – 486 с

Мирный атом

Васильев Е.Д.

Научный руководитель Карницкий Н.Б., д.т.н., профессор

Актуальность темы следует из недостаточной изученности альтернативы использования “мирного” и “военного атома” в аспекте экологических последствий для планеты. Во время многочисленных военных конфликтов не привлекала достаточного внимания экологическая составляющая. Гибель людей в таких случаях заслоняла собой природоохранные проблемы.

Специфические заболевания “Балканского синдрома” и “синдрома войны в Персидском заливе”, которые вызваны применением обедненного урана. Из-за высокой плотности (в 1,7 раза больше плотности свинца) уран считался весьма перспективным для изготовления снарядов и бомб. Такие снаряды появились на вооружении израильской армии и активно применялись ею в процессе подавления восстания палестинцев. Установлено, что уран при взрыве образует аэрозоль, которая легко переносится ветром и попадает в дыхательные пути человека. Она не только радиоактивна, но и весьма токсична, а также обладает канцерогенным эффектом.

В результате длительного военного конфликта с применением обедненного урана оказались загрязнены обширные территории Палестины и сопредельных государств. Во время наиболее острой фазы конфликта в течение восьми недель было уничтожено 44 тысячи плодовых деревьев, разрушено достаточное количество источников водоснабжения, что в условиях Ближнего Востока равносильно экологической катастрофе.

В последние годы большое внимание уделяется обсуждению использования атомной энергии как в мирных, так и в военных целях. В настоящее время девять стран содержат в своих арсеналах баллистические ракеты с ядерными боеголовками. Продолжает расширять свою программу по обогащению урана Иран. Индия совершенствует возможности запуска ракет с ядерными боеголовками с поверхности земли, моря и с воздуха. Республика Беларусь имеет на вооружении баллистические ракеты дальностью полета до 800 км.

На сегодняшний момент в мире работают 435 атомных реактора. Тенденции развития атомной энергетики в наиболее развитых странах мира рассмотрена в таблице.

Таблица 1 Тенденции развития атомной энергетики

СТРАНА	“Мирный атом”, **	Энергосистема	2010	2020	2030	2050
США	103	778,6 млрд кВт·ч	?	?	?	300**
ФРАНЦИЯ	>50	80%	?	?	?	?
ЯПОНИЯ	55	29%	12**	7**	3**	?
ГЕРМАНИЯ	?	32%	?	?	?	?
КИТАЙ	11	8700 МВт	?	в 7 раз	100**	?
РОССИЯ	31	16%	1*	15*	20*	40*

* Вводимые в эксплуатацию ядерные мощности, в тысячах МВт
 ** Число реакторов

Ставится задача анализа последствий ядерного конфликта в сопоставлении с использованием “мирного атома” взамен углеводородных энергоносителей, исходя из концепций, согласно которым ядерный конфликт вызовет оледенение планеты

(военный вариант), а "мирного атома" остановит глобальное потепление и спасет человечество от тепловой экологической катастрофы.

При аварии только одного 4 энергоблока Чернобыльской АЭС произошла не локальная авария, а экологическая катастрофа с последствиями для всего человечества. Трансграничный перенос радионуклидов при ядерном конфликте и распространение дымовых аэрозолей от взрывов требует поиска примеров-аналогов. Изучив явления загрязнения воздушного бассейна обычными дымовыми шлейфами от обширных лесных пожаров, имевших место в различных регионах северного полушария с 1950 года [1], можно сделать вывод, что все пожары, в том числе и вследствие возможного ядерного конфликта, приводят к образованию дымовых шлейфов, распространяющихся по ветру на большие расстояния и на значительные высоты.

Основным материалом моделирования могут быть радиозонды, синоптические карты и карты барической топографии АТ850, АТ700, АТ500, АТ300 и паскалевой поверхности, соответствующие высотам уровня моря: 1,5км; 3 км; 5,5 км; 9 км.

Приступим к исследованию общих синоптических правил переноса агрессивных аэрозолей от пожаров, возникающих в центральных частях антициклонов, циклонов, на их периферии и в других формах барического поля. При ядерных взрывах наиболее приемлемым и наглядным является картографическое моделирование. Выполняется с помощью высотных карт барической топографии, которые хорошо отображают динамические процессы в тропосфере, в том числе и перенос агрессивных аэрозолей от ядерных пожаров. Высотные карты барической топографии и аэрологические диаграммы радиозондирования атмосферы позволяют получить информацию о температуре воздуха, дефиците точки росы, скорости и направлении ветра на высоте расположения стандартных поверхностей - 1,5км, 3 км, 5,5 км, 9 км.

Так как карты барической топографии отражают нахождение барической поверхности над уровнем моря, то области с высоким расположением изобарических поверхностей соответствуют более высокому давлению, а с более низким – более низкому давлению. Следовательно, барический градиент, создающий поток движения воздуха, направлен перпендикулярно изогипсам. На высотах выше 1000 м отсутствует влияние слоя трения подстилающей поверхности, то силу барического градиента уравновешивает сила отклоняющего вращения Земли (сила Кориолиса). Математически данная зависимость выражается уравнением:

$$A = (2\omega \sin\phi)v,$$

где A – сила Кориолиса, ω – угловая скорость вращения Земли, ϕ – географическая широта, v – скорость ветра.

Сила Кориолиса имеет важное значение для воздушных переносов, ориентируя их в свободной атмосфере (выше 1000 м) так, что движение воздушных субстанций происходит параллельно линиям изогипс. Это позволяет разработать правила воздушного переноса дымовых радионуклидных аэрозолей от атомных взрывов. Отметим, что аэрозольные частицы, забрасываемые в стратосферу при крупных вулканических извержениях, могут повлиять на радиационный баланс и на климат планеты в сторону похолодания.

Крупнейшим в истории человечества было извержение вулкана Тамбора в Индонезии в 1815 году. При его взрыве было поднято в воздух 150 м^3 вещества. Годом без лета был назван последующий 1816 год. На северо-востоке США летом 1816 года снег выпал в июне, были заморозки в июле и августе. В Швейцарии и Франции зарегистрировано самое позднее созревание урожая винограда, а в США, Швейцарии и Англии лето 1816 года было самым холодным с начала метеорологических наблюдений.

Установлено, что при возможном использовании "военного атома" в случае ядерного конфликта в первый день полному разрушению и сплошным пожарам будет

подвергнута территория более, чем в 1,1 млн км². При внешней границе поражающего воздействия в 27,3 км, разрушению и пожарам подвергнется территория свыше 22 млн км².

Исходя из этих фактов, мы видим, что с ростом атмосферного слоя аэрозоля, состоящего из выбрасываемых частиц и продуктов конденсации вулканических газов, преобладающим становятся эффекты, приводящие к похолоданию. Именно поэтому катастрофические извержения служат аналогом эффектов "ядерного" запыления и задымления атмосферы.

При прогнозе переноса аэрозолей следует руководствоваться следующим правилом. Аэрозоли в свободной атмосфере переносятся параллельными линиями изогипс, оставляя низкое значение давления слева (в Северном полушарии, в Южном - наоборот). Перенос радионуклидов в слое трения (ниже 1000) происходит по касательной к изогипсе (изобаре), на высоте 850 м составляя угол 15-20°, на высоте 12 м (на высоте флюгера) достигает 30-40°. Изложенные правила позволяют получить численные уравнения для определения направления движения аэрозолей при ядерном конфликте.

$$dp = \frac{df + d850 + d700 + d500 + d300}{5}$$

где dp – направление перемещения дымового шлейфа, градусы; df , $d850$, $d700$, $d500$, $d300$ – направления воздушного потока на уровне флюгера на высоте 1500 м, 3000 м, 5500 м, 9000 м, градусы.

Для прогнозирования скорости переноса аэрозолей можно использовать среднюю скорость воздушного потока на приземных синоптических картах и картах барической топографии в слое от земли до 5000 м. Тогда

$$v = \frac{v3 + v925 + v850 + v700 + v500}{5}$$

где v – скорость переноса шлейфов, км/ч; $v3$, $v925$, $v850$, $v700$, $v500$ – скорость ветра на высотах соответственно 12 м, 750 м, 1500 м, 3000 м, 5500 м, км/ч.

Основные правила прогноза переноса аэрозолей при ядерном конфликте для центральных частей антициклона и циклона следующие. При возникновении в центральных частях антициклона из-за нисходящих движений и наличия слоя инверсий аэрозольные вещества будут перемещаться в нижней части тропосфере по траектории движения антициклона, отклоняясь вправо от его оси на угол 20-30°.

Исследованы перемещения радионуклидных облаков от аварии 4-го энергоблока Чернобыльской АЭС [2]. В первом приближении облако обошло земной шар за 40 дней. Таким образом, нет сомнений, что при ядерном конфликте аэрозолями от взрывов, пожаров, воздушных переносов и турбулентных движений будет загрязнен весь земной шар, что ослабит обогрев планеты солнечной радиацией и приведет к оледенению планеты.

В случае ядерного конфликта произойдет оледенение планеты, температура в средних широтах летом понизится на 40-50 °С, из-за разности температур океана и суши на планете будут бушевать пыльные бури, ураганы антициклонного типа. Использование же "мирного атома" остановит дальнейшее повышение температуры планеты.

На наш взгляд необходимо ориентировать общественность на борьбу с распространением атомного оружия, исключить его применение в военных целях и осуществлять перевод энергетики на "мирный атом", что будет способствовать спасению человечества от планетарной экологической катастрофы.

Литература

1. Нестерук В.Н., Препляско К.А., Ярошевич Д.В., Малиновский П.Н., Рачко Е.В. географические, биологические, экологические последствия ядерного конфликта на планетарном уровне // Вопросы естествознания, 2007.
2. Нестерук В.Н., Никитина Н.И., Кравченко В.А., Васильев Е.Д., Заболоцкая А.Д., Заболоцкая А.А. Перенос радионуклидов при авариях АЭС, от лесных и торфяных пожаров //Актуальные вопросы антропологии. Мн., 2006.

УДК 621.182.12:621.311.22

Мембранные технологии в подготовке воды для котельных

Колбаско Н. В., Македон Н. Е., Никитина Н.Н.
 Научный руководитель Чиж В. А. к.т.н., доцент

Применяемая в настоящее время прямоточная технология ионного обмена при подготовке подпиточной воды в котельных морально устарела, наблюдается и физический износ водоподготовительного оборудования. Перерасход реагентов и воды на регенерацию фильтров значительно ухудшает экономические и экологические показатели котельных. Назрела необходимость в переходе к новым технологиям водоподготовки.

В мировой практике наблюдается активный переход на мембранные технологии. Одним из основных преимуществ таких технологий является небольшой объем потребления химических реагентов и невысокое содержание солей в стоках по сравнению с традиционными ионообменными технологиями. Соответствие новым экологическим требованиям во многих случаях делают мембранные технологии предпочтительными при выборе схемы/метода подготовки воды. Следует отметить и тот факт, что обслуживание обратноосмотических установок не является сложным, особенно для персонала, уже владеющего опытом работы с ионообменными технологиями.

За годы использования мембранных систем в практике очистки поверхностных и подземных вод сложились определенные представления о типах применяемых мембран, о технологических схемах предварительной очистки воды перед мембранными установками, о требованиях к качеству подаваемой в установки воды, о применяемых реагентах для регенерации мембран и предотвращения образования кристаллических отложений на мембранах, о типах и конструкциях применяемых аппаратов.

В настоящее время для предотвращения отложений на мембранах воду, перед установкой обратного осмоса, умягчают на Na-катионитных фильтрах, но более целесообразно применение антискаланта. Антискаланта – химическое вещество на основе органических соединений (обычно фосфонаты или дисперсанты), который имеет способность в низких концентрациях поддерживать концентрированные соли в растворе и обеспечивать их эффективный смыв с поверхности мембран. Можно отметить следующие преимущества применения антискаланта:

- успешная замена оборудования умягчения (экономия инвестиций и места);
- замена введения кислоты или значительное снижение ее количества;
- минимизирует частоту химических промывок мембран;
- применим для всех типов мембран;
- эффективный комплексообразователь железа;
- отдельные антискаланты разрешаются для производства воды питьевого качества;
- небольшая доза и эффективная стоимость применения.

Дополнительным фактором в пользу мембран является то, что технология обратноосмотического обессоливания за годы ее использования была значительно усовершенствована. Существенно изменились показатели, характеризующие эффективность обработки воды:

- удельная проницаемость мембран возросла с 8 л/м²ч до 40 л/м²ч;
- рабочее давление при обессоливании пресной воды снизилось с 30-50 кгс/см² до 10-16 кгс/см²;
- селективность мембран возросло с 92-95% до 99,5%;

- расход электроэнергии на прокачку воды через мембраны снизился с 3-4 кВтч/м³ до 0,75 кВтч/м³ при солесодержании воды до 2 г/л.

В последние годы конкурентоспособность обратного осмоса резко возросла также потому, что ужесточились нормы на сброс концентрированных солевых стоков, повышением цен на воду, реагенты и ионообменные материалы.

В представленной работе проведено расчетное сравнение двух вариантов схем подготовки подпиточной воды для котельной со следующим оборудованием: котлы Е-50-40 – 2 шт, топливо – газ.

1 вариант – традиционная схема умягчения воды методом ионного обмена. Применяются две ступени Na-катионирования. Проведён технологический расчет схемы по методике [1, с.56], и результаты расчета представлены в таблице 1

Таблица 1 – Результаты расчета по методу ионного обмена

Показатель	Единицы	Na ₁	Na ₂	Всего
Объем загруз. материала (КУ-2)	м ³	10,8	8,1	18,9
NaCl техн. сут.	кг/сут	613	188,4	801,4
Расход воды на собственные нужды	м ³ /ч	1,04	0,8	1,84
Количество ионитных фильтров	шт.	3	3	6

Дополнительно рассчитаны солевые сбросы после регенерации с I ступени Na-катионитных фильтров. Общий объем жидких минерализованных стоков составил 46,8 м³/сут. Их химический состав: хлориды кальция – 280 кг/сут; хлориды магния - 90 кг/сут; хлориды натрия – 700 кг/сут.

2 вариант – использование установки обратного осмоса. Произведён выбор мембранных элементов и установки обратного осмоса. Ниже дана ее краткая характеристика.

Установки обратного осмоса EUROTEC обычно задерживают 95-99% от всего количества растворенных неорганических веществ и более 90% от всех органических загрязнений. Мембранные элементы, используемые в установках EUROTEC, относятся к семейству TFC (Thin Film Composite) – тонкослойным композитным рулонным мембранным элементам. Мембраны TFC обладают высокой селективностью и хорошими рабочими характеристиками в широком диапазоне pH и температуры. Они не деградируют под действием микроорганизмов и сохраняют свою производительность в течение всего периода работы. Серия 03 с 6-24 мембранами. Каждый корпус заряжен тремя мембранными элементами.

Таблица 2 – Характеристика и габаритные размеры установки

Тип	Производительность, м ³ /ч	Мощность, кВт	Габариты рамы		
			Высота, мм	Длина, мм	Глубина, мм
03-24	33,6	22,0	2050	4000	1100

Сточные воды с установки обратного осмоса представляют собой те соли, которые содержатся в исходной воде, только в сконцентрированном виде. Дополнительные загрязнения возможны при проведении химических промывок мембран. Учитывая применение антискаланта, химические промывки будут редкими.

Достоинства установок обратного осмоса:

- Обессоленная вода получается без применения химических реагентов.
- Простая эксплуатация.
- Малая энергоёмкость процесса.
- Удаление бактерий и пирогенны.
- Низкие эксплуатационные расходы.
- Не требует утилизации стоков
- Работа установки не связана с опасными реагентами.
- Легко автоматизируются
- Нет простоя на регенерацию.
- Коррозионно- стойкие материалы конструкции.

Мировой опыт эксплуатации установок химводоподготовки показывает, что при их строительстве, либо модернизации предпочтение отдают безреагентным системам. Установки обратного осмоса в Республике Беларусь работают на котельных г.Осиповичи и Вилейки.

Литература

1. Чиж В.А., Карницкий Н.Б. Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС. – Мн.:БНТУ, 2004. – 100 с.
2. Волкова Е.Н., Волков А.А. Опыт применения антискалантов для предотвращения загрязнения мембранных элементов в установках обратного осмоса ОАО "ММК" – Энергосбережение и водоподготовка,2008,№1,с.26-27
3. Первов А.Г.,Юрчевский Е.Б. Использование мембранных технологий в системах водоподготовки энергетических объектов – Энергосбережение и водоподготовка,2005,№5,с.10-14

УДК 621.65

Особенности работы турбин АЭС

Кулешов Е. А.

Научный руководитель к.т.н., доцент Чиж В. А.

подавляющее большинство турбин АЭС работает на насыщенном паре. Особенности использования влажного пара в турбинах АЭС существенным образом влияют на их расчет и конструкцию. Рассмотрим некоторые из этих особенностей.

Малый располагаемый теплоперепад. В большинстве турбин насыщенного пара располагаемый теплоперепад приблизительно в 2 раза меньше, чем в турбинах на высокие начальные параметры пара. Так, например, в современных турбинах насыщенного пара с внешней сепарацией при $p_0 = 6,0$ МПа располагаемый теплоперепад составляет менее 60 % располагаемого теплоперепада турбины с $p_0 = 23$ МПа и

$t_0 = t_{nn} = 550^\circ\text{C}$. Следствием этого являются:

- 1) отсутствие ЦСД в большинстве влажно-паровых турбин;
- 2) выработка в ЦНД примерно 50—60 % всей мощности турбины, поэтому влияние ЦНД на экономичность оказывается весьма существенным;
- 3) заметное влияние на экономичность турбины потерь с выходной скоростью $\Delta H_{в.с.}$, эффективности выходного патрубка, потерь от дросселирования в паровпускных органах, в ресиверах, в тракте внешнего сепаратора-перегревателя.

Объемные расходы пара. В турбинах насыщенного пара из-за пониженных начальных параметров, меньшего располагаемого теплоперепада и пониженного КПД объемные расходы пара примерно на 60—90 % больше, чем в турбинах на высокие параметры той же мощности. В связи с этим для конструкции турбин АЭС характерны следующие особенности:

- 1) повышенные габариты паровпускных органов;
- 2) двухпоточное исполнение ЧВД турбин мощностью выше 500 МВт;
- 3) из-за больших высот лопаток уже первые ступени выполняют с переменным профилем лопаток по высоте;
- 4) большие высоты лопаток регулирующей ступени, что затрудняет применение парциального подвода пара, т.е. соплового парораспределения из-за значительных изгибающих напряжений в лопатках;
- 5) большие расходы пара в ЦНД, что требует увеличения числа потоков, применения пониженной частоты вращения.

Влажность пара. Для турбин АЭС особо важна проблема влажности, так как все ступени таких турбин работают в зоне влажного пара. Приблизительно можно считать, что увеличение средней влажности пара на 1 % приводит к уменьшению внутреннего относительного КПД турбины на 1 %.

Образование влаги в паре относительно высокой плотности в начале его расширения вызывает эрозионное разрушение элементов проточной части. В турбинах, работающих на влажном паре, существуют различные виды эрозии: ударная, межщелевая, эрозия вымывания, встречающаяся в ресиверах, сепараторах и других частях, на которые действует влага в виде струй.

Одним из эффективных методов снижения потерь от влажности пара является проектирование ступеней и решеток турбины с учетом особенностей течения влажного пара. В частности, увеличение зазора между сопловыми и рабочими решетками ведет к выравниванию потока при входе на рабочее колесо и дополнительному разгону капель влаги. Однако за счет этого уменьшается кинетическая энергия потока на входе в

рабочую решетку. Поэтому в каждой ступени существуют оптимальное соотношение размеров и оптимальный осевой зазор. Опыты показали, что увеличение осевого зазора существенно не сказывается на экономичности ступени. В некоторых турбинах размер осевого зазора в периферийной части последних ступеней доходит до 100 мм и более. Существуют и другие методы рационального проектирования ступени: уменьшение окружной скорости на периферии лопаток, достигаемое сокращением высоты лопаток, переходом на пониженную частоту вращения, уменьшением числа сопловых лопаток, благодаря чему сокращается количество крупной влаги, срывающейся с выходных кромок сопловых лопаток и попадающей на рабочие лопатки.

Единичная мощность. Из-за уменьшенного располагаемого теплоперепада турбины влажного пара ее мощность составляет лишь часть мощности турбины на сверхкритические параметры пара при одинаковом давлении в конденсаторе и равном числе однотипных выхлопов. Вопрос о целесообразной предельной единичной мощности быстроходных турбин АЭС ($n=50\text{ с}^{-1}$) решается главным образом в зависимости от допустимого числа цилиндров в одновальном агрегате, значений вакуума и выходных потерь. Например, конструктивная схема турбины мощностью 500 МВт включает пять цилиндров, в том числе четыре ЦНД.

Для повышения предельной мощности быстроходных турбин АЭС существуют следующие пути.

— Увеличение пропускной способности выхлопа. В настоящее время накоплен опыт эксплуатации турбин, имеющих площадь единичного выхлопа не более 9 м (для лопаток из стали).

Предельная мощность турбины с $n=50\text{ с}^{-1}$, рассчитанной для работы на насыщенном паре давлением на входе 6,0—7,0 МПа, на выходе до 4 кПа и имеющей восемь выхлопов на базе последней ступени с высотой рабочей лопатки около 1000 мм, оценивается в 700 МВт, а мощность 1000 МВт может быть достигнута при ухудшении вакуума, что приводит к уменьшению внутреннего относительного КПД турбины на 1%.

— Снижение экономичности турбины за счет повышения конечного давления рк или увеличения потерь с выходной скоростью. Переход от $p_k = 3,5\text{ кПа}$ к $p_k = 5\text{ кПа}$ при тех же размерах последней ступени повышает мощность турбины на 43 %, снижая КПД на $\Delta\eta_s/\eta_s = 0,9\%$. Увеличение $\Delta H_{в.с.}$ в 1,5 раза повышает мощность в 1,22 раза, снижая экономичность турбины на $\Delta\eta_s/\eta_s = 1,3\%$.

— Уменьшение частоты вращения вдвое. Турбины насыщенного и слабоперегретого пара для АЭС в настоящее время выполняют тихоходными ($n = 25\text{ с}^{-1}$), начиная с турбин мощностью 500—1000 МВт.

Надежность. К турбинам АЭС предъявляются повышенные требования по надежности. Причиной этого является невозможность немедленной остановки реактора при аварийной остановке турбины. В связи с этим при проектировании турбин АЭС предусматривают большие запасы прочности, применяют более качественные материалы, по возможности используют уже апробированные сопловые и рабочие решетки. Радикальным средством повышения надежности является уменьшение частоты вращения, позволяющее снизить напряжения в элементах ротора, увеличить его жесткость, сократить число цилиндров.

Влияние аккумулярованной в турбине влаги на разгонные характеристики турбоагрегата.

Как и в турбинах с промежуточным перегревом пара для ТЭС, в турбинах АЭС из-за большого объема и протяженности паропроводов между цилиндрами при сбросе нагрузки может увеличиться частота вращения ротора. В турбинах насыщенного пара к

этому добавляется вскипание и испарение влаги, сконденсировавшейся на поверхностях ротора, неподвижных деталях турбины, в сепараторе и т.п.

Расчеты и опыты показали, что за счет этого при сбросе нагрузки частота вращения может возрасти на 15—25 %. Для уменьшения разгона в турбинах АЭС используют следующие средства:

- 1) устанавливают специальную арматуру на входе в ЦНД после СПП;
- 2) сокращают размеры тракта между ЦВД и ЦНД, т. е. увеличивают разделительное давление, объединяют сепараторы и подогреватели;
- 3) улучшают дренаж из турбины и тракта.

Биологическая защита. Специфические особенности имеют турбины АЭС, работающие по одноконтурным схемам с радиоактивным паром в качестве рабочего тела. В таких условиях должна предусматриваться биологическая защита. На некоторых АЭС ограничиваются герметической обшивкой агрегата или герметизацией всей установки. Паропроводы радиоактивного пара прокладывают ниже отметки обслуживания.

Особые требования предъявляют к устранению утечек пара из турбины. Фланцевые соединения должны быть абсолютно плотными, иногда горизонтальные фланцы заваривают тонкой лентой. Широко применяют сварку трубопроводов. Предусматривают подвод нерадиоактивного пара в уплотнения из специальных котлов.

Литература

1. Шкотов Ю.Д. “Из истории создания паровых турбин”. Энергетик, 2005, №4, стр. 38.
2. Костюк А.Г. ,Фролов В.В. ,Булкин А.Е. , Трухний А.Д. “Турбины тепловых и атомных электрических станций”, уч. для ВУЗов, 2-ое издание. М.: изд-во МЭИ, 2001.- 488с.ил..

УДК 621.1.

Теплообмен при плёночной конденсации пара в подогревателе высокого давления

Шилко М.А.

Научный руководитель - Пронкевич Е.В.

Процесс конденсации заключается в том, что пар при определённых условиях может переходить как в жидкое, так и твёрдое состояние. Процесс конденсации часто встречается на практике – в конденсаторах паровых турбин, в опреснителях при получении питьевой воды из морей и океанов, в теплообменниках паровых установок.

Если насыщенный или перегретый пар соприкасается со стенкой, температура которой ниже температуры насыщения при данном давлении, то вследствие теплообмена пар охлаждается и конденсируется. Конденсат в виде плёнки или капель оседает на поверхности и стекает вниз.

В зависимости от состояния поверхности различают два вида конденсации: капельную и плёночную. Если поверхность конденсатора не смачивается жидкостью (покрыта каким-либо жиром, керосином, нефтяным продуктом и др.) и конденсат осаждаётся в виде отдельных капель, то происходит капельная конденсация. На смачиваемой поверхности конденсатора конденсирующийся насыщенный пар образует сплошную плёнку определённой толщины; такая конденсация называется плёночной.

Обычно в теплообменных аппаратах, работающих на чистом водяном паре, наблюдается плёночная конденсация. В верхней части вертикальной стенки или трубы плёнка стекает с малыми скоростями и движение плёнки ламинарное. По мере увеличения скорости конденсата движение плёнки переходит в турбулентное. При плёночной конденсации теплота пара передаётся поверхности плёнки конденсата, а плёнка передаёт теплоту стенке.

Рассмотрим теплоотдачу при плёночной конденсации в подогревателе высокого давления. Режим течения плёнки определяется числом Рейнольдса, при $Re_k < 100$ определение коэффициента теплоотдачи можно производить из равенства:

$$\alpha = CA \left(\frac{r}{l \Delta t} \right)^{0.25} E_r = b \left(\frac{1}{\Delta t} \right)^{0.25} \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

где C – коэффициент вертикальных труб равный 1,13;

$$A = \left[\frac{\lambda_k^3 \rho_k (\rho_k - \rho_n) g}{\mu_k} \right]^{0.25}$$

λ_k, ρ_k – коэффициент теплопроводности и плотность конденсата;

ρ_n – плотность пара;

E_r – поправка на шероховатость и загрязнение внешней поверхности труб;

$\Delta t = t_n - t_{cn}^{cp}$ – средний перепад температур в пограничном слое со стороны греющего пара;

l – высота участка труб между соседними перегородками равная 4;

b – комплекс физических величин.

Выражаем комплекс физических величин, с помощью которого можно определить плотность теплового потока, коэффициент теплопередачи и поверхность нагрева собственно подогревателя:

$$b = CA \left(\frac{r}{l} \right)^{0.25} E_r = CE_r \left[\frac{\lambda_k^3 \rho_k (\rho_k - \rho_n) gr}{\mu_k l} \right]^{0.25}$$

Для примера рассмотрим расчёт подогревателя ПВ-2100-380-61 для турбины К-500-240-2, при $t_{сн}^{ср} = 261^\circ\text{C}$:

$$\lambda_k = 0,6035 \text{ Вт/м} \cdot ^\circ\text{C};$$

$$r = 1655,61 \text{ кДж/кг};$$

$$\mu_k = 10,56 \cdot 10^{-5} \text{ Нс/м}^2;$$

$$\nu_k = 0,134 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$\rho_n = 24,16 \text{ кг/м}^3;$$

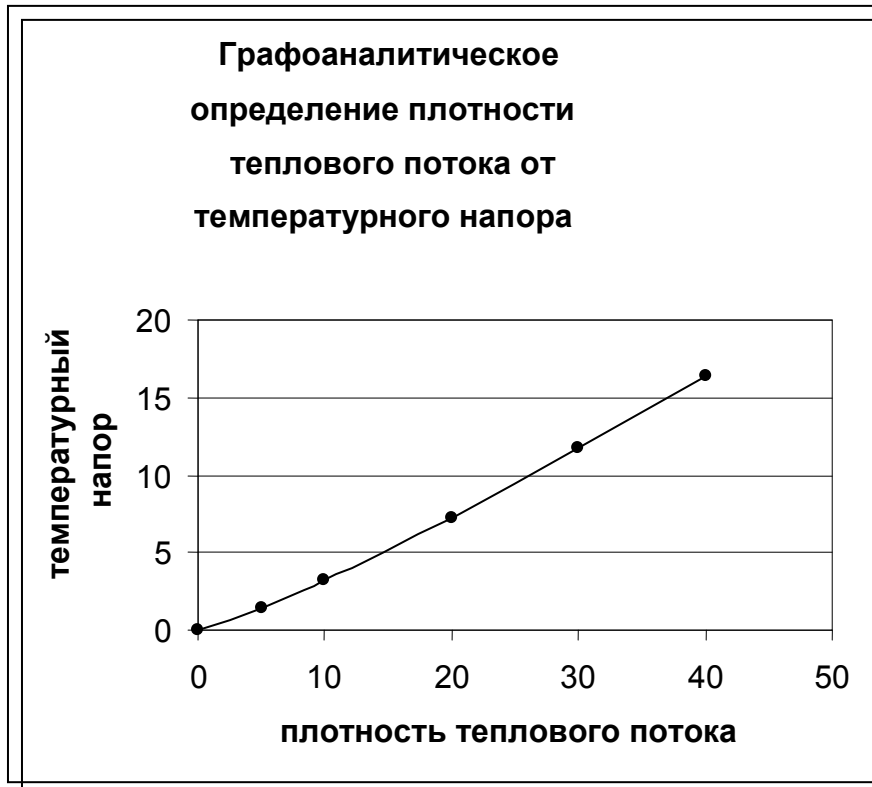
$$\rho_k = \frac{\mu_k}{\nu_k} = \frac{10,56 \cdot 10^{-5}}{0,0134 \cdot 10^{-5}} = 788 \text{ кг/м}^3;$$

$$b = 1,13 \cdot 0,8 \left[\frac{0,6035^3 \cdot 788(788 - 24,16)9,81 \cdot 1655,61 \cdot 10^3}{10,56 \cdot 10^{-5} \cdot 4} \right]^{0.25} = 7635.$$

Плотность теплового потока: $q = 7635 \Delta t^{0.75} \text{ Вт/м}^2$. В соответствии с полученными значениями имеем:

$$\Delta t = \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3 = \left(\frac{q}{b} \right)^{\frac{4}{3}} + \frac{\delta_{ср}}{\lambda_{ср}} q + \frac{q}{\alpha_2} = 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot q^{\frac{4}{3}} + 9,62 \cdot 10^{-5} \cdot q + 8,72 \cdot 10^{-5} \cdot q$$

Принимая различные значения q , находим Δt и строим зависимость $\Delta t = f(q)$:



$q=5 \text{ кВт/м}^2 \quad \Delta t = 1,48 \text{ }^\circ\text{C};$
 $q=10 \text{ кВт/м}^2 \quad \Delta t = 3,27 \text{ }^\circ\text{C};$
 $q=20 \text{ кВт/м}^2 \quad \Delta t = 7,28 \text{ }^\circ\text{C};$
 $q=30 \text{ кВт/м}^2 \quad \Delta t = 11,7 \text{ }^\circ\text{C};$
 $q=40 \text{ кВт/м}^2 \quad \Delta t = 16,43 \text{ }^\circ\text{C};$

Из диаграммы следует, что при $\Delta t = 13,09 \text{ }^\circ\text{C}$, $q = 33000 \text{ Вт/м}^2$.

Коэффициент теплопередачи в собственно подогревателе:

$$k = \frac{q}{\Delta t} = \frac{33000}{13,09} = 2521 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Поверхность нагрева собственно подогревателя:

$$F = \frac{Q_{cn}}{k \Delta t} = \frac{52841 \cdot 10^3}{2521 \cdot 13,09} = 1601 \text{ м}^2,$$

где $Q_{cn} = 52841 \text{ кВт}$ – тепловая нагрузка на собственно подогреватель.

Практически поверхность нагрева должна быть несколько выше за счёт возможности загрязнения поверхности, коррозии и т.п. Принимаем $F_{on} = 1611 \text{ м}^2$.

Сравниваем полученное значение с табличным

Площадь поверхности		
полная	зона ОП	зона ОК
2100	314,0	139,2

Из таблицы можно выразить значение площадь поверхности зоны охлаждения пара:

$$F_{on.таб.} = 2100 - 314 - 139,2 = 1646,8 \text{ м}^2.$$

Таким образом, делаем вывод о том, что $F_{on.таб.}$ и F_{on} отличаются на допустимую величину отклонения.

Литература

- 1.Нашокин В.В. Техническая термодинамика и теплопередача: Учеб. пособие для вузов.- 3-е изд.- М.: Высш. школа, 1980.- 469с.
- 2.Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара.-М.: Энергия, 1980.-424с.

УДК 621.182.12:621.311.22

Анализ существующих технологий подготовки воды для систем теплоснабжения

Байх И.В.

Научный руководитель к.т.н., доцент Чиж В. А.

Для стабильной и эффективной работы паровых и водогрейных котельных, систем горячего водоснабжения решающее значение имеет качество воды, используемой в работе. Вода, предназначенная для технологических процессов, часто не соответствует нормам, требованиям и содержит растворенные соли, механические и органические примеси, а также кислород и углекислый газ. Это приводит к образованию накипи и отложений, коррозии, как в теплоэнергетическом оборудовании, так и во всей системе теплоснабжения.

Одним из методов защиты котельного и водогрейного оборудования от накипных отложений в тепловых сетях является внутрикотловая обработка сетевой воды, которая применяется как самостоятельно, так и в сочетании с традиционными методами докотловой обработки. Внутрикотловая обработка заключается в химическом, физическом или физико-химическом воздействии на сетевую воду с целью стабилизации её минерального состава перед подачей в котлы или водоподогреватели, то есть, либо удаление накипеобразующих веществ и агрессивных примесей, либо перевод их в неактивную форму. К первому направлению относится стандартная химическая водоочистка, включающая в себя умягчение воды на Na-катионитовых фильтрах и, для уменьшения коррозии, деаэрацию. Ко второму – реагентная водоподготовка с применением комплексонов и комплексонатов. Отдельно можно выделить направление безреагентной очистки воды, сущность которой заключается в воздействии на сетевую воду магнитным, ультрозвуковым или электрическим полями.

В традиционных ионообменных установках происходит умягчение воды путем замещения катионов накипеобразующих катионов (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+}) на катионы Na^{+} или H^{+} . Этот метод имеет ряд существенных недостатков: сбросы засоленных, закисленных вод, часто требуется применение несколько ступеней ионообмена, необходимы постоянные лабораторные анализы подпиточной воды, ручной труд для транспортировки соли, опасность поражения кислотой, дорогостоящее оборудование с большим количеством запорной арматуры, необходимость наличия квалифицированного персонала, наличие лаборатории, что зачастую не обеспечивается в реальных условиях эксплуатации (особенно это относится, как показывает практика, к небольшим котельным). Попытки автоматизировать ионообменные установки приводят к ещё большему увеличению капитальных и эксплуатационных затрат и не обеспечивают надежной длительной работы оборудования.

Коррозионная активность воды после катионообменных фильтров даже несколько увеличивается, что вместе с неминуемыми в реальных условиях эксплуатации «проскоками» солей жесткости приводит к постепенному росту отложений и продуктов коррозии в котлоагрегатах и другом теплопередающем оборудовании и соответствующему снижению коэффициента теплопередачи. Для поддержания необходимой температуры выходящей из котла воды, приходится увеличивать расход топлива и тепловую нагрузку на теплопередающие поверхности, что сокращает срок их службы. Периодические химические отмывки (особенно кислотные) разрушают не только накипь и отложения на внутренних поверхностях, но и частично сами эти поверхности.

Метод реагентной водоподготовки (ингибиторы отложений и коррозии) принципиально отличается тем, что с помощью специально подобранных реагентов накипеобразующие элементы не удаляются из воды, а устраняются их накипеобразующие

свойства. При этом одновременно снижается коррозионная активность воды, ингибируется поверхность металла и постепенно удаляются ранее имевшиеся отложения, что исключает необходимость в периодических кислотных отмывках теплообменных поверхностей оборудования, а также снижаются требования к деаэрации подпиточной воды.

Таким образом, метод реагентной водоподготовки является активным в отношении накипи и накипеобразующих элементов, поэтому кратковременные перерывы в работе реагентной водоподготовки (подпитка напрямую) неопасны и ощутимо не влияют на состояние теплообменных поверхностей.

Метод реагентной обработки воды комплексообразованием полностью лишен недостатков, присущих методу ионирования.

Однако все эти преимущества проявляются только при правильном подборе композиции реагентов для конкретного химического состава подпиточной воды и конкретных режимов котлов и теплообменников, соблюдении технологии ввода реагентов в начале и в течение эксплуатации реагентной водоподготовки в составе системы теплоснабжения, своевременной корректировки состава композиции реагентов и режима ввода ее в подпиточную воду.

Применение комплексонатного метода ведения водно-химического режима (ВХР) позволяет улучшить экологическую обстановку, так как исключаются расход воды и стоки образующихся после взрыхления, регенерации и отмывки ионообменных фильтров и сброс этих отходов в близлежащие водоемы и реки, засоряя их. Метод практически не влечет за собой использования воды на собственные нужды. К недостатку данного метода можно отнести строго индивидуальный подбор реагента для конкретных условий эксплуатации теплообменного оборудования.

Среди методов безреагентной обработки большой интерес с позиции практической применимости вызывает метод антинакипной обработки сетевой воды электрическим полем.

Сущность метода электрохимической защиты от накипи заключается в воздействии электрического поля на поток обрабатываемой воды. Для этого поток сетевой воды пропускают между электродами, разность потенциалов между которыми создается так, чтобы положительно заряженные частицы накипи оседали на катоде. Таким образом, процесс образования накипи переносится с поверхности теплообменных аппаратов на поверхность специальных электрофильтров. Кроме того, при прохождении воды через электродную область за счёт созданного поля в ней идёт образование центров кристаллизации. Интенсивный рост концентрации центров кристаллизации способствует тому, что выпадение накипи происходит в объёме воды, а не на теплопередающих поверхностях. То есть в процессе работы электрохимического противонакипного аппарата не только происходит фильтрация частиц примесей, но и генерируются в массе воды монокристаллы карбоната кальция.

Основные преимущества электрохимического способа предотвращения образования накипи – простота обслуживания, невысокие эксплуатационные затраты и низкое энергопотребление, отсутствие необходимости в продувке тепловой сети для удаления вторичного шлама. Кроме того, исключается применение химических реагентов, а, следовательно, причина загрязнения природных водоёмов, системы такой очистки могут без помех встраиваться в различные технологические схемы без специального контроля хода обработки воды.

В заключение можно отметить, что наибольшее распространение получили методы водоподготовки (Na-катионирования) и реагентной водоподготовки (комплексоны, антинакипины). Пока менее используются методы безреагентной водоподготовки, как более дорогие, но в связи с ухудшением экологической обстановки, ужесточились требования к сбросам водоподготовки поверхностных водоёмов. Актуальными становятся установки, принцип действия которых основан на физических законах.

Литература

1. Ушаков Г.В. Исследование антинакипной обработки сетевой воды постоянным электрическим полем на пилотной установке // Энергосбережение и водоподготовка, 2008.- с.32-34.
2. http://aqua-therm.ru/articles/articles_33.html

Использование низкопотенциальных потоков теплофикационных паровых турбин для подогрев природного газа перед детандер-генераторным агрегатом

Тумашевский В., Сенько В.

Научные руководители Седнин А.В., Богданович М.Л.

Теплофикационные паровые турбины предназначены для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, причем выработка электроэнергии возможна без отпуска теплоты потребителю – на чисто конденсационном режиме. Указанные конструктивные особенности широко использовались для покрытия потребления электроэнергии на нужды народного хозяйства СССР, что требовало поддерживать ежегодный прирост установленной электрической мощности ТЭС [1]. Большинство моделей теплофикационных паровых турбин ТЭЦ, находящихся в эксплуатации были разработаны в 60-х – 80-х годах. Разумеется, что прогрессивные технические решения, закладываемые при их проектировании, не в полной мере оправданы при существующих режимах работы оборудования и стоимости используемого топлива.

В настоящее время республиканские ТЭЦ преимущественно работают по тепловому графику. Известно, что при увеличении тепловой нагрузки у теплофикационных турбин расход пара в конденсатор уменьшается, а поток рециркуляции основного конденсата (ПРК) возрастает [2], что необходимо для надежной работы системы концевых уплотнений паровой турбины. Проведенные исследования показали, что потери теплоты с ПРК для теплофикационных турбин мощностью 50...100 МВт составляют ориентировочно 12...25 ГДж/ч [3]. Поэтому эффективность работы теплофикационных турбин можно повысить за счет сокращения этих потерь.

В качестве одного из возможного способа утилизации теплоты с ПРК теплофикационных турбин Т-250/300-240 рассмотрим подогрев природного газа перед детандер-генераторным агрегатом (ДГА) Минской ТЭЦ-4 (см. рис.). Новый подогреватель природного газа может выполнять функцию, как основного подогревателя, так и подогревателя первой ступени, что определяется температурой ПРК турбины Т-250/300-240.

Влияние ДГА на тепловую экономичность ТЭЦ в основном зависит от организации подогрева природного газа перед ним [4]. Очевидно, что чем больше доля низкопотенциальной энергии на эти цели, тем выше энергетическая эффективность подогрева [5]. В работе [5] говорится о том, что существующая схема ДГА Минской ТЭЦ-4 обладает недостатком: подогрев природного газа до температуры около 60 °С осуществляется промежуточным теплоносителем, который нагревается паром давлением 1,30 МПа из коллектора собственных нужд (КСН-1,3 МПа). В то же время среднесуточная температура основного конденсата турбины Т-250/300-240 за ПНД-1 и ПРК в отопительный период составляет $t_{\text{пнд}} = 63,9$ °С. Если использовать ПРК для подогрева природного газа перед ДГУ, «вытесняемый» пар КСН-1,3 МПа будет продолжать совершать работу в турбине и выработает дополнительную электроэнергию при постоянном расходе теплоты на турбину. При поддержании электрической мощности турбины на неизменном уровне, «вытесняемый» пар КСН-1,3 МПа сократит расход теплоты на неё.

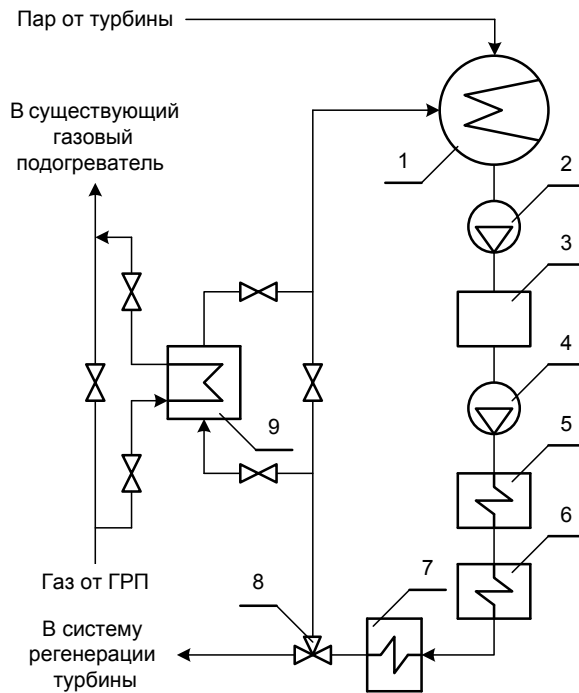


Рисунок. Схема подогрева природного газа перед ДГА Минской ТЭЦ-4 потоком конденсата рециркуляции турбины Т-250/300-240.

1-конденсатор турбины Т-250/300-240; 2-конденсатный насос 1-го подъема; 3-блочная обессоливающая установка; 4- конденсатный насос 2-го подъема; 5-охладитель эжекторов; 6-охладитель уплотнений; 7-ПНД-1; 8-трехходовой клапан; 9-новый подогреватель природного газа.

На Минской ТЭЦ-4 КСН-1,3 МПа подключен к производственному отбору турбоагрегата ПТ-60-130/13 и к РУ 40/13. Когда турбина ПТ-60-130/13 находится в работе, КСН-1,3 МПа питается непосредственно из её производственного отбора. Если турбина ПТ-60-130/13 выводится в ремонт, резерв и т.п., то КСН-1,3 МПа питается из трубопровода «холодного» промежуточного перегрева пара турбоагрегата Т-250/300-240 через РУ 40/13. Поэтому сравнительный анализ выполнялся для следующих режимов работы оборудования.

Режим 1. Пар из коллектора собственных нужд совершает работу в турбине ПТ-60-130/13 до теплофикационного отбора при постоянном вентиляционном пропуске пара в конденсатор $D_{пк} = const$.

Режим 2. Пар из коллектора собственных нужд совершает работу в турбине Т-250/300-240 до теплофикационного отбора при $D_{пк} = const$.

Режим 3. Пар из коллектора собственных нужд совершает работу в турбине Т-250/300-240 до теплофикационного отбора при неизменной электрической мощности $N_э = const$.

Дополнительно были приняты следующие условия:

- турбина работает в теплофикационном режиме с $D_{пк} = 60$ т/ч;
- расход основного конденсата соответствует минимально допустимому значению, при котором обеспечивается надежная работа конденсационной установки и ПНД-1 $D_{ок} = 250$ т/ч. Конденсационная установка включает в себя основной эжектор, эжектор уплотнений, конденсатные насосы и трубопроводы с необходимой арматурой [2];
- расход прочих пароводяных потоков, поступающих в конденсатор составляет $D_{рк} = 20$ т/ч;
- температура основного конденсата за ПНД-1 и ПРК равна $t_{пнд} = 63,9$ °С;

- температура природного газа перед ДГА равна $t_{\text{дга}} = 57,5$ °С, что соответствует среднему значению для УДЭУ №1 за отопительный период 2008 г;
- в работе находится один ДГА, электрическая мощность которого составляет $N_{\text{дга}} = 1823,7$ кВт, что соответствует среднему значению УДЭУ №1 за отопительный период 2008 г.

Очевидно, что предложенный способ подогрева природного газа перед ДГА приведет к изменению тепловых потоков в системе регенерации турбоустановок ПТ-60-130/13 и Т-250/300-240. Данные преобразования наиболее просто оценить с помощью коэффициентов изменения мощности и ценности теплоты, определенных по методике, изложенной в [6]. Принималось, что исходные параметры пара в камерах отбора для турбины Т-250/300-240 соответствуют значениям, вычисленным на номинальном режиме работы [7]. В качестве замыкающей КЭС рассматривалась Лукомльская ГРЭС с удельным расходом топлива на отпуск электроэнергии $b_{\text{э}}=320$ г у.т./кВт·ч. Сравнительный анализ проводился для отопительного периода г. Минска, продолжительность которого составляет 202 суток [8].

При организации подогрева природного газа перед ДГА по схеме, представленной на рисунке, уменьшается температура ПРК, поступающего в конденсатор. В результате, для поддержания вакуума в конденсаторе, сократится расход циркуляционной воды и снизится мощность циркуляционных насосов. Однако возрастет мощность, потребляемая конденсатными насосами 2-го подъема, из-за необходимости прокачки воды по вновь смонтированной трубопроводной системе и через новый подогреватель природного газа. В расчётах указанными факторами пренебрегли. Результаты расчётов годовой системной экономии топлива для указанных режимов работы оборудования Минской ТЭЦ-4 представлены в таблице.

Таблица. Результаты расчётов годовой системной экономии топлива

Работа оборудования	$\Delta B_{\text{сист}}$, т у.т.
Режим 1	2680
Режим 2	2980
Режим 3	2870

Полученные результаты расчёта годовой системной экономии топлива говорят о возможности внедрения предложенного способа подогрева природного газа перед ДГА Минской ТЭЦ-4. Причём это энергоэффективное мероприятие может рассматриваться и как общесистемное, и как внутростанционное. Однако рекомендовать к применению данный способ подогрева природного газа, можно только после проведения детальных расчётов работы оборудования Минской ТЭЦ-4 на характерных режимах определенных в ходе эксплуатации, а так же после проведения экономического обоснования. К сожалению, информация по режимам работы оборудования Минской ТЭЦ-4 у авторов статьи отсутствует.

Выводы

На основании проведенного теоретического исследования, можно сделать следующие выводы:

1. На сегодняшний день существуют резервы повышения экономичности теплофикационных паротурбинных установок, которые необходимо максимально использовать.

2. Предлагаемый способ подогрева природного газа перед одним из ДГУ Минской ТЭЦ-4 позволяет достигнуть годовой системной экономии топлива на уровне 2840 т у.т.

3. Для окончательной оценки эффективности предложенного мероприятия необходимо произвести расчёт работы оборудования Минской ТЭЦ-4 на характерных режимах определённых в ходе эксплуатации, а так же выполнить экономическое обоснование.

Литература

1. Жарков С.В., О перспективах оборудования отопительных ТЭЦ в России // Газотурбинные технологии.— 2007.— №1.— С. 12–17.
2. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины / Под ред. Д.П.Бузина. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.
3. Гуторов В. Ф., Симою Л. Л., Эфрос Е. И., Панферов С. И. Направления повышения эффективности работы теплофикационных турбин // Теплоэнергетика.— 2000.— №12.— С. 29–34.
4. Агабабов В.С. Основные особенности применения детандер-генераторных агрегатов на ТЭЦ // Энергосбережение и водоподготовка.— 2002.— №3.— С. 27–29.
5. Шкода А., Шкода В. Повышение эффективности подогрева природного газа перед ДГА и энергетическими котлами на ТЭЦ // Энергетика и ТЭК.— 2008.— №6.— С. 26, 43–44.
6. Рубинштейн Я.М., Щепетильников М.И. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС. – М.: Энергоиздат, 1982. – 272 с.
7. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов / Под ред. В. Я. Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
8. СНБ 2.04.05 – 2000 Строительная климатология.

УДК 697.34

Методы разделения расходов топлива на выработку тепловой и электрической энергии на ТЭЦ

Бурий Ю.Э., Гранчак Н.В.

научный руководитель – ассистент Нерезько А.В.

Для ТЭЦ важной задачей является достижение экономии топлива за счет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. При этом величину экономии топлива от теплофикации принято оценивать разностью расхода топлива на ТЭЦ и суммарных расходов топлива, необходимых для раздельной выработки таких же количеств теплоты в котельных и электроэнергии на КЭС. На сегодняшний день существует несколько методов разделения расхода топлива на электроэнергию и тепло на ТЭЦ.

В работе [1] приведены основные методы разделения расходов топлива. Одним из наиболее распространенных является *физический метод*. При этом методе расчета для установления стоимостных показателей производства электроэнергии и тепла общий расход тепла (топлива) в комбинированном производстве условно делится на две составляющие: одна пропорциональна отпуску тепла потребителям, другая – остальному количеству тепла, которое относят на производство электроэнергии. Другими словами, все тепло, которое поступало в паровую турбину с перегретым паром за вычетом тепла регулируемых отборов, отданного на нужды теплоснабжения, относилось на производство электроэнергии. При этом на выработку единицы электроэнергии в раздельном производстве (на конденсационной электростанции) расходуется примерно в 1,5 раза больше тепловой энергии, чем при комбинированном производстве, поэтому очевидно, что при таком разделении расхода тепла (топлива) в последнем случае вся экономия от уменьшения его общего расхода относиться к процессу производства электроэнергии.

Эксергетический метод. Метод разработан на основе теории эксергетического анализа системы. По этому методу удельный расход условного топлива на единицу эксергии определяется по зависимости

$$b_e = \frac{B_T}{(E^{\text{э}} + E^T)},$$

где B_T - годовой расход условного топлива, т у.т./год; $E^{\text{э}}$ и E^T - эксергии электрической и тепловой энергии. Значение $E^{\text{э}}$ вычисляется простым пересчетом единиц измерения, E^T - по формуле

$$E_T = \sum Q_i \cdot \left(1 - \frac{T_{\text{oc}}}{T_{\text{cp}}}\right),$$

где i - порядковый номер отбора пара определенных параметров; Q_i - количество тепла, отбираемого из соответствующего отбора; T_{oc} - температура окружающей среды; T_{cp} - средняя температура преобразующего пара, которая рассчитывается по зависимости

$$T_{\text{cp}} = \frac{h_{\text{om}} - h_{\text{к}}}{s_{\text{om}} - s_{\text{к}}},$$

где h_{om} и s_{om} - энтальпия и энтропия пара в отборе; $h_{\text{к}}$ и $s_{\text{к}}$ - энтальпия и энтропия конденсата этого пара.

По значениям $E^{\text{э}}$ и E^T из известной зависимости $B = E \cdot b_e$, определяются годовые расходы топлива на выработку электроэнергии $B_G^{\text{э}}$ и тепла B_G^T . Полученные таким образом соотношения расходов топлива меняются в зависимости от режима, в котором работают турбоагрегаты.

По эксергетическому методу значения b_e практически равны значениям, полученным в раздельной схеме энергоснабжения. Этим подтверждается примерное равенство эксергетического КПД по производству электроэнергии на ТЭЦ и КЭС. Расчёт показателей выработки тепла в виде горячей воды отдельно для теплофикационных отборов и пиковых водогрейных котельных даёт важные результаты: удельные расходы топлива и себестоимость тепла, получаемого из Т-отборов, примерно в 2,5 раза меньше, чем ПВК. Высокая себестоимость тепла последней обусловлена как большим $b_{\text{ПВК}}$, так и малым числом часов максимума пиковой тепловой нагрузки.

Результаты эксергетического анализа комбинированной выработки тепла позволили выявить источники экономии топлива на ТЭЦ. Кроме того, эксергетический метод даёт возможность дифференцированно подходить к отпускаемому от ТЭЦ теплу разного потенциала.

Существенный недостаток эксергетического метода состоит в том, что расчёт коэффициента разделения расхода топлива между электроэнергией и теплом требует довольно детального контроля режимов, в котором работало оборудование в течение отчётного периода. Громоздкие вычисления, связанные с режимами работы и климатическими колебаниями, делают этот метод неудобным в практическом значении.

В работе [2] говорится, что эффективность конденсационных турбин однозначно определяет термический КПД, а вот КПД ТЭЦ до сих пор однозначно не определен. Решить проблему определения показателей ТЭЦ позволяет применение **метода КПД отборов**.

КПД теплофикационного отбора определяется следующим образом. Подведём извне в сетевой подогреватель такое количество теплоты q_j для подогрева сетевой воды, чтобы отбор уменьшился на 1 кг пара при постоянном расходе теплоты потребителем. Получим в турбине дополнительную механическую работу H_j . Отношение полученной работы к затраченной теплоте есть КПД подведенного тепла q_j , для краткости назван КПД отбора

$$\eta_T = \frac{H_j}{q_j},$$

где j – номер отбора по ходу воды.

При вытеснении внешним теплом отборного пара образуется как бы дополнительный цикл между отбором и конденсатором, который накладывается на основной цикл.

Часовой расход топлива на отбираемое тепло: $B_{\text{ТК}} = b \cdot N_T$;

Часовой расход топлива на электроэнергию, вырабатываемую в теплофикационном режиме: $B_{\text{ЭК}} = b \cdot N_{\text{э}}$; где b – расход условного топлива на вырабатываемую электроэнергию в конденсационном режиме; N_T и $N_{\text{э}}$ – снижение мощности турбоустановки от теплофикационного отбора и электрическая мощность на клеммах генератора в теплофикационном режиме соответственно.

$$N_T = \eta_T \cdot \eta_M \cdot \eta_{\text{ЭГ}} \cdot Q_T; N_{\text{э}} = N - N_T$$

где $Q_T = G_T \cdot q_T$ - тепло, отдаваемое теплофикационным отбором за одну секунду;
 $q_T = h_T - h_{op}$ - тепло, отдаваемое одним кг пара теплофикационного отбора.

КПД отборов применяется для того, чтобы определить недовыработку. Это происходит по следующей причине. Сетевой подогреватель находится в работе. Подведем извне в сетевой подогреватель количество тепла q_T . Отбор на сетевой подогреватель уменьшится на 1 кг. Этот килограмм вытесненного пара сработает от h_T до h_K и конденсируется в конденсаторе. Один килограмм конденсата пройдет подогревателя, в результате возникнет недовыработка.

Такое разделение расхода топлива на электроэнергию и тепло по методу КПД отборов термодинамически обосновано.

Расход топлива на недовыработанную электроэнергию и есть расход топлива на выработанное тепло.

В зарубежных странах, таких как *Германия и Дания*, метод, на основании которого рассчитывается себестоимость производства энергии на ТЭЦ, является чисто экономическим. Он имеет сходные черты с методом, который в отечественной литературе называется методом *раздельной рентабельности*. С точки зрения немецкого законодательства один из видов энергии рассматривается как побочный продукт, реализация которого происходит по договорной цене без определения составляющих его себестоимости. Выручка от его реализации по этой цене вычитается из суммарных затрат на общее производство, состоящих из постоянных и переменных издержек (в основном на топливо), а также накладных расходов. Остаток относится на производство основного продукта – тепловой энергии. При таком методе необходимость деления расхода топлива между электроэнергией и теплом исключается.

В таблице 1 сведены расчёты по различным методам разделения расходов топлива.

Расчёт был проведен для ТЭЦ с турбиной Т-110/120-130 и для КЭС с турбиной К-300-240, работающей совместно с отопительной котельной.

Таблица 1.

Показатели	Единицы измерения	Методы разделения расхода топлива на электроэнергию и тепло на ТЭЦ			Раздельная выработка электрической и тепловой энергии
		физический метод	эксергетический метод	метод КПД отборов	
$b_T^э$	$\frac{кг \text{ у.т.}}{кВт \cdot ч}$	0,23	0,325	0,312	0,356
b_T^T	$\frac{кг \text{ у.т.}}{ГДж}$	41,3	22,6	18	45,2

Все рассмотренные методы разделения топлива между электроэнергией и теплом являются одинаково условными и могут применяться с крайней осторожностью даже при оценке тепловой экономичности ТЭЦ.

Формирование тарифов на электроэнергию и тепло, выработанных на ТЭЦ, необходимо использовать исключительно экономические механизмы, отказавшись от попытки увязать ценообразование с проблемой деления расхода топлива на ТЭЦ.

Литература.

1. Хрилёв Л.С., Малафеев В.А., Хараим А.А., Лившиц И.М. Сравнительная оценка отечественных и зарубежных методов разделения расхода топлива и формирование тарифов на ТЭЦ // Теплоэнергетика, № 4, 2003-с. 45-54.
2. Кузнецов А.М. Метод КПД отборов и разделения расхода топлива на электроэнергию и тепло от ТЭЦ // Энергосбережение и водоподготовка, №3, 2007-с. 38-40.
3. Андрющенко А.И., Семенов Б.А. Система показателей для оценки топливной эффективности эксплуатационных режимов ТЭЦ // Промышленная энергетика №12, 2005-с. 2-7.

УДК 621.165.621.438

Современные мировые тенденции повышения эффективности газотурбинных установок

Жавино К.В., Хомич В.В.

Научный руководитель: Качан С.А., к. т. н., доцент

Использование парогазовых технологий является основной тенденцией развития мировой теплоэнергетики в последние десятилетия, что связано с разработкой надежных и экономичных газотурбинных установок (ГТУ). Электрический КПД современных одноцелевых ГТУ достигает 38...40 и даже 45%, а КПД бинарных парогазовых установок (ПГУ) на основе таких ГТУ приближается к 60%. Максимальная единичная мощность газотурбинных установок к настоящему времени превысила 300 МВт.

Основными направлениями повышения эффективности ГТУ являются: увеличение температуры газа перед турбиной (до 1500°C) и степени повышения давления в компрессоре (более 20). Это возможно благодаря широкому внедрению новых материалов: монокристаллических для лопаток турбины, хромистых сталей для дисков, высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для корпусов компрессора; использованию специальных термоизолирующих покрытий лопаток и металлокерамических облицовочных плиток в камерах сгорания, а также прогрессивных технологий охлаждения паром высокотемпературных элементов (камер сгорания, статорных и роторных деталей газовой турбины) с последующим использованием пара в цикле ПГУ.

Разработаны компактные мало эмиссионные камеры сгорания, использующие эффективные «сухие» методы подавления образования вредных выбросов (содержание NO_x ниже 25 ppm, а в ряде случаев достигается уровень выбросов NO_x менее 10...15 ppm).

Для поддержания высокой экономичности однофазных ГТУ на частичных нагрузках применяются поворотные лопатки входного направляющего аппарата компрессора, а также направляющих аппаратов его нескольких первых ступеней, что позволяет снижать мощность ГТУ до 50...60% номинальной за счет уменьшения расхода воздуха через компрессор без понижения начальной температуры газов. Сохранение (или даже некоторое повышение) температуры газов после газовой турбины (а значит и на входе в котел-утилизатор) обеспечивает на переменных нагрузках достаточно высокую экономичность работы паротурбинной части и ПГУ в целом.

По уровню эффективности ГТУ, серийно производимые за рубежом, могут быть условно разделены на четыре класса [1].

Класс E. Установки, разработанные в середине 80-х годов прошлого столетия, обладающие высокой надежностью, длительным межремонтным периодом и требующие сравнительно небольших расходов на сервисное обслуживание. Температура на входе в турбину 1100°C, степень повышения давления в компрессоре 10...12; КПД ГТУ 33...35% (ПГУ — 52...53%).

Класс F. Разработки первой половины 90-х годов, характеризующие современный серийный технический уровень. Температура на входе в турбину 1250... 1350°C, степень повышения давления в компрессоре 15...17; КПД ГТУ 35...36% (ПГУ — 54...55%).

Класс FA (FB), Газотурбинные установки с КПД 36...38,5 % (ПГУ — 56...58%), спроектированные во второй половине 90-х годов, завоевывающие рынок в настоящее время.

Класс G (H). Передовые образцы сверхмощных ГТУ с КПД 39...40% (ПГУ — 58...60%), температурой перед турбиной 1400...1500°C и степенью повышения давления в компрессоре более 20.

Крупнейшие фирмы мира продолжают выпускать новые модели газовых турбин, постоянно повышая эффективность их работы. Однако пути совершенствования установок, используемые разработчиками, различны.

Так, исследуются и обсуждаются преимущества и недостатки замкнутого парового охлаждения высокотемпературных элементов газовой турбины в сравнении с широко применяемым открытым воздушным охлаждением, при котором воздух, отобранный за соответствующими ступенями компрессора, после системы охлаждения выпускается в проточную часть газовой турбины.

Специалисты General Electric и Westinghouse уже начали использовать пар для охлаждения камеры сгорания и других (как неподвижных, так и вращающихся) деталей своих машин в составе ПГУ. Японская Mitsubishi сообщает о положительном опыте использования пара для охлаждения элементов статора в своих установках класса G и о трудностях его применения во вращающихся частях своих турбин класса H. Благодаря разработанной Mitsubishi системе парового охлаждения инженеры фирмы уже добились температуры перед турбиной 1500°C и разрабатывают программу создания ГТУ на температуру 1700°C [1].

Крупнейшие европейские производители Siemens и Alstom не планируют усложнять свои турбины паровым контуром охлаждения и применяют традиционную воздушную схему, которая обеспечивает более высокую маневренность установок.

Для повышения эффективности разрабатываемых ГТУ фирмы применяют также различные тепловые схемы. Так, специалисты General Electric используют промежуточное охлаждение воздуха в компрессоре, специалисты фирмы Alstom — промежуточный перегрев газов при расширении, а на заводах Siemens продолжается производство установок, работающих по простой схеме.

Например, новая газотурбинная установка MS9001H General Electric [2] мощностью 282 МВт имеет коэффициент полезного действия 39,5%, КПД комбинированного цикла с этой ГТУ достигает 60%. Компрессор обеспечивает степень повышения давления 23 на 18 ступенях. Вместо традиционной трехступенчатой турбины использована схема с четырьмя ступенями, что при возросшей степени расширения газов позволило сохранить высокий внутренний КПД. Главной инновацией машины класса H стало комбинированное паровоздушное охлаждение, применение которого позволяет увеличить массовый расход воздуха через горелочные устройства и тем самым повысить мощность установки, одновременно повышая эффективность охлаждения, поскольку теплоемкость пара выше, чем воздуха. Использование замкнутого парового контура дает возможность увеличить температуру перед турбиной на 111°C (до 1440°C) благодаря отсутствию сбросного охлаждающего воздуха. Запуск турбины проходит при воздушном охлаждении, но уже на переходных режимах для охлаждения лопаток 1-й и 2-й ступеней подключается паровое. Пар забирается из цилиндра высокого давления (ЦВД) паровой турбины ПГУ, проходит контур охлаждения и возвращается в цилиндр среднего давления (ЦСД). Таким образом, паровое охлаждение привязывает газовую турбину к утилизационному циклу [2, 3].

В другой новой модели ГТУ фирмы General Electric LMS100 сочетаются технологии стационарных газовых турбин и авиационных двигателей. Для повышения КПД работы установки в простом цикле до рекордных 45% применена схема с промежуточным охлаждением циклового воздуха, которая позволяет уменьшить работу компрессора на сжатие, а также поддерживать уровень вырабатываемой энергии и в жаркую погоду. Степень повышения давления составила 40. При этом воздух

охлаждается во внешнем охладителе, тем самым появляется возможность подогрева питательной воды для электростанции. ГТУ LMS100 трехвальная с выделенной пятиступенчатой силовой турбиной. Мощность ГТУ составляет 98,3 МВт. Проведенные испытания показали исключительные маневренные качества новой турбины: 50% мощности установка набирает менее чем за 1 мин, а на номинальный режим выходит спустя 10 мин. Однако высокая степень сжатия в компрессоре ограничила температуру на выходе из ГТУ до 417°C, что несколько снизило эффективность использования LMS100 в составе ПГУ (КПД 54 %).

Специалисты Siemens в своей новой турбине SGT5-8000H отдали предпочтение более простой схеме воздушного охлаждения (что стало возможным благодаря применению материалов и покрытий нового поколения), обеспечивающей более высокую маневренность. SGT5-8000H, обладающая передовыми значениями заявленных КПД (простого цикла 39% и более 60% в составе ПГУ), выигрывает во времени пуска и скорости изменения нагрузки по сравнению с другими машинами класса H General Electric и Mitsubishi, в которых для охлаждения используется пар. Турбина SGT5-8000H в настоящее время — самая большая газовая турбина в мире. Ее мощность составляет 340 МВт, длина более 13 м, а масса 444 т.

В самой мощной турбине международного консорциума Alstom GT-26 используется оригинальная тепловая схема с промежуточным перегревом газа при расширении — технология ACS. Воздух сжимается в 22-ступенчатом компрессоре до давления 3,34 МПа и поступает в основную камеру сгорания, в которой сжигается 2/3 топлива. Затем продукты сгорания с температурой 1213°C расширяются в одноступенчатой турбине высокого давления и поступают в дополнительную камеру сгорания, куда подводится оставшаяся 1/3 топлива. После этого газы расширяются в четырехступенчатой турбине низкого давления. Обе камеры сгорания кольцевые, обеспечивающие концентрации NO_x в выхлопных газах менее 25 ppm (в дополнительной камере сгорания выбросов NO_x практически нет). Сопловые и монокристаллические рабочие лопатки наиболее горячих ступеней турбин защищены фирменным покрытием SV20 (Ni, Cr, Al, Y) и охлаждаются воздухом. Мощность установки GT-26 составляет около 289 МВт, КПД — 39,1%. Располагаемая температура газа за турбиной 615°C позволяет достичь КПД ПГУ 58,5 % [3, 4].

Таким образом, анализ особенностей конструкции и тепловых схем последних моделей ГТУ ведущих фирм мира показывает, что за счет различных технических решений можно обеспечить экономичную, надежную и экологически безопасную работу высокотемпературных газотурбинных установок. При этом КПД одноцелевых ГТУ вплотную приближается к значению этого показателя для традиционных паротурбинных установок, а КПД комбинированных бинарных парогазовых установок превышает эту величину в 1,5 раза.

Литература

1. Лебедев А.С., Костенников С.В. Тенденции повышения эффективности ГТУ // Теплоэнергетика. – 2008. - № 6. – С. 11 – 18.
2. Smith D. H system steams on // Modern power systems. 2005, February. P. 17—20.
3. Цанев СВ., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Издательство МЭИ 2002.
4. Ольховский Г.Г. Энергетические ГТУ за рубежом // Теплоэнергетика. - 2004. - № 11. - С. 71—76.

УДК 621.311.22

Анализ основных путей повышения тепловой экономичности тепловых электростанций

Хоссене Назар Н. Кадам, Кеда В.А.

Научный руководитель: Качан С.А., к. т. н., доцент

Тепловые электростанции (ТЭС), работающие на органическом топливе составляют основу современной энергетики, поэтому повышение их тепловой экономичности является важнейшей задачей современного этапа развития энергетики.

На электростанциях, работающих на твердом топливе, в перспективе необходимо внедрение экологически чистых технологий сжигания угля в циркулирующем кипящем слое, а позже – газификации угля с использованием полученного из угля газа в парогазовых установках. Однако, как считает сейчас большинство экспертов, рост угольной энергетики в ближайшие десятилетия будет покрываться в основном за счет ввода энергоблоков с котлами с традиционным факельным сжиганием угля в первую очередь, потому, что альтернативные варианты потребуют больших инвестиций, они сложнее в эксплуатации и не дают значительного преимущества в КПД.

Анализ тенденций мировой практики строительства паротурбинных блоков показывает, что они интенсивно совершенствуются во многих промышленно развитых странах.

Основным резервом улучшения экономичности является повышение начальных параметров: использование суперсверхкритического начального давления, повышение начальной температуры до 600°C, ввод дополнительного перегрева пара.

На рис. 1 и 2 по данным [1] приведены эллиптические области оптимальных сочетаний давлений первого и второго промежуточных перегревов пара $p_{п1}$ и $p_{п2}$ для цикла с двукратным промперегревом с начальным давлением 23,5 и 29 МПа соответственно. Здесь η_i – абсолютный внутренний КПД цикла.

По данным [1] переход с существующего уровня параметров 23,5 МПа, 540/540°C к 29 МПа, 600/600°C при однократном промперегреве ведет к росту абсолютного КПД с 47 до 49%, т.е. примерно на 2%. При этом повышение $t_o/t_{п1}$ на каждые 10°C ведет к среднему приросту η_i на 0,263% при $p_o = 23,5$ МПа и 0,29% при $p_o = 29$ МПа. В случае двукратного промперегрева переход на новый уровень параметров дает чуть меньший прирост абсолютного КПД. При этом повышение сопряженных температур $t_o/t_{пн}$ на каждые 10°C ведет к увеличению КПД на 0,22 ... 0,242%.

Дополнительными источниками повышения КПД является совершенствование тепловой схемы и элементов энергоблока. По данным [2] увеличение КПД паротурбинных энергоблоков при переходе к сверхвысоким параметрам пара при одновременном совершенствовании конструкции оборудования составляет, %:

- | | |
|---|-----|
| – переход на новый уровень начальных параметров | 4,4 |
| – применение второго промперегрева пара | 1,2 |
| – повышение температуры питательной воды до 300 °С
(с учетом снижения КПД котла) | 0,6 |
| – уменьшение располагаемого теплоперепада регулирующей ступени, меридиональное профилирование в части высокого давления (ЧВД) | 0,4 |
| – снижение периферийных и диафрагменных утечек | 0,8 |
| – применение саблевидных сопловых лопаток в части среднего и низкого давления (ЧСД и ЧНД) | 0,8 |
| – использование осевого выходного патрубка | 0,8 |

В итоге суммарное повышение экономичности достигает 9%.

По данным [1] большая часть введенных в мире новых энергоблоков повышенных параметров пара имеет КПД нетто свыше 42 ... 44 %, а некоторые, причем работающие на угле, достигли КПД нетто свыше 46 % (правда, при очень низком давлении в конденсаторе $p_k = 2,3$ кПа). Строящиеся отдельные энергоблоки, работающие на газе, будут иметь КПД нетто 49 ... 49,5%, а на угле 47 ... 48%.

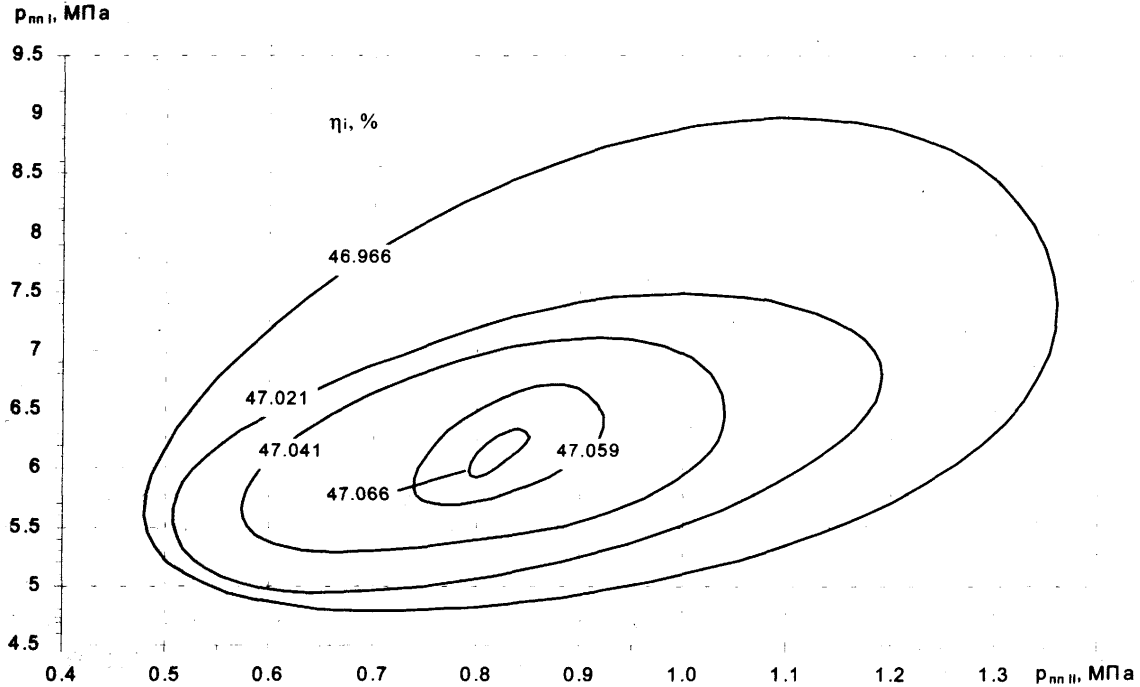


Рис. 1. Оптимальные соотношения давлений p_{pp1} и p_{pp2} для паросилового цикла с $p_0=23,5$ МПа, 600/600/600°C

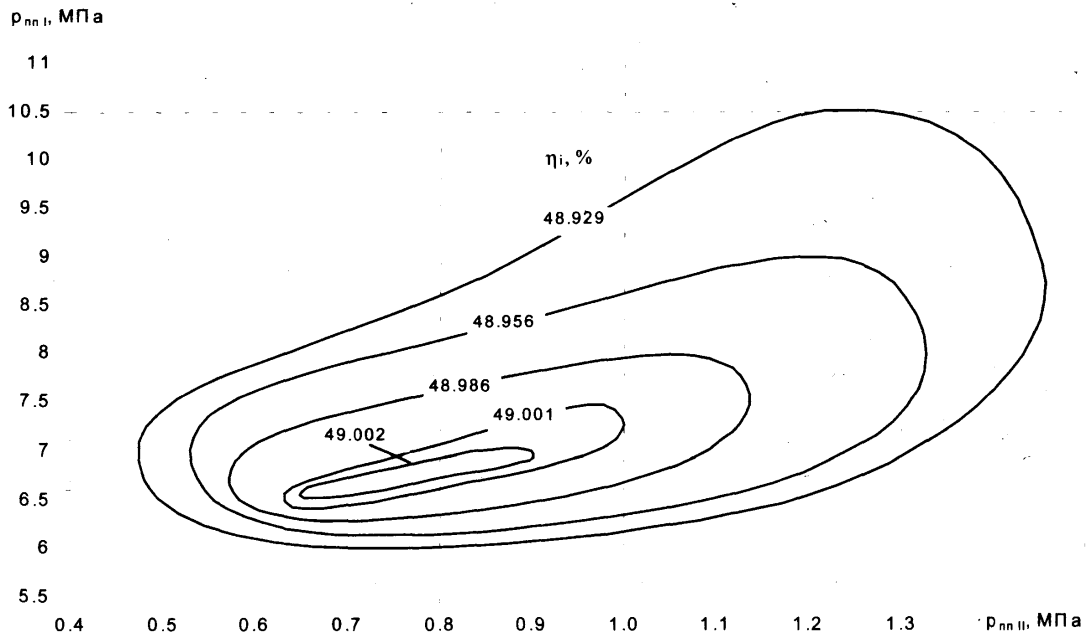


Рис. 2. Оптимальные соотношения давлений p_{pp1} и p_{pp2} для паросилового цикла $p_0=29$ МПа, 600/600/600°C

При использовании в качестве топлива природного газа наибольшую тепловую экономичность обеспечивают парогазовые установки (ПГУ) утилизационного типа, электрический КПД которых приближается к 60% [1].

При этом наибольшая эффективность обеспечивается при максимальном приближении изобары пароводяного рабочего тела к изобаре охлаждения дымовых газов в котле-утилизаторе. Это возможно за счет применения трехконтурных котлов-утилизаторов и цикла с промежуточным перегревом пара. На рис. 3 показано влияние количества контуров котла-утилизатора и ввода промперегрева на электрический КПД утилизационных ПГУ (УПГУ) [3].

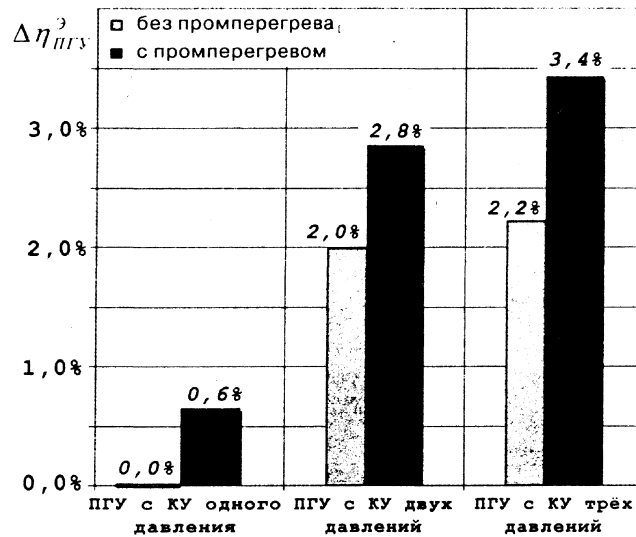


Рис. 3. Влияние профиля котла-утилизатора на КПД УПГУ

Для заданной газотурбинной установки (ГТУ) максимальный КПД УПГУ соответствует получению максимальной мощности паротурбинной установки (ПТУ).

На рис. 4 по данным [3] приведены зависимости относительного изменения мощности ПТУ от давления в контурах котла-утилизатора. По данным [3] для диапазона температур газов после ГТУ (то есть на входе в котел-утилизатор) 550 ... 650°C рост давления в верхнем контуре котла-утилизатора приводит к росту тепловой экономичности УПГУ. Каждому давлению пара в верхнем контуре соответствуют оптимальные давления в контурах среднего и низкого давления.

Технико-экономическое сопоставление вариантов ТЭС на базе современных высокоэкономичных ПТУ на суперсверхкритические параметры пара и утилизационных ПГУ показывает преимущества УПГУ, как по сроку окупаемости, так и по величине получаемой прибыли за срок службы. Это объясняется тем, что, не смотря на более высокую стоимость природного газа, чем твердого топлива, УПГУ имеют более высокую экономичность и требуют более низких удельных капитальных вложений.

Литература

1. Анализ перспектив развития отечественной теплоэнергетики / А.В. Мошкарин, М.А. Девочкин, Б.Л. Шельгин, В.С. Рабенко. – Иван. гос. ун-т. – Иваново, 2002. – 256 с.
2. Трухний А.Д., Трояновский Б.М. Паротурбинные энергоблоки нового поколения // Новости науки и техники. 1998. № 10. С. 9-13.
3. Буров В.Д., Сигидов Я.Ю. Анализ и оптимизация структуры и параметров тепловых схем конденсационных ПГУ с котлами-утилизаторами трех давлений // Энергосбережение и водоподготовка. – 2006. - № 1 (39). – С. 31 – 36.

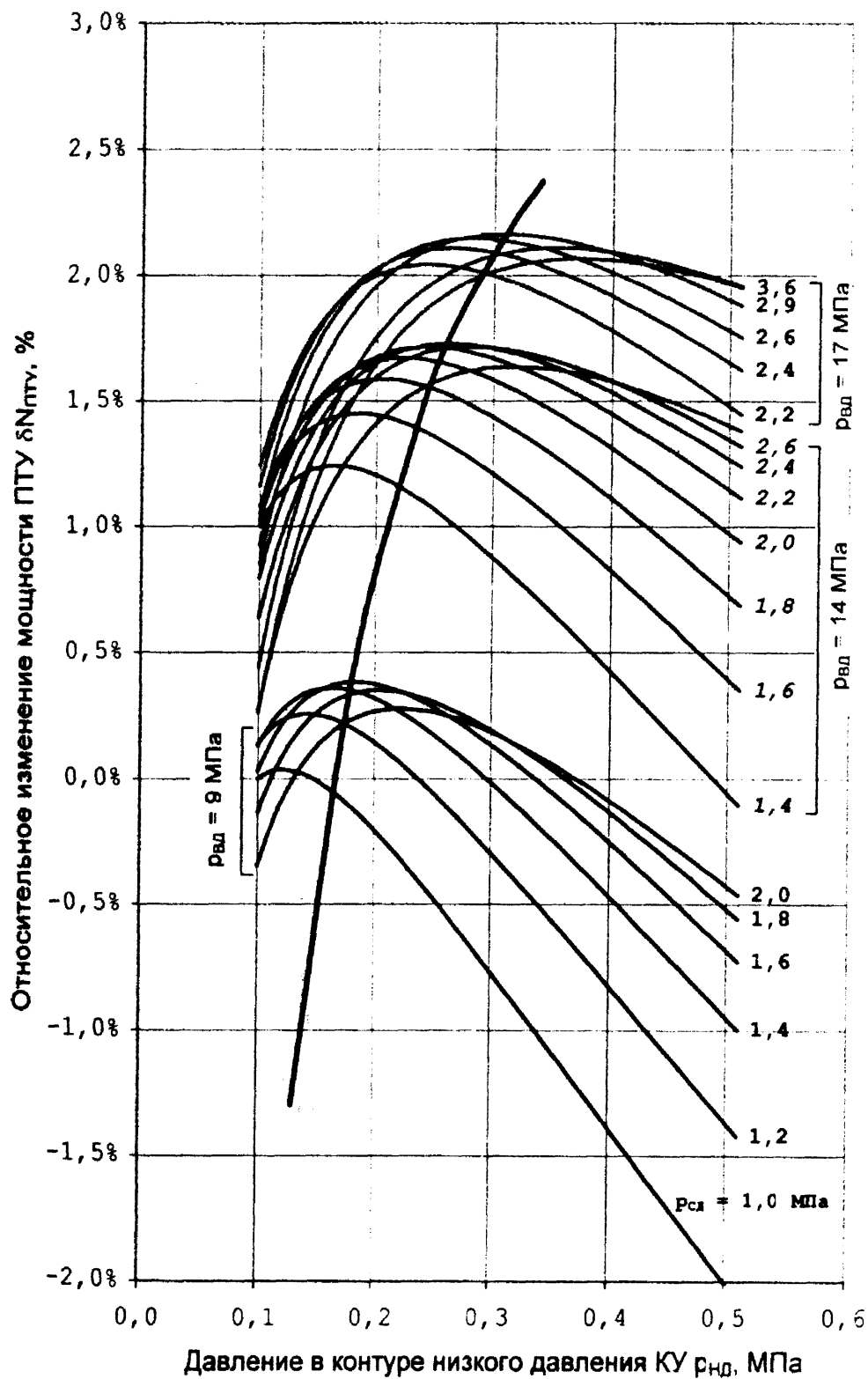


Рис. 4. Изменение мощности ПТУ от давлений в контурах котла-утилизатора УПГУ

УДК 621.165+621.438

Маневренные характеристики парогазовых установок утилизационного типа

Барановский И.Н., аспирант

Научный руководитель: Качан С.А., к. т. н., доцент

Применение парогазовых установок (ПГУ) позволяет не только повысить экономичность работы ТЭС Белорусской энергосистемы, но и улучшить ее маневренные характеристики, что является актуальным в связи с существующей неравномерностью графиков электрических нагрузок, а также предстоящим вводом в Беларуси АЭС.

Основными показателями маневренности оборудования являются:

- регулировочный диапазон – диапазон нагрузок, в пределах которого оборудование работает вполне надежно, а разгрузка или нагрузка энергоблока происходит без изменения состава работающего оборудования;
- приемистость – способность к быстрому изменению нагрузки и участию в первичном и вторичном регулировании частоты в системе;
- экономичность оборудования при частичных нагрузках;
- пусковые характеристики.

Хорошо известны высокие маневренные характеристики современных энергетических газотурбинных установок (ГТУ) простого цикла. Время их пуска составляет всего несколько десятков минут, а, например, испытания новой ГТУ фирмы General Electric LMS100 показали возможность набора ею 50% номинальной мощности (которая составляет 98,3 МВт при рекордном КПД простого цикла 45%) менее чем за 1 мин и выхода установки на номинальный режим спустя 10 мин [1].

Добавление в схему котла-утилизатора и паровой турбины существенно изменяет маневренные характеристики парогазовой установки (ПГУ) в целом.

При **пуске** утилизационной ПГУ в соответствии с особенностями применяемой газотурбинной установки (зависимостью температуры газов после газовой турбины от мощности ГТУ и температуры наружного воздуха) выбирается начальная нагрузка ГТУ, которая необходима для прогрева котла-утилизатора и паропроводов, повышения параметров генерируемого пара, подачи этого пара на турбину и увеличения частоты ее вращения до соответствующей моменту включения электрогенератора в сеть.

Анализ графика-задания пуска из холодного состояния энергоблока ПГУ-450 МВт Северо-Западной ТЭЦ (Санкт-Петербург) в составе двух ГТУ V94.2 (ГТЭ-160, Siemens—ЛМЗ) с двухконтурными котлами-утилизаторами, пар высокого и низкого давления от которых подается на общую паровую турбину Т-150-7,7, показывает следующее [2].

Хотя набор ГТУ 1/3 номинальной мощности производится примерно на 15-й минуте от начала пусковых операций, синхронизация паровой турбины начинается только через час после начала пуска ГТУ. Вторая ГТУ в составе дубль-блока начинает вырабатывать мощность спустя почти полтора часа, выход обеих ГТУ на 60% нагрузки происходит спустя два часа, а набор паровой турбиной 30% мощности – спустя 2,5 часа после начала пусковых операций на блоке. Выход дубль-блока в целом на номинальную мощность происходит спустя 3,5 часа, а номинальное давление свежего пара устанавливается спустя более трех часов после начала пуска, который производится при скользящем начальном давлении.

Номинальные значения параметров пара на выходе из контуров высокого/низкого давления ПГУ-450 составляют соответственно 7,85/0,6 МПа и 510/226°С.

Лимитирующими скорость пуска являются допустимые условия прогрева барабанов (скорость нарастания давления в них), выходных коллекторов пароперегревателей, паропроводов и корпусов стопорных клапанов. Поэтому время пуска ПГУ меньшей мощности и спроектированной на более низкие параметры пара сокращается, но все же существенно превышает время пуска ГТУ в автономном режиме.

Из анализа графика-задания пуска энергоблока ПГУ-39 МВт Сочинской ТЭЦ, с моноблоками в составе одной ГТУ GT10C (Siemens, ранее Alstom) номинальной мощностью около 29 МВт с двухконтурным котлом-утилизатором, подающим пар двух давлений на паровую турбину Т-10/11-5,2, видно следующее [2].

Набор ГТУ 25% мощности происходит примерно через 15 минут после начала пусковых операций, но генератор паровой турбины начинает вырабатывать электроэнергию только спустя более 1,5 часов и выходит на номинальную мощность через 2,3 часа после начала пуска ПГУ. Номинальное давление свежего пара в ПГУ, выполненной по моноблочной схеме, устанавливается примерно через полчаса после начала пусковых операций.

Номинальные значения параметров пара на выходе из контуров высокого/низкого давления ПГУ-39 составляют соответственно 5,5/0,62 МПа и 487/212°C.

Отметим, что на Сочинской ТЭЦ отсутствует сторонний источник пара (пусковая котельная) вследствие чего начальные этапы пусковых режимов этой ПГУ несколько затягиваются.

При определении **регулируемого диапазона нагрузок** ПГУ помимо прочих отличительных особенностей этих установок необходимо учитывать существенную зависимость показателей работы ГТУ (ее мощности, расхода и температуры газов за газовой турбиной) от температуры наружного воздуха. Номинальная мощность газотурбинных установок соответствует температуре наружного воздуха $t_{нв} = +15^{\circ}\text{C}$. Мощность ГТУ растет с понижением $t_{нв}$ и снижается с ее увеличением. Указанное приводит к соответствующим изменениям паропроизводительности котла-утилизатора и нагрузки паровой турбины.

На располагаемую мощность энергоблока также оказывают влияние включение в работу при $t_{нв} = -5 \dots +5^{\circ}\text{C}$ антиобледенительного устройства ГТУ и отвод пара на собственные нужды энергоблока и электростанции (например, на испарительную установку и на отопление зданий и сооружений) через редуционно-охладительную установку собственных нужд (РОУ СН). Первое может привести к снижению мощности на 2...2,5%, а второе – 1...1,5% (для ПГУ-450, в тепловой схеме которой для восполнения потерь пара и конденсата в цикле предусмотрена испарительная установка, а из коллектора собственных нужд производится также отбор пара на подогрев сетевой воды в бойлерах для отопления электростанции в зимний период) [2].

Снижение нагрузки ГТУ осуществляется уменьшением расхода топливного газа.

Для повышения эффективности их использования современные одновальные ГТУ (как V94.2 и ГТУ GT13T2 фирмы Alstom, установленная на Минской ТЭЦ-3) имеют поворотные лопатки входного направляющего аппарата (ВНА) компрессора и, часто, нескольких первых его ступеней. Частичное прикрытие ВНА позволяет уменьшать расход воздуха в камеру сгорания ГТУ и поддерживать неизменной температуру газов за газовой турбиной в некотором диапазоне частичных нагрузок.

После полного закрытия ВНА, предусмотренного системой автоматического регулирования ГТУ, дальнейшее снижение нагрузки осуществляется с уменьшением температуры газов на выходе из нее и, соответственно, на входе в котел-утилизатор.

Нагрузка ГТУ GT10C (аналог ГТУ SGT-600, входящей в состав ПГУ Минской ТЭЦ-2), выполненной с выделенной силовой турбиной и работающей при переменной частоте вращения компрессора, регулируется только расходом топлива. При этом

температура газов на выходе из установки уменьшается, но не столь быстро, как у одновальной ГТУ с постоянным положением ВНА.

Снижение надежности работы оборудования ПГУ в пределах регулировочного диапазона нагрузок обусловлено тем, что уменьшение температуры пара контура высокого давления приводит к увеличению конечной влажности в зоне последних ступеней цилиндра низкого давления паровой турбины, и, как следствие, — к повышенному эрозионному износу рабочих лопаток. Для исключения этого явления предусмотрена технологическая защита турбины от недопустимого снижения температуры свежего пара.

С учетом температурного напора на выходе пароперегревателя допустимый уровень температуры газов на входе в котел-утилизатор соответствует нагрузке примерно 60% для газотурбинной установки V94.2 (то есть полному прикрытию ВНА ее компрессора) и немногим более 50% — для GT10С.

Таким образом, суммарная нагрузка энергоблока ПГУ-450 на нижней границе регулировочного диапазона по условию поддержания необходимой температуры пара высокого давления должна составлять не менее 63% при работе с полным составом оборудования (2ГТУ + 2КУ + ПТ) и 32% — с неполным (ГТУ + КУ + ПТ) [2].

Примерно такие же значения соответствуют условию поддержания минимальной концентрации вредных выбросов (оксидов азота) в уходящих газах: 61...63% и 30...32% соответственно [2].

Для энергоблока ПГУ-39 аналогичный минимум нагрузки равен 55...60% (мощность ГТУ немногим более 50%). Если ограничить нагрузку гарантированным выбросом СО (менее 100 ppm), то минимальное значение нагрузки ПГУ-39 возрастет до 70% (мощность ГТУ около 63%) [2].

Нижний предел регулировочного диапазона нагрузок ПГУ-450, который может быть надежно обеспечен при различных температурах наружного воздуха (в летний и зимний периоды) с полным составом работающего оборудования, равен 64 % номинальной мощности. Такая минимальная нагрузка позволит устойчиво эксплуатировать энергоблок ПГУ-450 неограниченное время при соблюдении требований к надежности, экологической чистоте окружающей среды и сохранении высокой экономичности ПГУ-450 [2].

Оценка регулировочного диапазона нагрузок энергоблока ПГУ-39 при его работе в конденсационном режиме в зависимости от температуры наружного воздуха показала, что нижняя граница составляет 65 % номинальной [2].

При изменении нагрузки ПГУ в пределах регулировочного диапазона мощность паровой турбины (часто имеющей дроссельное парораспределение) меняется в режиме скользящего начального давления пара. Это приводит к увеличению относительного (на 1 кг газов) расхода пара из котла-утилизатора, что способствует понижению температуры уходящих газов. При этом в случае поддержания постоянной температуры газов на входе в котел-утилизатор (и, следовательно, температуры генерируемого пара) **экономичность работы** паровой турбины и ПГУ в целом на частичных нагрузках достаточно стабильна, не смотря на снижение КПД самой ГТУ. По данным [2] в указанном диапазоне изменения нагрузки ПГУ происходит снижение электрического КПД энергоблоков не более чем на 5...7% (относительных), что при номинальном значении КПД 50% соответствует его снижению до 46,5...47,5%.

Анализ **динамических характеристик** ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, проведенный в [3], показал, что при поддержании постоянной температуры газов на входе в котел-утилизатор, значения температуры пара высокого и низкого давления меняются незначительно (то есть сохраняется стабильное температурное состояние оборудования: паровой турбины, котла-утилизатора и паропроводов), а расход и давление пара верхнего контура существенно снижаются. По

этой причине при одновременном регулировании мощности обеих ГТУ за счет прикрытия ВНА, возможна максимальная скорость разгрузки/нагрузки паровой турбины (по данным [3] она может достигать 9 – 10 МВт/мин).

После полного прикрытия ВНА скорости изменения температуры и давления пара превышают допустимые для паровой турбины, которая и определяет скорость разгрузки ГТУ и ПГУ в целом.

При этом также нужно учесть, что одинаковое и одновременное снижение мощности обеих ГТУ дубль-блока обеспечивает нормальную эксплуатацию котлоутилизаторов. В то же время при достаточно быстром снижении нагрузки одной из ГТУ возможен выброс пара из испарителей в барабаны высокого и низкого давления вследствие резкого снижения суммарного расхода пара на паровую турбину и, соответственно, снижения давления пара за котлами.

Отметим, что постепенное разгружение и последующий останов одной ГТУ без отключения ее котла-утилизатора от паровой турбины и без открытия пуско-сбросных устройств приводит к понижению температуры пара высокого давления перед паровой турбиной на 30°C, хотя температура пара за разгруженным котлом снижается до 350°C, что объясняется малой величиной относительного расхода пара с низкой температурой. При этом условия работы части низкого давления турбины не ухудшаются, поскольку одновременно давление пара снижается до 5,3 МПа, и процесс расширения на h_s -диаграмме сдвигается вправо.

Для обеспечения надежной работы энергосистемы в нормальных и аварийных условиях энергоустановки должны сохранять устойчивость работы при **сбросах нагрузки** путем перехода на холостой ход или на нагрузку собственных нужд.

По данным [2] в то время как для ПГУ-450 при сбросе нагрузки одной ГТУ наблюдаются глубокие изменения параметров газа за ГТУ и пара обоих контуров (давление пара высокого давления снижается более, чем в два раза), при сбросе нагрузки энергоблока ПГУ-39 — картина обратная. После сброса нагрузки ГТУ остается в работе на холостом ходу, а паровая турбина медленно разгружается со скоростью около 0,33 МВт/мин от текущего значения мощности до примерно 2,5% номинальной. При этом параметры пара за котлами-утилизаторами поддерживаются близкими к номинальным.

Рассмотренные маневренные характеристики энергоблоков ПГУ-450 и ПГУ-39 могут рассматриваться как ориентиры при освоении бинарных парогазовых установок утилизационного типа, вводимых в эксплуатацию в энергосистеме Беларуси, и учитываться при решении вопросов оптимизации их тепловых схем и технологии эксплуатации, с целью не только повышения экономичности, но и улучшения маневренных характеристик таких установок.

Литература

1. Лебедев А.С., Костенников С.В. Тенденции повышения эффективности ГТУ // Теплоэнергетика. – 2008. - № 6. – С. 11 – 18.
2. Радин Ю.А. Освоение первых отечественных бинарных парогазовых установок // Теплоэнергетика. – 2006. - № 7. – С. 4 – 13.
3. Динамические характеристики парогазовой установки ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга / Березинец П.А., Крашеников В.Г., Костюк Р.И., Писковацков И.Н. // Электрические станции. – 2001. - № 7. – С. 5 – 11.

УДК 621.039

К вопросу повышения эффективности использования АЭС

Бурий Ю.Э., Гранчак Н.В.

Научный руководитель: Качан С.А., к. т. н., доцент

Электрические графики работы энергосистем характеризуются значительной неравномерностью. При этом ввод в эксплуатацию атомных электростанций (АЭС), которые работают в базовой части электрического графика, обостряет проблему покрытия переменной части графика электрических нагрузок, и делает насущными вопросы повышения маневренных характеристик самих АЭС.

Известны следующие пути решения данной проблемы путем создания:

- АЭС с улучшенными маневренными характеристиками (МАЭС);
- энергокомплексов АЭС с газотурбинными установками (ГТУ) и АЭС с парогазовыми установками (ПГУ);
- энергокомплексов с аккумулярованием энергии:
 - о АЭС в совокупности с гидроаккумулирующей электростанцией (ГАЭС)
 - о АЭС с системой аккумулярования тепловой энергии (САТЭ).

В таблице 1 (по данным доклада на научно-техническом совещании концерна РОСЭНЕРГОАТОМ от 24 ноября 2004 г.) приведены технико-экономические показатели АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и различными системами маневрирования.

Таблица 1

Технико-экономические показатели АЭС с ВВЭР-1000 с различными системами маневрирования

№ п/п	Наименование показателя	МАЭС	АЭС+САТЭ	АЭС+ГАЭС	АЭС+ГТУ
1	Мощность N_3 , МВт	1000	1000	1000	1000
2	Диапазон регулирования, % от N_3	-20% +0%	-12% +8%	±10%	±10%
3	Капитальные затраты в регулировочную мощность, \$/кВт	---	181	551	594
4	Срок окупаемости, лет	не окупается	5,81	19,17	24,53

Как видно из таблицы 1 экономическое преимущество имеет энергокомплекс АЭС+САТЭ.

Принципиальная схема подключения системы аккумулярования тепловой энергии в тепловую схему АЭС приведена на рис. 1.

Пиковые установки для АЭС на основе САТЭ позволяют обеспечить маневренный режим работы энергоблока АЭС при сохранении базового режима работы реакторной установки, то есть при сохранении расхода свежего пара постоянным. При этом в часы провала графика электрических нагрузок в САТЭ запасается энергия за счет теплоты свежего пара, а в часы максимума нагрузок за счет разрядки САТЭ возможно получение дополнительной (пиковой) электроэнергии. Таким образом, энергокомплекс АЭС+САТЭ позволяет «отслеживать» суточные колебания нагрузки в энергосистеме. Высокотемпературный теплоноситель для САТЭ можно выбрать из числа применяемых в энергетике в качестве аккумулярующих сред (АМТ-300; миарол МТ-250; МТ-270); емкость баков-аккумуляторов САТЭ до 30000 м³.

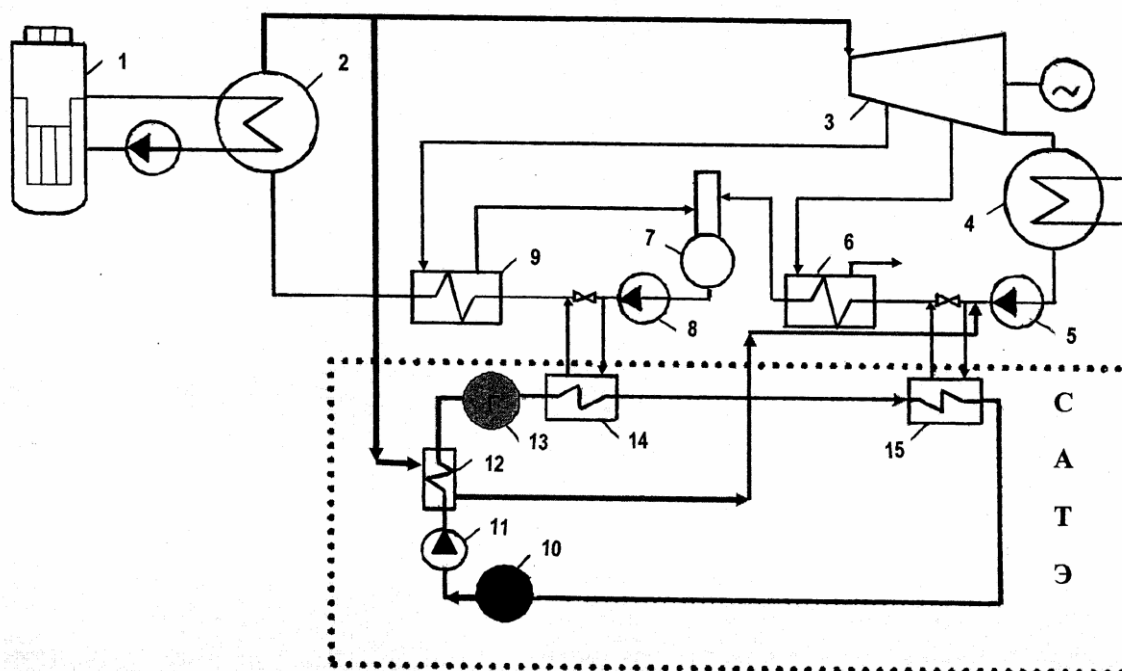


Рис. 1 Принципиальная схема подключения САТЭ в тепловую схему АЭС с ВВЭР:

1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – паровая турбина; 4 – конденсатор; 5 – конденсатный насос; 6 – подогреватель низкого давления (ПНД); 7 – деаэратор; 8 – питательный насос; 9 – подогреватель высокого давления (ПВД); 10 – бак с «холодным» теплоносителем; 11 – насос САТЭ; 12 – теплообменник подвода теплоты к САТЭ; 13 – бак с «горячим» теплоносителем; 14 – ПВД САТЭ; 15 – ПНД САТЭ

В России до 2020 гг. намечено построить не менее 20 таких энергоблоков с системой аккумулирования тепловой энергии, а также планируется строительство еще 20 таких энергоблоков за рубежом.

Представляет интерес решение, повышающее не только маневренные свойства, но и экономичность работы АЭС за счет комбинирования их с ГТУ.

Технология ВВЭР ограничивает максимальную температуру рабочего тела паротурбинной установки на уровне 276...296⁰С (для инновационных ВВЭР – 307...317⁰С), что, в свою очередь, ограничивает максимально возможный КПД брутто установки на уровне 33...36%, а значит КПД нетто - на уровне 28...30%. Перегрев острого пара для ВВЭР-1000 возможен только от внешнего источника.

Если соединить ГТУ и АЭС с ВВЭР и утилизировать теплоту уходящих газов ГТУ с помощью котла-утилизатора в паровом цикле, то суммарный КПД комбинированной установки повысится до величины порядка 40...49%.

В работе [1] еще в 1988 году были представлены результаты исследований нескольких схем подключения двух ГТУ типа ГТЭ-130-850 к установке с ВВЭР-1000 и турбиной К-1000-60/1500 или К-1000-60/3000. Исследовались варианты с перегревом острого пара, промежуточным перегревом и частичным подогревом питательной воды. В работе показано, что наибольшей эффективностью обладает схема с промежуточным перегревом пара в котле-утилизаторе за счет выхлопных газов. Замещение регенеративного подогрева питательной воды на подогрев ее в котле утилизаторе не приводит к заметному увеличению КПД энергоустановки.

По оценкам ВНИИАЭС (Москва) для варианта с ГТУ мощностью около 334 МВт и паровой турбиной К-1000/60-3000 максимально возможный перегрев острого

пара составит 30...40°C. Остальная теплота выхлопа ГТУ может утилизироваться для промперегрева пара и подогрева питательной воды. Утилизированная теплота даст прирост мощности паровой турбины примерно 173 МВт, и суммарная мощность комбинированной установки превысит 1500 МВт.

Преимущества предлагаемой комбинированной установки:

- возможность участия в маневренных режимах за счет ГТУ (реакторная установка в это время работает в базовом режиме);
- увеличение отпуска электроэнергии в период осенне-зимнего пика потребления за счет увеличения мощности ГТУ при понижении температуры окружающего воздуха;
- существенное повышение КПД комбинированной установки по сравнению с КПД автономной работы каждой составляющей;
- работа цилиндров паровой турбины на перегретом паре (большая надежность, большой внутренний КПД турбины);
- возможность автономной работы и независимость отпуска электроэнергии в режиме автономной работы;
- поэтапность монтажных и пусковых работ (время монтажа и пуска ГТУ меньше по сравнению с АЭС, поэтому ГТУ может автономно вырабатывать электроэнергию в процессе строительства и монтажа АЭС).

Тем не менее, существуют технические проблемы на пути реализации данной схемы, в том числе обоснование пожаробезопасности и корректировка обоснования безопасности АЭС.

Таким образом, можно заключить, что создание энергокомплекса АЭС+САТЭ является одним из перспективных решений повышения маневренности АЭС при сохранении коэффициента использования установленной мощности на уровне базового режима эксплуатации АЭС и повышении уровня безопасности АЭС при нештатных ситуациях в энергосистеме. Такой проект обладает относительно низкой стоимостью установленной регулировочной мощности и сроком окупаемости не более 6 лет. Также представляет интерес исследование возможности комбинирования ГТУ и АЭС с утилизацией теплоты уходящих газов ГТУ в паросиловой части схемы, что позволит повысить не только маневренные характеристики АЭС, но и экономичность таких электростанций.

Литература

1. С.В. Цанев, С.Н. Белозеров. К использованию парогазовых схем для паротурбинных установок на насыщенном водяном паре // Известия вузов... Энергетика. – 1988. - № 12. – С. 70 – 74.

**СЕКЦИЯ 5 ПРОМЫШЛЕННАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА И
ТЕПЛОТЕХНИКА
ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ**

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА
ЗА СЧЕТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ**

Левков К.Л.

Научный руководитель Романюк В.Н. к.т.н, профессор

**БЕСПЛАМЕННОЕ ОКИСЛЕНИЕ. ГОРЕНИЕ С НИЗКИМ ОБРАЗОВАНИЕМ
 NO_x ТАКЖЕ ПРИ СИЛЬНОМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОМ ПОДОГРЕВЕ ВОЗДУХА
ДЛЯ ГОРЕНИЯ.**

Македон Н. Е.

Научный руководитель Ярмольчик Ю. П., к.т.н., доцент

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ – ОСНОВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ БУДУЩЕГО

Михаленок Е. Е.

Научный руководитель Сапун Н.Н. к.т.н., доцент

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПЛАНТАЦИИ БИОМАССЫ – НОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В
ЛЕСОВОДСТВЕ И ЗЕМЛЕДЕЛИИ**

Шишпар С.Г.

Научный руководитель к. т. н, доцент Лосюк Ю.А.

**НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ГОРЕНИЯ
КОМБИНИРОВАННОГО МНОГОФАЗНОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА В
ТУРБУЛЕНТНЫХ ПОТОКАХ**

Ярмольчик Н. М.

Научный руководитель Есьман Р. И., д. т. н., профессор

**РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК МЕГАВАТТНОГО
КЛАССА**

Лукуть А.С.

Научный руководитель Лосюк Ю.А. к.т.н, доцент

УДК 622.324

Повышение эффективности использования природного газа за счет совершенствования систем газораспределения

Левков К.Л.

Научный руководитель Романюк В.Н. к.т.н, профессор

В мире с каждым годом увеличивается понимание необходимости более рационального использования энергоресурсов, снижение нагрузки на окружающую среду, в том числе, и за счет утилизации вторичных энергетических ресурсов. В данной работе рассматривается возможность использования избыточного давления природного газа (ПГ) в ходе процессов понижения его давления до значений, требуемых потребителю. Давление ПГ сначала снижается на газораспределительных станциях с 3,5 – 7,5 МПа до 0,3 – 1,2 МПа, затем на газораспределительных пунктах до 0,005 – 0,6 МПа. Для понижения давления потоков традиционно применяют дросселирование, при этом происходит диссипация потенциальной энергии, связанной с избыточным давлением газа. Такое положение оправдано в условиях, с одной стороны, наличия дешевой энергии, с другой стороны, при отсутствии недорогих и надежных машин, систем автоматического управления, обеспечивающих безусловное протекание процесса, в котором снижение давления, являющееся целевым эффектом, сопровождается побочным эффектом — энергообменом с внешними объектами в форме технической работы.

Сегодня ситуация изменилась в нужном направлении и на рынках энергоресурсов, и в отношении комплекса факторов, от которых зависит возможность надежной эксплуатации устройств, обеспечивающих снижение давления газового потока с одновременным блокированием рассеяния энергии среды, находящейся при избыточном давлении. Основным оборудованием таких устройств являются машины, в которых давление газа уменьшается, как правило, в процессе адиабатного расширения. Это, прежде всего, турбомашин, которые в контексте целей их использования являются утилизационными турбинами. Одним из первых и успешных примеров подобного их применения в 60-е годы XX века явилась установка на домне №4 Череповецкого металлургического завода комплекса ГУБТ-10, мощностью 10 МВт, предназначенного для снижения давления доменного газа от начального давления 5 ат до давления, требуемого для транспортировки газа до горелочных устройств огнетехнических установок и одновременного получения работы, используемой для привода электрогенератора. Маркировка указанного устройства расшифровывается просто и понятно: «Газовая утилизационная бескомпрессорная турбина мощностью 10 МВт». Получение электроэнергии подобным способом снижает нагрузку на окружающую среду, поскольку на соответствующую величину уменьшает необходимость генерации этой формы энергии на тепловых электростанциях.

Наиболее массовое и перспективное применение подобных турбогенераторов связано с транспортировкой и обработкой природного газа на газораспределительных станциях и пунктах. Здесь такие утилизационные турбины, по недоразумению, получили название, пришедшее из холодильной техники, где целью их использования является охлаждение потока, а побочным эффектом — получение работы. В этом случае соответствующие устройства называются детандерами. В рассматриваемом случае понижение температуры газа, вызванное протеканием процесса адиабатного расширения, как раз приходится блокировать нагревом потока перед или (и) после реализации процесса.

В Республике Беларусь такие установки не производятся. Существует ряд производителей, изготавливающих турбодетандерные установки различной мощности. Например, в России ОАО «Криокор» (Москва) выпускает детандер-генераторные агрегаты ДГА-5000 и ДГА-2500, соответственно мощностью 5 и 2,5 МВт; АО «Турбохолод» предлагает агрегат АТД 8/5-3,2 мощностью 8,5 МВт. В Украине их производят ОДО «Турбогаз» (Харьков), «Мотор Сич» (Запорожье) и др.

В странах западной Европы такие установки выпускают «Atlas Copco» (Бельгия), «ABB Turbienen» (Нидерланды), «Test Alpine Linz» (Австрия), в Северной Америке — «San-Diego and Electric» (США), в Израиле — «Ormat» и т.д.

Установки, мощность которых составляет несколько мегаватт, применяются в системах газообеспечения крупных объектов с непрерывным, большим, на уровне одного миллиона кубометров, часовым потреблением газа. В Республики Беларусь существует ограниченное число таких объектов: крупные города, крупные тепловые электрические станции, большие заводы. В настоящее время в Республики Беларусь эксплуатируются подобные установки на Лукомльской ГРЭС (5+2,5 МВт) и Минской ТЭЦ-4 (2 по 2,5 МВт).

Для расширения круга объектов, допускающих утилизацию энергии сжатого газа, необходимы установки малой мощности, предназначенные для работы на ГРС и ГРП с малыми расходами газа.

Некоторые варианты подобных установок приведены ниже:

1. Детандер-генераторная установка ДГУ-8-380-Т-У1 мощностью 8 кВт при частоте вращения 3000 об/мин предназначена для автономного электроснабжения ГРС выпускается харьковским ОДО «Турбогаз».

2. Турбогенератор типа ТСКЗ, производимый НПП «Газэлектроприбор» г. Харьков мощностью 1-30 кВт, предназначен для автономного электроснабжения ГРП, станций катодной защиты трубопроводов, систем автоматики (рисунок 1). Турбогенератор состоит из герметичной капсулы, внутри которой на валу генератора установлена одноступенчатая турбина. Агрегат устанавливается параллельно регулятору давления газа.

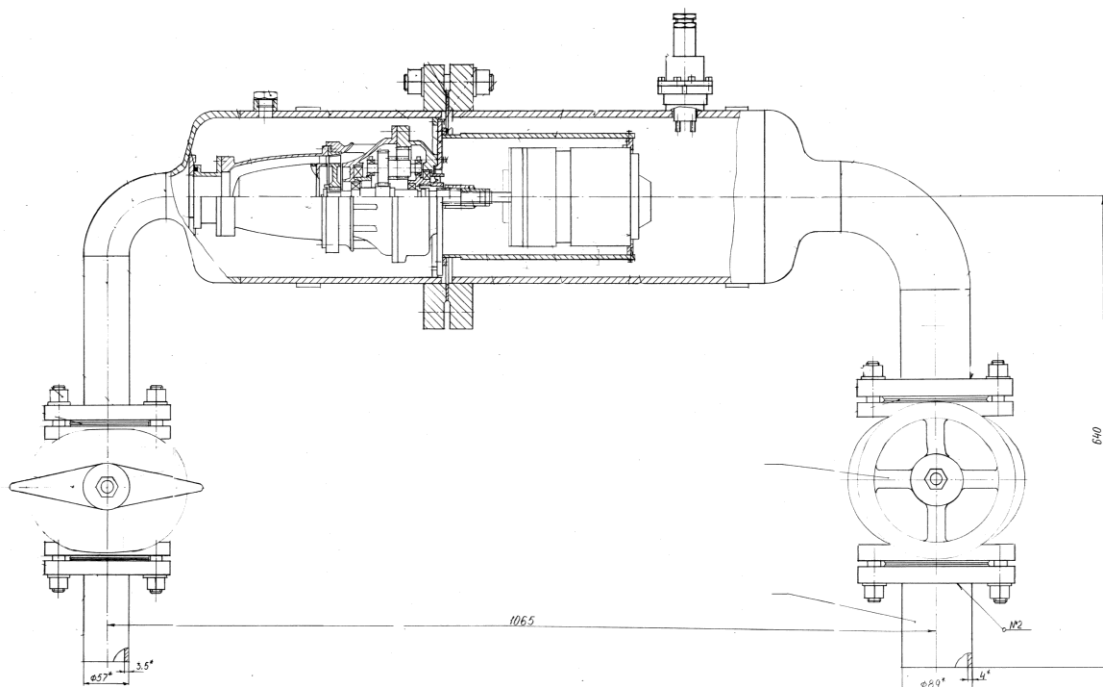


Рисунок 1 – Турбогенератор типа ТСКЗ

3. Чешская компания «Gascontrol» выпускает установки мощностью 11-15 кВт, вплоть до 100 Вт аналогичной конструкции.

4. Турбодетандерные установка типа ПЭГА мощностью 100 -600 кВт, разработанные фирмой «Автогазсистема-Бис» (Россия), применяются для производства холода для промышленных холодильников.

В результате преобразования энергии сжатого газа в работу в ходе адиабатного расширения происходит снижение температуры газа: порядка 10°С на шаг ступени снижения давления в 0,1 МПа. При низкой температуре некоторые компоненты, составляющие смесь «природный газ» изменяют свое содержание в потоке газа, а избыточное количество в ином агрегатном состоянии выделяется в поток. При охлаждении ниже температуры точки росы избыточная влага выделяется в жидкой или твердой фазах. Тяжелые углеводороды, например, пропан-бутановые фракции, в соответствии с изотермой равновесия частично переходят в жидкое состояние. В результате образуется смесь подобие снежной массы, которая негативно воздействует на проточную часть турбины, с одной стороны, увеличивает необратимые потери изменяя геометрические характеристики направляющего аппарата, с другой — снижает надежность работы установки из-за возможности ускоренного разрушения рабочих лопаток. Кроме того, по нормам, природный газ должен поступать потребителю с температурой не ниже +5°С. Поэтому его необходимо подогревать до или после турбогенератора, о чем говорилось выше. В существующих утилизационных турбоустановках газ либо не подогревается, что связано с небольшим теплоперепадом, срабатываемом в них, либо подогревается водой с температурой 70 – 130°С. Нагрев природного газа, в свою очередь, зависит от срабатываемого теплоперепада и начальной температуры потока газа. В последнем случае могут возникнуть проблемы с обеспечением установки требуемым теплоносителем.

Для устранения этих недостатков целесообразно рассмотреть возможность применения многоступенчатого расширения потока газа с промежуточным подводом теплоты после каждой ступени, что, с одной стороны, приближает процесс к изотермическому, с другой — увеличивает работу процесса. При этом тепловой перепад, срабатываемый на каждой ступени снижается пропорционально числу ступеней расширения, в связи с чем снижается и теплота, требуемая для возврата температуры потока газа к начальному значению после расширения в каждой ступени, что позволяет рассмотреть использование в тех же теплообменниках более доступного теплоносителя, например, использование оборотной воды и пр. Очевидно, что стоимость и площадь для размещения оказывается такой установки в несколько раз больше простейшей установки с одноступенчатой схемой, что оказывается малопривлекательным.

Многоступенчатая схема с несколькими расширительными машинами и теплообменниками возможна, но ее необходимо реализовывать с учетом указанных ограничений. Подобным образом поступили в концерне «Atlas Copco», где создали турбодетандерную установку производительностью от 0,5 до 20 тыс. м³/ч. В ней от 2-х до 6-ти радиальных высокооборотных ступеней расширения вращают общий вал редуктора и далее генератор. Подогрев газа осуществляется после каждой ступени в выносных теплообменниках.

Для Республики Беларусь следует рассмотреть возможность внедрения подобных установок малой мощности, ежегодный энергосберегающий потенциал которых эквивалентен расходу до 400 млн. кубометров природного газа, требуемого на выработку до 1,5 млрд. киловатт-часов электроэнергии. Это эквивалентно 80 миллионам долларов США при цене \$210 за тысячу куб. метров природного газа,

которая установлена Республике Беларусь в 2009 году. В этой связи возникает задача разработки и создания компактной, тихоходной, многоступенчатой турбины, снимающей обозначенные выше проблемы. Разработка такого варианта многоступенчатой турбины ведется в Белорусском национальном техническом университете.

УДК 621.1

Беспламенное окисление. Горение с низким образованием NO_x также при сильном предварительном подогреве воздуха для горения.

Македон Н. Е.

Научный руководитель Ярмольчик Ю. П., к.т.н., доцент

При беспламенном окислении газообразное топливо преобразуется невидимо и без обычного шума пламени. Это связано с отсутствием температурных пиков во фронте пламени, также становится возможным дальнейшее подавление температурного образования NO_x при более высоком предварительном подогреве воздуха.

Самым распространенным способом преобразования энергии из химически связанного состояния является сжигание в технических устройствах. Образующееся при сгорании тепло применяется, например, для нагрева промышленных печей, для получения технического пара или же для выработки механической или же электрической энергии. При горении образуются углерод, водород или их самые различные соединения, по возможности, полностью окисленные до углекислого газа и водяного пара. Необходимый для реакции кислород берется в основном из воздуха, где его содержание около 21%. Остальная часть воздуха - это в основном азот, который при горении рассматривается как инертный газ. Определение «инертный газ» действительно, однако, только для энергетической картины. При высоких температурах реагирует часть азота со свободными атомами по механизму Целдовича до окиси азота. Этот процесс определяется также как термическое образование окиси азота, поскольку реакция сильно зависит от температуры.

Существенное образование термического NO_x начинается от около 1600°C и очень сильно растёт с ростом температуры. Адиабатная температура горения обычного топлива достигает при использовании воздуха около 2000°C и соответственно повышается при предварительном подогреве воздуха для горения. Это ведет к тому, что в процессе горения, еще до введения граничных значений на допустимые выбросы, необходимо предпринять меры к снижению образования NO_x .

Принцип беспламенного окисления опирается на предварительное смешивание газов горения с инертными газами в таком соотношении, что даже при высоком предварительном подогреве воздуха можно избежать таких больших температурных пиков, как во фронте пламени. На рисунке 1 показаны максимальные температуры реакции смеси топливо/воздух/отходящие газы в зависимости от температуры предварительного подогрева воздуха. K_v обозначает при этом отношение рециркулируемого массового потока к сумме массовых потоков газообразного топлива и воздуха. Смесь перед реакцией полностью молекулярная. Температура в пространстве горения достигает 1000°C и соответствует температуре рециркулируемых отходящих газов. При $K_v = 0$, что соответствует отсутствию рециркуляции отходящих дымовых газов, проистекает адиабатная температура горения около 2000°C , при чем по определению не учитывается диссоциация продуктов горения. Эта температура растет при повышении температуры предварительного подогрева воздуха. При этом было принята упрощенно постоянная специфическая способность поглощения тепла продуктами горения как не зависящая от температуры. Пунктирные линии обозначают реальное изменение температур, при этом принимается во внимание диссоциация продуктов горения. Уже при самой малой рециркуляции отходящих газов ($K_v = 0,3$) можно заметить существенное снижение максимальных температур. При высоких температурах горения они лежат всё еще значительно выше 1600°C , так что при температурах предварительного подогрева воздуха для горения более 600°C даже при

использовании технологий снижения NO_x приходится считаться с высокими выбросами. При более высоких соотношениях предварительного смешивания максимальные температуры горения существенно снижаются и возрастают независимо от температуры предварительного подогрева воздуха. Однако горение не происходит при любом составе предварительной смеси. Если при горении со стабильным пламенем подмешивать в воздух для горения инертный газ, горение происходит стабильно лишь до определенной степени. Как только эти границы пересекаются, пламя становится нестабильным, обрывается и, в конце концов, гаснет. Также при высоких температурах горения это может привести к воспламенению в пространстве печи и ведет к неполному сгоранию, поэтому состояние нестабильного горения в любом случае необходимо избегать. Тем не менее, было показано, что при дальнейшем увеличении скорости рециркуляции отходящих газов, при определенных условиях, опять можно достигнуть стабильного состояния. При этом газообразное топливо невидимо и бесшумно полностью реагирует и поэтому этот способ горения называется «беспламенное окисление».

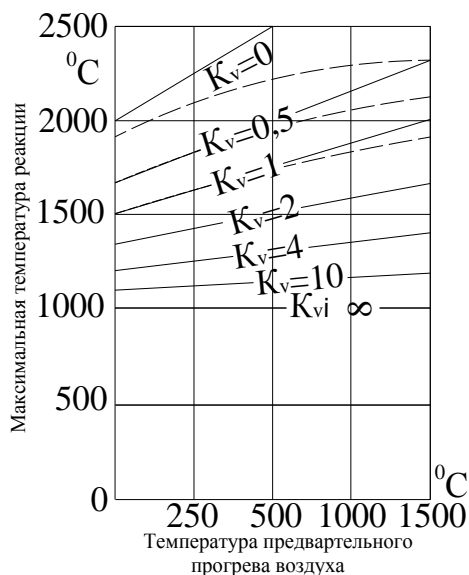


Рисунок 1 – Максимальная температура реакции

Способ горения называемый «беспламенное окисление» может широко использоваться в сфере энергетики и применяться на различных типах горелочных устройств. Например: горелка с внешним подогревом воздуха – для достижения необходимого предварительного смешивания может использовать венцеобразное расположение воздушных сопел. При этом с высокой скоростью поступающие турбулентные свободные струи засасывают отходящие газы из пространства горения, перед тем как произойдет реакция между газообразным топливом и кислородом. Таким образом самая высокая достигаемая локальная температура в реакционной зоне при 5-ти разовом предварительном смешивании и температуре в печи 1000°C всего лишь 1400°C даже тогда, когда воздух для горения подогревается до температуры в пространстве горения. На рисунке 2 показана схематически горелка, которая разработана для работы с воздухом для горения, подогрев которого производится отдельно. Второй подвод воздуха делает возможным работу в режиме пламя, до тех пор, пока в печи не будет достигнута температура, необходимая для режима «беспламенного окисления». Такая горелка имеет большой запас до разрешенной для многих применений границы в 500

$\text{mg}_{\text{NO}}/\text{m}^3$ (с учетом 5% O_2 в отходящих газах) даже при очень сильно подогретом воздухе.

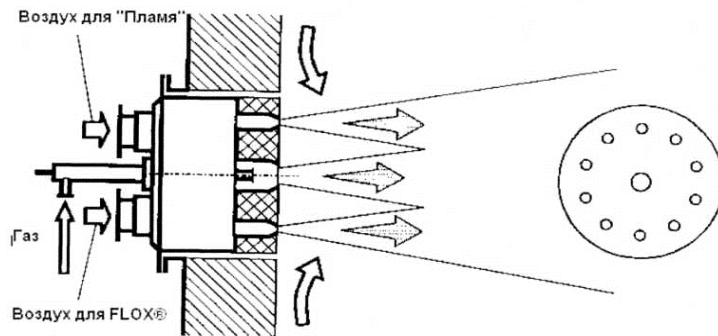


Рисунок 2 – Горелка для «беспламенного окисления» с внешним подогревом воздуха

- *рекуперативная горелка* – можно использовать для прямого и непрямого (косвенного) нагрева промышленных печей, в основном при применении природного и сжиженного газов. Горелка оборудована комплектным блоком управления, что позволяет моделировать систему нагрева печи отдельными самостоятельными блоками мощностью до 250 кВт. Предпочтительным является регулирование по принципу «Вкл./Выкл.», которое соответствует современной цифровой технике управления. Принцип беспламенного окисления применим для рекуперативных горелок. На рисунке 3 показана рекуперативная горелка для «беспламенного окисления». Рекуперативная горелка может быть оптимизирована таким образом, что возможно достижение практически нулевых выбросов. В результате натурных испытаний были получены следующие измерения:

топливо:	природный газ;
температура печи:	1000°C;
КПД:	> 80%;
NO_x в отходящих газах:	5 $\text{mg}_{\text{NO}}/\text{m}^3$ (с учетом 5% O_2 в отходящих газах).

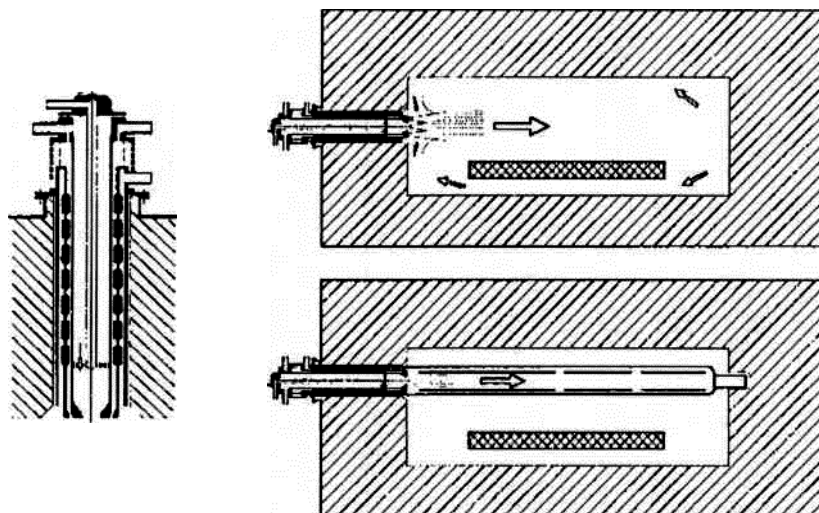


Рисунок 3 – Рекуперативная горелка «беспламенного окисления» для прямого и непрямого нагрева

- *регенерационная горелка* – основана на существенном увеличении поверхности теплопередачи. В конструкции регенерационной горелки предусмотрены переключающие клапаны на холодной стороне горелки. Таким образом, достигается высокий теплотехнический КПД даже при высоких температурах процессов в печи. Показанная на рисунке 4 конструкция горелки позволяет в полной мере использовать принцип беспламенного окисления. Регенерационные патроны расположены короннообразно вокруг центральной трубки подачи газа и пропускают через себя попеременно то воздух для горения (в печь), то отходящие газы (в общий коллектор). С регенерационной горелкой были получены следующие результаты измерения:

топливо:	природный газ;
температура печи:	1200°C;
КПД:	> 77-81%;
NO _x в отходящих газах:	от 86 до 107 мг _{NO} /м ³ (с учетом 5% O ₂ в отходящих газах).

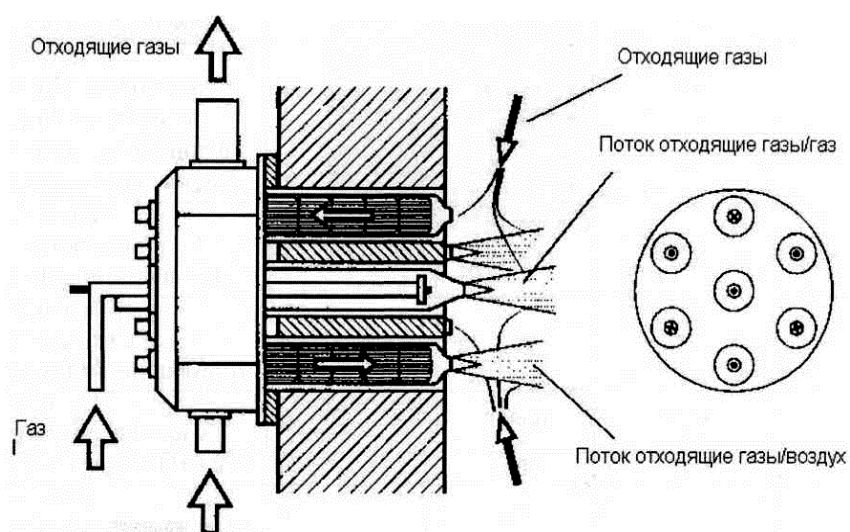


Рисунок 4 – Регенерационная горелка «беспламенного окисления»

Таким образом, в результате исследований принципиально нового способа горения – «беспламенного окисления» - были получены удовлетворительные результаты по КПД для низкотемпературных процессов (до 1200°C) со значительным (до абсолютного) снижением выбросов оксидов азота, что подтверждает перспективность такого способа, учитывая всё более жёсткие ограничения по объёмам вредных выбросов в промышленности.

УДК 621.137

Тепловые насосы – основа теплоснабжения будущего

Михаленок Е. Е.

Научный руководитель Сапун Н.Н. к.т.н., доцент

Тепловые насосы известны уже без малого 200 лет, а истинный интерес и массовое применение этого объекта появился немногим более 25 лет назад. Теоретические основы работы тепловых насосов были изложены в 1824 году при публикации «Цикла Карно». Уже через 30 лет, в 1852 г. Вильям Томсон, а в последующем лорд Кельвин, создает «Умножитель тепла» - первый тепловой насос, работающий на эффекте охлаждения воздуха при расширении и нагрева при сжатии, вызвавший настоящий фурор на Парижской выставке. Первая крупная теплонасосная установка для отопления здания местного самоуправления начинает функционировать в Цюрихе в 1938 г, где в качестве источника тепла для установки была выбрана вода местной реки. В дальнейшем массовое производство и применение тепловых насосов сдерживалось высокой стоимостью технологии производства и относительно низкими ценами на энергоносители. Положение изменил энергетический кризис 70-ых годов, увеличивший выпуск установок в 3-4 раза. В СССР первая теплонасосная установка начинает работать для теплоснабжения пансионата «Дружба» (Крым) в 1981 г.

Принцип работы теплового насоса аналогичен принципу работы холодильной машины, однако в случае теплового насоса, используется теплота низкопотенциального источника, например окружающей среды. Рабочее тело - жидкий хладагент поглощает тепло, поступающее из окружающей среды. Образовавшийся при испарении хладагента пар (газ) повышенного давления всасывается в компрессор. При сжатии выделяется тепло в таком же количестве, в котором оно было поглощено хладагентом при испарении. Нагретый и сжатый газ поступает в конденсатор. При конденсации газ превращается в жидкость, выделяя при этом тепло которое, передается воде, циркулирующей по отдельной системе отопительного (технологического) контура. Далее хладагент возвращается в испаритель. Рабочий цикл замыкается.

Аналогом КПД для тепловых насосов является понятие коэффициент эффективности (COP) – отношения количества тепловой энергии, полученной в цикле к количеству электроэнергии затраченной на привод компрессора. В зависимости от различных факторов, в том числе от типа хладагента и температурного потенциала окружающей среды, COP может принимать значения от 3 до 6.

Для работы системы необходимо иметь источник и потребитель теплоты. В качестве источника, на сегодняшний день можно использовать потенциал всех четырех стихий. В первую очередь это энергия воздуха, энергия отработанных технологических и дымовых газов. Если источником тепла является окружающий здание воздух, тепловой насос эффективно работает при температуре воздуха не ниже -15°C . Интересным вариантом использования теплового насоса может быть применения его для регенерации тепла воздуха хлевов, конюшен, промышленных помещений, холодильных установок. Существуют схемы использования тепловых насосов для обогрева помещений одновременно с холодоснабжением промышленных холодильных установок.

Не менее широко используется как в промышленности, так и в быту энергетический потенциал водных ресурсов: озер, рек, подземных и сточных вод. Например, грунтовая вода является идеальным источником тепла для теплового насоса, так как в течение года она сохраняет постоянную температуру $+(8..10)^{\circ}\text{C}$. Крупные озера, подрусловые воды рек являются мощнейшими аккумуляторами

низкопотенциальной теплоты, преобразовать и использовать которую можно при помощи теплонасосных установок. Тепловой потенциал в стоячей воде не превышает 30 Вт/м.п. теплообменника, при ускорении потока наблюдается существенная интенсификация теплообмена.

В случае, когда источником тепла является почва, на глубине до двух метров укладывают плоский коллектор. Ориентировочно площадь такого коллектора принимается в два раза больше, чем площадь отапливаемого здания. Также, при отсутствии свободной площадки для заглубления коллектора, возможен забор тепла из почвы через вертикальный зонд. В этом случае теплообменники погружают в скважину глубиной до 100 м. Тепловой потенциал грунта при горизонтальной конфигурации теплообменника составляет 25 Вт/м.п., при вертикальной конфигурации – 50 Вт/м.п.

При проектировании систем отопления с применением тепловых насосов, нужно учитывать не только особенности теплового источника, но и характеристики отапливаемого здания. Тепловая потребность отапливаемого здания рассчитывается с учетом теплопотерь на квадратный метр площади. Обычно она составляет для плохо утепленных зданий 80-100 Вт/м²; для хорошо утепленного здания 50 Вт/м².

Расчет тепловой потребности производится для самой низкой годовой температуры данной климатической зоны, в нашем случае температура января (-24°C) и с условием, что отапливаются все помещения дома. Исходя из этого, рассчитывается мощность теплового насоса и параметры системы забора тепла. Из-за отсутствия опыта эксплуатации подобных установок в Беларуси, совместно с тепловым насосом необходима установка резервного источника теплоснабжения – встроенные в контур системы электроводонагреватели, твердотопливные газогенераторные котлы.

Особого подхода требует и система отопления. Наиболее пригодными для отопления коттеджа или загородного дома с точки зрения теплового насоса являются теплые полы и стены. Эффективность теплового насоса находится в обратно пропорциональной зависимости от температуры в системе отопления. Чем ниже эта температура, тем выше эффективность теплового насоса. Кроме того, у большинства отопительных тепловых насосов максимальная температура подающего трубопровода колеблется от 55 до 60°C. Такая температура обеспечивает равномерный прогрев помещения тепловым излучением, которое является для человека более приятным, чем конвенциональное тепло, идущее от настенных радиаторов.

При рассмотрении мирового применения тепловых насосов, неоспоримым лидером в этой сфере является США с установленной мощностью теплонасосных систем 4800 МВт. Далее следуют такие страны как Швейцария, Германия, Швеция, Канада с установленной мощностью 400-500 МВт. Так, например, теплоснабжение Стокгольма осуществляется с помощью тепловых насосов перекачивающих тепло из вод Балтийского моря с температурой +8°C. В Германии государство датирует установку теплового насоса в размере 50% а также льготные тарифы на электрическую энергию.

В Беларуси данные технологии не имеют такого массового применения, однако имеются интересные и показательные объекты, как например использование тепла вытяжного воздуха трансформаторных залов на станциях метро «Пролетарская» и «Тракторный завод». Потребитель утилизированной теплоты – система отопления служебных помещений станций метро. Также тепловые насосы применены на подстанции "Светлогорск" Речицких электрических сетей. Тепловой источник – нагретое трансформаторное масло. Имеются примеры утилизации тепла сточных вод на очистных сооружениях и канализационных насосных станциях Минска, Гомеля. К сожалению, остались нереализованными проекты теплоснабжения исторического центра «Мирский замок» с использованием теплоты местного водоема,

теплоснабжения кафе «Жар-птица» в Минском парке Горького с использованием теплоты подрусловой воды реки Свислочь.

Таким образом, можно отметить, что тепловые насосы являются ресурсосберегающими теплоисточниками с неоспоримым технологическим, экологическим и экономическим эффектом, применение которых – дело недалекого будущего.

Литература

1. www.heatpumpcentre.org
2. Журнал «Энергоэффективность» 8/98 ст. 14-16; 9/98 ст. 9-11; 11/98 ст. 16-18
3. Информация по проектированию. Электрические тепловые насосы GeoTherm 214 ст. Vaillant – 2007.

УДК 620.92:579.66

Энергетические плантации биомассы – новые тенденции в лесоводстве и земледелии

Шишпар С.Г.

Научный руководитель к. т. н, доцент Лосюк Ю.А.

Наблюдающаяся тенденция в мире – постепенное истощение ископаемых энергоресурсов, таких как нефть, газ, уголь, на которых в настоящее время базируется мировая энергетика, автомобильный, морской, железнодорожный транспорт и авиация, жилищно-коммунальное хозяйство и другие отрасли экономики, постепенно оказывает влияние на структуру лесоводства и земледелия.

Наряду с выращиванием технических и продовольственных культур начинают появляться энергетические, т.е. такие, которые могут быть использованы в качестве топлива либо для производства его различных видов: жидких и газообразных. Они объединяются единым термином – биомасса.

Рост продуктивности пахотных земель и возможность увеличения выхода биомассы в лесных угодьях при современных способах их возделывания с применением удобрений и искусственного полива позволяют многим странам выделять значительные территории для организации энергетических хозяйств. Для них можно использовать не только пашню, но и различные бросовые земли, не входившие в структуру пахотных.

От первых экспериментов в США с выращиванием быстрорастущих пород деревьев для энергетических целей в начале 80-х годов прошлого столетия многие страны переходят к систематическому культивированию подобных растений в значительных масштабах.

Крупнейший в мире производитель биотоплива – этанола Бразилия, выращивает исходное сырье – сахарный тростник на 5,5 млн. га и намерена расширить посевы еще до 8,1 млн. га [1]. Она может предоставить без ущерба обезлесивания порядка 58-148 млн. га земель для выращивания сахарного тростника и других растений, используемых для выработки энергии или производства топлива [2].

Кстати, на ее территории действует ТЭЦ мощностью до 30 МВт, топливом для которой служит древесина с плантации эвкалипта, занимающей 3000 га. Древесина измельчается, затем газифицируется, а генераторный газ сжигается в котельном агрегате.

Большая территория, до 27 млн. га в Индонезии может быть отведена под посадки масличной пальмы для извлечения масла и дальнейшей переработки в биодизельное топливо.

США имеют возможность выращивать энергетические культуры на площади 77 млн. га. Россия в конце XX века не использовала более 15 млн. га пахотных земель. Украина имеет потенциал в 27 млн. га для производства энергетической биомассы. Европейский Союз к 2000 году имел порядка 20 млн. га сельскохозяйственных площадей и 20 млн. га бросовых земель, на которых возможна организация энергетических хозяйств. Уже к 2003 году часть этих земель (7 млн. га) была занята посевами масличного рапса. В перспективе будут засеяны 12 млн. га [3].

Колумбия, подобно Бразилии, расширяет плантации сахарного тростника. Там на площади 150 000 га выращивается урожай, из которого ежегодно производится 730-912 тыс. м³ этанола для транспортных целей [4].

В Швеции посадки ивы разбиты на 14000 га заболоченных земель [5]. Древесина убирается 1 раз в 2 года. Такая периодичность связана с тем, что после первого года ива

срезается на уровне земли и впоследствии начинает куститься, значительно увеличивая биомассу. Уборка производится комбайнами в зимнее время, когда болота замерзают. Предусмотрено функционирование плантации в течение 25 лет.

Есть примеры, когда вместо продовольственных культур выращивается энергетическая биомасса. Так, в некоторых фермерских хозяйствах Германии, имеющих пахотные земли в 2900 га, перестали выращивать квотируемую сельскохозяйственную продукцию и начали культивировать урожайную «слоновую» траву, которую затем продают для сжигания на ближайшей ТЭЦ.

В земле Гессен (Германия) в ближайшее время будут построены 5 биогазовых установок мощностью по 500 кВт каждая. Одна установка утилизирует ежегодно 10 тыс. тонн кукурузного силоса, который выращивается на площади 200 га. Всего на эти цели предлагается засеять 3600 га пустырных земель, и хозяева этой территории согласились поставлять сырье энергетикам [6].

Великобритания отвела 125 тыс. га для выращивания в течение 6 лет быстрорастущих пород ивы и тополя с последующей утилизацией в топках электростанций.

До 2 млн. га для выращивания биомассы отведет Украина к 2010 г. [7].

Культуры энергетических плантаций. Выращенная на энергетических плантациях биомасса представляет концентрированную солнечную энергию, которая может быть трансформирована в тепловую различными путями: при непосредственном сжигании в топках котельных агрегатов, путем дальнейшей конверсии в жидкое или газообразное топливо для генерирования электроэнергии или использования на транспорте. В соответствии с последующим использованием выбираются сорта растений.

Так, в качестве древесных пород используются быстрорастущий тополь, ива, сосна ладанная. Эти породы хорошо растут в умеренном климате. При подкормке удобрениями и регулярном поливе в период выращивания они способны дать 12-22 т/га сухой массы, т.е. в 4-5 раз больше, чем дают обычные леса. [8]

Еще большей урожайностью характеризуется камыш, который позволяет собирать до 40 т органики с гектара.

Для выработки биодизельного топлива с предварительной газификацией исходного продукта используется высокопродуктивная культура мискантус (*miscanthus*). Это многолетнее травянистое злаковое растение с четырехметровым стеблем. Растет в районах возделывания кукурузы и сои, но менее трудоемкое, чем они. Урожайность мискантуса в три раза превосходит урожайность других биодизельных культур. Немецкая фирма *Choren* связывает большие надежды с переработкой этого растения. Оно выращивается и в некоторых штатах США для непосредственного сжигания в котлах [9].

Для тропического климата больше подходит высокопродуктивный эвкалипт.

Вторую группу растений для энергетических плантаций составляют сахаро- и крахмалосодержащие. Этанол, получаемый из них путем аэробного сбраживания, широко используется в качестве 10-22% добавки к бензину для автомобилей. К этой группе в первую очередь можно отнести сахарный тростник. Из него получают основной продукт – сахар, а побочный – патока, содержащая до 45% сахара. Эта простая форма сахара легко ферментируется с помощью дрожжей в этанол. Операция дистилляции, по завершению которой содержание этанола достигает 95%, требует подвода теплоты. Для этой цели сжигается жом сахарного тростника. Он удешевляет конечный продукт – этанол.

Этанол из сахарной свеклы оказывается несколько дороже, чем из сахарного тростника. Причина в том, что переработка свеклы дает очень мало жома и на дистилляцию приходится расходовать традиционные энергоносители.

Сахарное сорго – это культура, которая имеет неполегающие стебли высотой до 2 м и содержит сахарозы в соке 18-22%, т.е. больше, чем в сахарной свекле (16-17%). Отличается высокой урожайностью – 30-50 т/га. Однако выращивается в значительно меньших масштабах.

Хорошо растет в средних широтах топинамбур (земляная груша). Урожайность зеленой массы составляет 80-100 т/га, а клубней 20-60 т/га. Клубни отличаются высоким содержанием углеводов, превышающее их количество в сахарной свекле и тростнике. Выход этанола из клубней в 1,5-2,5 раза больше, чем из сахарной свеклы.

Крахмалосодержащие корнеплоды (картофель) и зерновые (пшеница, кукуруза) состоят из более сложных молекул. Перед сбраживанием их необходимо подвергать дополнительной обработке с целью разбить карбогидраты сложных молекул до более простых сахаров. Углеродные связи в крахмале разрушаются ферментами солода или ферментами подходящих плесеней. Этот дополнительный процесс несколько удорожает технологию производства этанола [10].

Древесная целлюлоза также может перерабатываться в этанол при наличии предварительной подготовки. На этой стадии сырье должно измельчаться и подвергаться гидролизу при нагреве с помощью сильных кислот и щелочей.

Третья группа растений объединяет такие виды, плоды или семена которых содержат большое количество масла. Среди них – озимый рапс, содержащий в семенах до 40-44% масла. Его средняя урожайность составляет 2,5-3 т/га. На Северном Кавказе максимальная урожайность достигала 4,7 т/га.

На Филиппинах для энергетических целей используется кора кокосовых орехов, а в США и Южно-Африканской Республике – соевые бобы [11].

Среди перспективных культур, выращиваемых на энергетических плантациях можно выделить древесную – ятрофа (*Jatropha*). Она произрастает в относительно засушливых районах, ни малопригодных для сельского хозяйства землях. Плоды этого дерева несъедобны, отличаются большим содержанием масла.

В Мозамбике уже засажены первые плантации этих деревьев на площади 2200 га [12]. Под эту культуру в стране отведено 11 000 га. Масляные орехи *Jatropha* культивируют в некоторых тропических странах: Гане, Мали, Индонезии [13].

Бразилия также намерена выращивать ятрофу, чтобы в дальнейшем производить биодизельное топливо. Древесные плантации займут 48 000 га [14].

Производство и потребление жидких моторных топлив. Производство этанола из биомассы достаточно хорошо известно и налажено. Из сахаросодержащих растений 95% этанол получают ферментацией с помощью дрожжей и последующей дистилляцией. Крахмалосодержащие культуры подвергают предварительному гидролизу. Дальнейшая технология не отличается от обычного аэробного сбраживания.

Переработка древесной целлюлозы в этанол непрерывно совершенствуется. Так, швейцарские исследователи несколько лет назад разработали оригинальную технологию [11]. Биомасса подвергается обработке паром для расщепления целлюлозы, затем к ней добавляются грибки и дрожжи для ферментации на этанол. В процессе переработки отделяются волокна, из которых можно вырабатывать изоляционные или связующие материалы. Сепарируется «протеиновая паста», идущая на корм скоту.

Выход этанола из 1 т сухой субстанции составляет 150-200 л, а также получается 400 кг волокон и 200 кг «протеиновой пасты».

Самыми крупными производителями этанола для транспортных целей являются Бразилия и США. Бразилия использует смесь 20% этанола с бензином с 1975 г, а США

добавляют 10% этанола из кукурузы с 1980 г. Статистика производство за последние годы этанола в этих странах выглядит следующим образом (в млн. м³/год):

	2001	2002	2003	2004	2005	2010
Бразилия [2]	11,9	16,0				22,4
США [15]		7,92	10,6	12,87	16,65	

В странах Европейского Союза предпочтение отдается биодизельному топливу. По Биотопливной Директиве ЕС предусматривается к 2010 г. заменить биотопливом 5,75% всего потребляемого моторного топлива.

Одна из простейших технологий, разработанная в Республике Беларусь заключается в том, что рапсовое масло, полученное отжимом семян рапса, смешивается в соотношении 75:25 с дизельным топливом. Тем самым уменьшается исходная вязкость рапсового масла.

Более распространенная современная технология получения биодизельного топлива заключается в следующем. К рапсовому маслу добавляется метанол и щелочь. Эта смесь обрабатывается сложными эфирами в этерификационном реакторе. В результате получается метилэфирная кислота (бионефть) и нерафинированный глицерин.

Метилловый эфир промывают водой и сушат при температуре 60⁰С. Готовое дизельное топливо составляет 92% от обрабатываемой смеси. [8]

Республика Беларусь начинает понемногу накапливать опыт в организации биоэнергетических плантаций. В отдельных хозяйствах Гродненской, Витебской и Гомельской областей выращивается рапс с целью дальнейшего получения биодизельного топлива.

В нашей стране есть значительные резервы по расширению энергетических плантаций. Так, по недавно утвержденной Правительством республики Государственной программе «Торф» на 2008-2010 годы и на период до 2020 года предусматривается повторное заболачивание на 150 тыс. га выбывших из эксплуатации торфяных месторождений вместе с осушенными болотами для лесного хозяйства. Эти болотные территории можно было бы использовать для выращивания высокоурожайной ивы и камыша по примеру Швеции и Германии и получать ценный энергетический продукт биомассу.

Расчеты, сделанные еще до значительного подорожания импортируемых энергоносителей из России, подтверждают, что производство биотоплива на энергетических плантациях оказывается экономически целесообразным [16].

Приведенные факты показывают, что в различных странах мира принимаются серьезные меры, направленные на замену ископаемых энергоресурсов жидкими и газообразными видами топлива из биомассы. Для этих целей создаются энергетические плантации и разрабатываются технологии для конверсии биомассы.

Литература

1. Biofuelling Brasil. Grand Paul. Refocus 2006, May – June, с. 56,58 – 59.
2. Green or grey? Cameron A. Renewable Energy World. March – April 2007, №2.
3. Биодизельне паливо. Зел. енерг., 2003, №4, с. 9-11.
4. Old fuel for modern times. Domac J., Richards K., Segon V. Renewable Energy World . July - August , 2005, №4.
5. Bio-energy in Europe: changing technology choices Andre P. C. Faaij. Energy Policy, Vol. 34 February, 2006, с. 324.
6. Regeneratives Energiepotenzial verstärkt nutzen. Fenchel Günter. ew: Elektrizität swirt. 2007. №106, с. 65.

7. Виробництво біопалива в Україні – важливий напрям вирішення енергетичної проблеми и охорони довкілля. Кудрицька Н. В. Залізнич. трансп. України. 2007, №1, с. 36-39.
8. C. Y. Wereko-Brobby, E. B. Xagen. Biomass conversion and technology. London, 1996.
9. Leaders of the pask. Luxmore C. Renewable Energy World 2007.10, №5, с. 72-79.
10. Использование биотоплива в сельскохозяйственной энергетике. Огурлиев А.М., Огурлиева З.А. Механизация и электрификация сельского хозяйства. 2001, №2, с. 22-24.
11. Ökostrom aus Gras. Scheffen Wilhelm. Kommunalwirtschaft, 2001, №11, с. 689.
12. Mozambique to develop jatropa for biofuels. Renewable Energy World. May – June, 2007.
13. Energieban installiert Hybrid-Anloge in Tanzania. Sonne Wind und Wärme, 2006. 30, №10. С. 25.
14. Biodiesel plant takes shape. News Renewable Energy World. 2007. 10, №5, с. 20.
15. U.S. Department of Energy. Energy Efficiency and Renewable Energy Biomass Program. Ethanol.
16. Эффективное использование биомассы. Падалко Л. П., Гуляев В. Ф. Энергоэффективность, №1,2. с. 16-17, 14-15.

УДК 621.1

Научные основы организации процессов горения комбинированного многофазного органического топлива в турбулентных потоках

Ярмольчик Н. М.

Научный руководитель Есьман Р. И., д. т. н., профессор

Введение

В результате интенсивного включения в глобальную экономику стран, в недавнем прошлом имевших автономные рынки как производства, так и потребления, - все более возрастает интерес не только бытовых потребителей, но и крупных промышленных предприятий и целых отраслей в использовании альтернативных видов топлива. Однако сжигание таких видов топлива ограничено рядом технических, технологических, экологических и структурно-социальных факторов. По этим причинам промышленность заинтересована в развитии технологий и разработке эффективных технических устройств для комбинированного сжигания различных видов альтернативного топлива, позволяющих придерживаться высоких требований к современным технологическим процессам – с одной стороны, и к возрастающим экологическим стандартам – с другой стороны.

1. Характеристики турбулентных потоков при комбинированном сжигании многофазного топлива

В течениях с горением влияние тангенциальных потоков подаваемого воздуха и топлива направлено на стабилизацию высокоинтенсивных процессов эффективного чистого сгорания.

Экспериментальные исследования показывают, что спиральное движение оказывает существенное влияние на поле течения: на расширение струи, процессы перемешивания и затухания скорости в струе, на размеры, форму и устойчивость факела пламени и, собственно, на интенсивность горения (в случае реагирующих потоков). На все эти характеристики влияет интенсивность окружной компоненты скорости.

$$S = \frac{G_d}{G_x} \left(\frac{d}{2} \right), \quad (1)$$

где величина

$$G_\theta = \int_0^\infty (\rho u \omega + \rho u' \omega') r^2 dr, \quad (2)$$

является потоком момента количества движения в осевом направлении и учитывает вклад $x - \theta$ -компоненты турбулентного сдвигового напряжения.

2. Методология конструкции комбинированного горелочного устройства для сжигания многофазного топлива в турбулентных потоках

2.1 Принципиальная общая схема

Каналы подачи топлива располагаются внутри осевых и тангенциальных каналов подачи воздуха и вокруг стабилизатора (при использовании распыленного топлива, газа и т.п.) или в центре стабилизатора (при использовании жидких видов топлива, альтернативного твердого топлива и газа при подаче с помощью распылителя). Такая схема обеспечивает:

- образование рециклических завихрений у корня факела пламени, которые обеспечивают его абсолютную стабильность даже в холодной топке;

- управление формой факела пламени;
- насыщение факела пламени топливом (за счет аэродинамического захвата);
- создание в центральной части факела пламени условий, способствующих значительному сокращению образования окисей азота.

2.2 Принцип подачи первичного воздуха

Наиболее эффективным представляется использование двух независимых каналов подачи первичного воздуха с регулировкой сечения выходного отверстия.

- Через осевой канал подачи первичного воздуха воздух эффективно подавать на высокой скорости, что обеспечивает узкую направленность потока.
- Через тангенциальный (генерирующий вихревые потоки) канал подачи первичного воздуха воздух эффективно подавать на высокой скорости с завихрением потока.

При этом принцип работы этих двух каналов должен соответствовать следующим условиям:

- Высокая скорость движения воздуха в осевом канале
- Завихрение воздушного потока

2.3 Принципиальная схема сжигания топлива

Горелочное устройство, удовлетворяющее современным условиям, должно работать на следующих видах топлива:

- Твердое топливо - подается дутьевым способом через кольцевой канал, расположенный вокруг центрального стабилизатора;
- Газообразное топливо - впрыскивается через кольцевой газовый канал или газовую форсунку;
- Жидкое топливо - распыляется через форсунки, размещенные по центру горелки;
- Жидкое и/или твердое альтернативное топливо, вводимое через центральную часть горелки;
- Смешанное топливо в любых пропорциях.

2.4 Осевой и тангенциальный потоки воздуха

Воздух, поступающий через осевой канал, создает сильный факел (за счет высокой скорости потока). Канавки улучшают поглощение факелом вторичного воздуха, в то же время кольцевой зазор, ограничивая факел по диаметру (не допуская его отклонения), делает его узким. Воздух, поступающий через тангенциальный канал, обеспечивает изменение вращательного движения потока (завихрение). При усилении завихрения факел становится немного больше по диаметру и смешение топлива с воздухом происходит быстрее.

2.5 Осевые каналы

Газовый канал

Газ подается через вихревую форсунку со скоростью приблизительно 300 м/сек.

Изменение сечения выходного отверстия изменяет скорость истечения газа, что позволяет управлять струей газа.

Канал подачи измельченного твердого топлива (угля или нефтяного кокса)
Измельченный уголь подается узким факелом при помощи соответствующего количества транспортирующего воздуха со скоростью подачи до 35 м/сек, которая оптимизируется в зависимости от характеристик используемого топлива. Эффективнее всего скорость подачи регулировать путем изменения поперечного сечения выходного отверстия.

Центральный канал / Стабилизатор

Обычно центральный канал частично закрыт стабилизатором факела, через который проходит незначительное количество воздуха.

Используют разные конструкции стабилизаторов, например, тугоплавкий стальной или керамический диск с многочисленными отверстиями, которые выполняют функцию удержания пламени у поверхности диска.

Гильза / гильзы для форсунок

Гильзы позволяют установить форсунки для подачи жидкого топлива или газа для использования при запуске горелки (если основное топливо – трудновоспламеняемое) или в основном процессе (если являются основным топливом).

Гильзы также следует предусмотреть для установки электрода розжига и/или розжиговой горелки, а также топливных инжекционных трубок для распыления альтернативных видов топлива.

3. Принципиальная схема регулирования процессов горения многофазного топлива

3.1 Осевой канал

Наиболее эффективным представляется регулировка по оси путем продольного смещения (вперед или назад) осевой внутренней инжекционной трубки на незначительное расстояние (как правило, не более 20 мм). Изменение положения этой трубки изменяет температурный профиль факела.

В положении, когда поперечное сечение кольцевого канала на конце горелки минимально, поток первичного воздуха слегка уменьшен, а поток нагретого вторичного воздуха в факел увеличен, что повышает температуру в корне факела.

В положении, когда поперечное сечение кольцевого канала на конце горелки максимально, максимально увеличен и поток первичного воздуха, который уменьшает диаметр факела.

Слишком низкое давление воздуха в осевом канале даст длинный, ленивый факел, который обычно не пригоден для обеспечения хорошей работы печи или топки.

Слишком высокая температура корня пламени, естественно, сократит срок службы наконечника горелки.

3.2 Тангенциальный канал

Поступление воздуха через тангенциальный канал управляется силой завихрения воздушного потока. Она может регулироваться:

- воздействием на давление тангенциального потока воздуха. Давление тангенциального потока воздуха может быть снижено до 80 мбар манометрического давления с помощью клапана радиального канала подачи воздуха;
- за счет изменения поперечного сечения тангенциального канала путем продольного смещения внутренней завихряющей трубки.

Выводы

Для случая турбулентных диффузионных факелов пламени процесс сгорания комбинированного многофазного топлива определяется структурой потока и условиями смешения различных видов топлива и распределенных потоков окислителя. Соотношение подводимого на горение воздуха по осевому и тангенциальному каналам определяет форму факела пламени, его размеры и интенсивность процессов, что позволяет эффективно оптимизировать технологические параметры.

Таким образом, можно утверждать, что многоканальная схема подачи разных видов топлива и организация двух независимых потоков воздуха (осевого и тангенциального) представляется наиболее оптимальной при комбинированном сжигании различных видов органического топлива.

УДК 621.311.24

Развитие ветроэнергетических установок мегаваттного класса

Лукуть А.С.

Научный руководитель Лосюк Ю.А. к.т.н, доцент

В ветроэнергетике последние двадцать лет прослеживается устойчивая тенденция роста единичной мощности ветроагрегатов. Это объясняется несколькими причинами. Эксплуатация десятков тысяч (около 70) установок в мире позволила сделать вывод, что с увеличением масштабов ветродвигателей сокращаются капитальные затраты, т.е. стоимость 1кВт установленной мощности. Большие агрегаты отличаются повышенной удельной выработкой электроэнергии, выраженной в кВт·ч на м² площади ометаемой поверхности (площади условного круга, описываемого вращающимися лопастями). Отсюда появляется возможность замены ранее установленных маломощных ветродвигателей на современные, мощность которых достигает 1000 – 6000 кВт. А в проекте предусматривается даже увеличение мощности установки с горизонтальной осью вращения до 7500 кВт с ветроколесом диаметром до 150м.

Подобная тенденция хорошо подтверждается практикой немецкой ветроэнергетики. Так, в Германии в 1990-х годах XX века средняя мощность установленных ветроагрегатов составляла 300 кВт. К 2000г. она выросла до 600 кВт. В 2005-2006г. немецкие компании предпочитают устанавливать машины, превышающие по мощности 2-3 МВт [1]. Естественно, количество установленных агрегатов на тех же площадях сокращается приблизительно на одну треть. Отработавшие 10-15 лет ветроустановки не выбрасываются, а снимаются с фундаментов и продаются в другие страны, например, в Индию, Китай, Испанию, где могут еще работать в течение 10-15 лет.

Увеличение удельной выработки машинами мегаваттного класса объясняется с точки зрения аэродинамики. Мощность ветроагрегата описывается следующим уравнением:

$$P = C_p \frac{\pi V^3 R^2}{2}, \text{ Вт,}$$

где C_p – коэффициент мощности; V – скорость набегающего потока, м/с; R – радиус ветроколеса, м.

Понятно, что при одном и том же продольном профиле лопасти выработка электроэнергии зависит от длины лопасти.

Важнейшим фактором эффективной работы ветроагрегата является скорость потока в месте установки машины. По метеорологическим данным, скорость ветра возрастает с увеличением высоты по закону:

$$V = V_1 \left(\frac{H}{H_1} \right)^{0,14}, \text{ м/с,}$$

где V_1 – скорость потока на высоте $H_1=10$ м; H – высота оси ветроагрегата от поверхности земли, м.

Для установок мегаваттного класса соотношение между диаметром ветроколеса D и высотой его установки H выражается следующим образом [2]:

$$D \approx H.$$

Иначе говоря, большие ветроколеса будут работать в скоростном воздушном потоке. В обычной практике установки мегаваттного класса размещаются на стальных или комбинированных (сталь – железобетон) башнях высотой 90 – 100 м. Немецкие фирмы предлагают выпускать башни более высокие – до 140 – 160 м. Это позволит увеличить выработку электроэнергии приблизительно на 45% [3].

Американские исследователи [4] изготовили экспериментальную облегченную башню с применением композиционных материалов высотой в 180 м.

Естественно, подобные многотонные конструкции потребовали создавать усиленные фундаменты. Так, например, для установки фирмы Enercon E 112 фундамент имеет размеры: диаметр 20 м и высоту 15 м. Его объем превышает 1000 м³. Для изготовления стальной башни используется листовая сталь толщиной 50 мм, которая изгибается в трубу на специальных мощных станах.

Современные авиационные технологии и материалы применяются при изготовлении лопастей ветроколес. Длина лопастей установок мегаваттного класса изменяется от 30 до 61 м, а их масса колеблется от 8 до 20 т.

Так, например, ветроагрегат фирмы Siemens Wind Power мощностью 2,3 МВт имеет лопасти длиной 45 м и массой 12 т.

ВЭУ Multibrid M5000 (P = 5000 кВт) оснащена лопастями длиной 56,5 м и массой 16,5 т [5]. При длине 52 м лопасти ВЭУ Enercon E 112 (P = 4500 кВт) имеют массу 20 т. Основным материалом для изготовления лопастей служит композит. Это может быть сочетание высокопрочных полимерных волокон (волоконный полиуретан), стекловолокна или стеклоткани, углеродных волокон с эпоксидной смолой и полиэфирными смолами. После послойной укладки волокон или тканей и нанесения скрепляющей эпоксидной смолы производится вакуумирование изделия. Тем самым удаляются мелкие воздушные пузырьки, которые ослабляют конструкцию.

В качестве мультипликатора в трансмиссии, синхронизирующего малую скорость вращения ветроколеса 7 – 10 об/мин и большую скорость вращения якоря генератора, применяются обычные многоступенчатые, массивные передаточные механизмы, с коэффициентами передачи 30 – 150. Но некоторые фирмы в мощных ветроустановках стали использовать двух- и трехступенчатые планетарные передачи. По утверждению разработчиков, в таких передачах снижаются на 30% нагрузки, что обеспечивает более длительную работу ответственных механизмов [6].

Некоторые фирмы, например, Vensys Energy AG (Германия) вообще отказались от встраивания мультипликатора в трансмиссию. Это позволило серьезно облегчить поворотную часть ветроагрегата [7]. Взамен был разработан многополюсный тихоходный электрогенератор с постоянными магнитами до 48 штук. Это новшество позволило поддерживать стабильной требуемую частоту тока. Финские разработчики (фирма Kone-Sampol) для условий порывистого ветра создали гидropередачу, в которой циркулирует масло под высоким давлением для передачи крутящего момента на электрогенератор.

В условиях переменного по скорости и направлению потока воздуха необходимо поддерживать оптимальное положение поворотной части ветроагрегата – вектор скорости потока должен быть направлен по нормали к плоскости вращения ветроколеса.

Для малых и средних по мощности машин такое положение сохраняется с помощью обычного хвоста (флюгера) либо с применением виндроз. Виндроза представляет собой два небольших ветроагрегата, которые располагаются симметрично по бокам корпуса поворотной части. Когда один из поворотных ветроагрегатов затеняется корпусом поворотной части при боковом ветре, то возникает крутящий момент, который разворачивает всю поворотную часть до тех пор, пока оба

ветродвигателя виндрозы не оказываются в одинаковом положении по отношению к набегающему потоку.

Крупные машины мегаваттного класса, имеющие поворотные части массой в 350 – 500 т, оборудуются иной системой настройки на поток. В систему входят датчик скорости и направления ветра – анемоскоп, а также исполнительный механизм – отдельный электропривод, соединенный с шестерней. При возникновении импульса на анемоскопе он передается электродвигателю. Последний включается, и шестерня начинает обегать зубчатый венец, закрепленный в верхней части башни – опоры. Поворот многотонной гондолы продолжается до остановки в оптимальном по отношению к направлению ветра положении.

И наконец, регулировка мощности ветроагрегата. Ветроустановки первых поколений выполнялись с фиксированным положением лопастей. При этом не использовались малые, превышающие номинальную (расчетную) скорости потока.

Современные ветроагрегаты лишены этого недостатка, поэтому используют более широкий диапазон скоростей ветра.

Для этого предусмотрены 2 пути регулирования мощности: путем изменения шага лопастей и при аэродинамическом срыве потока.

По первому варианту лопасть поворачивается, чтобы изменить угол атаки, т.е. угол между направлением потока и хордой – линией в сечении лопасти, соединяющей наиболее удаленные точки сечения.

Ветродвигатели мегаваттного класса оборудуются для этих целей либо рычажным механизмом с гидроприводом, либо шестеренчатым механизмом на каждой лопасти с индивидуальным электроприводом. Работа поворотных механизмов всех лопастей синхронизируется.

Аэродинамическое регулирование мощности достигается постепенным уменьшением площади поперечного сечения лопасти по длине и одновременным относительным закручиванием сечений по спирали. При различной относительной скорости движения сечений лопасти, связанной с расстоянием от корневого сечения, в каждом из них возникает своя подъемная сила из-за различных условий срыва потока. В условиях номинальной скорости вся лопасть работает эффективно. С повышением скорости потока выше расчетной, часть лопасти начинает работать со срывом потока, что уменьшает подъемную силу лопасти, и, следовательно, мощность ветроагрегата.

Литература

1. A2 SEA errichtet Thanet Offshore. Wind Kraft J. and Natur Energien. 2007.27, №5, с.61. Нем.
2. A plan for action in Europe: Wind energy-the facts. European Commission. 1999.
3. Iken J. Sonne Wind and Warne. 2007.31, №1, с.96,98. Нем.
4. Lightweight composite material could triple wind tower height. Power Eng. 2002.106, №8, с.15. Англ.
5. Up, up and away. Eige de Vries. Renewable Energy World. 2005. July-August.
6. Siemens Wind Power A/S. Wind Kraft J. and Natur Energien. 2005, Прил., с.36-39. Парал. нем., англ.
7. Wind innovation-the ingenious is always simple. De Vries E. Renewable Energy World. 2007.10, №6, с.68,70,72,74-75. Англ.

СЕКЦИЯ 6 ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭЛЕКТРОНИКА ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ОБЪЕМНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОННЫХ СХЕМ

СМАЖЕВСКИЙ Д.Л., ДАВШКО Д.В., ШАРАФАНОВИЧ Р.Г.
Научный руководитель БЛАДЫКО Ю.В., к.т.н., доцент

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ КАК ИСТОЧНИКИ ПОМЕХ

КРИКСИН П.В.
Научный руководитель БЛАДЫКО Ю.В., к.т.н., доцент

СУПЕРКАЛЬКУЛЯТОР

ПРЕПЛЯСКО А.С.
Научный руководитель БЛАДЫКО Ю.В., к.т.н., доцент

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛЕВЫХ ТРАНЗИСТОРОВ

БОХОНИК С.М.
Научный руководитель GERMANOVICH E.I., старший преподаватель.

АУДИОУСИЛИТЕЛИ КЛАССА D: ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА

БУСЕЛ Д.А.
Научный руководитель GERMANOVICH E.I., старший преподаватель

УЗКОНАПРАВЛЕННЫЕ ЗВУКОВЫЕ СИСТЕМЫ

ГЛИНСКИЙ Д.И., ШИХАНЦОВА Н.Л.
Научный руководитель ЖУКОВСКАЯ Т.Е. старший преподаватель

ГАРМОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СИГНАЛА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦИФРОВОГО ОСЦИЛЛОГРАФА С8-37

ГЕРАСИМОВИЧ А.С., КАЧАНОВ А.В.
Научные руководители: КУЦЫЛО А.В. старший преподаватель, УСТИМОВИЧ В.А.,
старший преподаватель

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ МЕТОД РАСЧЕТА ВЫПРЯМИТЕЛЬНЫХ СХЕМ.

СУГЛОБ Г. В., НЕКРАШЕВИЧ Е. Л., КИШКО Т. А., ЯКОВЛЕВИЧ А. А.
Научный руководитель МАЗУРЕНКО А.А., к.т.н., доцент.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

ТЫЛКОВЕЦ В.В., КОРАПУЗОВА А.В.
Научный руководитель МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А. старший преподаватель.

РЕМОНТ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

ТЫЛКОВЕЦ В.В., КОРАПУЗОВА А.В.
Научный руководитель МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А. старший преподаватель.

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ БЛОКА ПИТАНИЯ ПЕРСОНАЛЬНОГО КОМПЬЮТЕРА

РОЖКО О.В., ВИКТОРОВИЧ Е.А.
Научный руководитель МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А. старший преподаватель.

УСТРОЙСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ

ХОТЕЕВА Д.Г., ЧЕРНУХО О.Ю., ЧИПУРКО З.Н.
Научный руководитель МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А. старший преподаватель.

РАЗНОВИДНОСТИ СИГНАЛИЗАЦИЙ ДЛЯ ОХРАНЫ АВТОМОБИЛЕЙ

АЛЕКСЕЕВ П. В.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ

ТРЕГУБОВА Д.С., КОСТЕВИЧ Е.С., КУКСА Т.А.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ.

ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

АВДЕЕВА Е.И., ДОСЬКО О.В., ЗАДЕРА С.В.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ.

ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРОВ В МЕДИЦИНСКОЙ ТЕХНИКЕ

ЧЕРНУХИНА А.В.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ.

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ЦИФРОВОГО ТЕЛЕВИДЕНИЯ

БЕЛЫЙ А.Н., АПАНАСЕВИЧ А.С.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВОГО ТЕЛЕВИДЕНИЯ

АПАНАСЕВИЧ А.С., БЕЛЫЙ А.Н.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ

АЛЕКСАНДРОВСКИЙ Д.А., ДЕНИСОВ А.В.

Научный руководитель МОЖАР В.И., к.т.н., доцент

МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

ЛИХАЦКИЙ Г.Н.

Научный руководитель МОЖАР В.И., к. т. н, доцент.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ

ШЕВЯГО Е. Ю.

Научный руководитель МОРОЗ Р. Р., к. т. н., доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСИММЕТРИЧНЫХ РЕЖИМОВ ТРЁХФАЗНЫХ ЦЕПЕЙ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

НАЗАРКИН Н.А.

Научный руководитель РОЗУМ Т.Т., к. т. н, доцент

ЭЛЕКТРОГИТАРА И СИСТЕМА ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЗВУКА НА НЕЙ

ИЛЬМОВСКИЙ А.Н., КАРНАЦЕВИЧ Д.Ч., КОБЫЛЯК И.И.

Научный руководитель: СЧАСТНАЯ Е.С., АССИСТЕНТ

МОЛНИЕЗАЩИТА

ДЕНИСОВ Е.И., КОВАЛЕВ П.С., КРАСОВСКАЯ В.А., МАЕВСКИЙ А.В.

Научный руководитель — АССИСТЕНТ, СЧАСТНАЯ Е.С.

УДК 621.38

Объемное моделирование электронных схем

Смажевский Д.Л., Давшко Д.В., Шарафанович Р.Г.
 Научный руководитель Бладыко Ю.В., к.т.н., доцент

Компьютерная программа Crocodile Technology 3D - трехмерный симулятор электронных цепей, с помощью которого можно разработать принципиальную электрическую схему устройства, монтажную плату под него и многое другое.

Crocodile Technology 3D объединяет в себе электронный проект, программирование PIC, механизмы 3D и моделирование 3D PCB. Рекомендуется в качестве приложения к программированию, электротехнике и электронике, механике и другим подобным курсам.

Управление цепью возможно как на трехмерной модели, так и на принципиальной схеме. Наглядность виртуального программирования, возможность замены и редактирования электронных компонентов, легкость в модернизации схем, гибкость межэлементных связей позволяет успешно использовать пакет в учебном процессе.

На рисунках 1-4 даны примеры использования симулятора в курсе электроники.

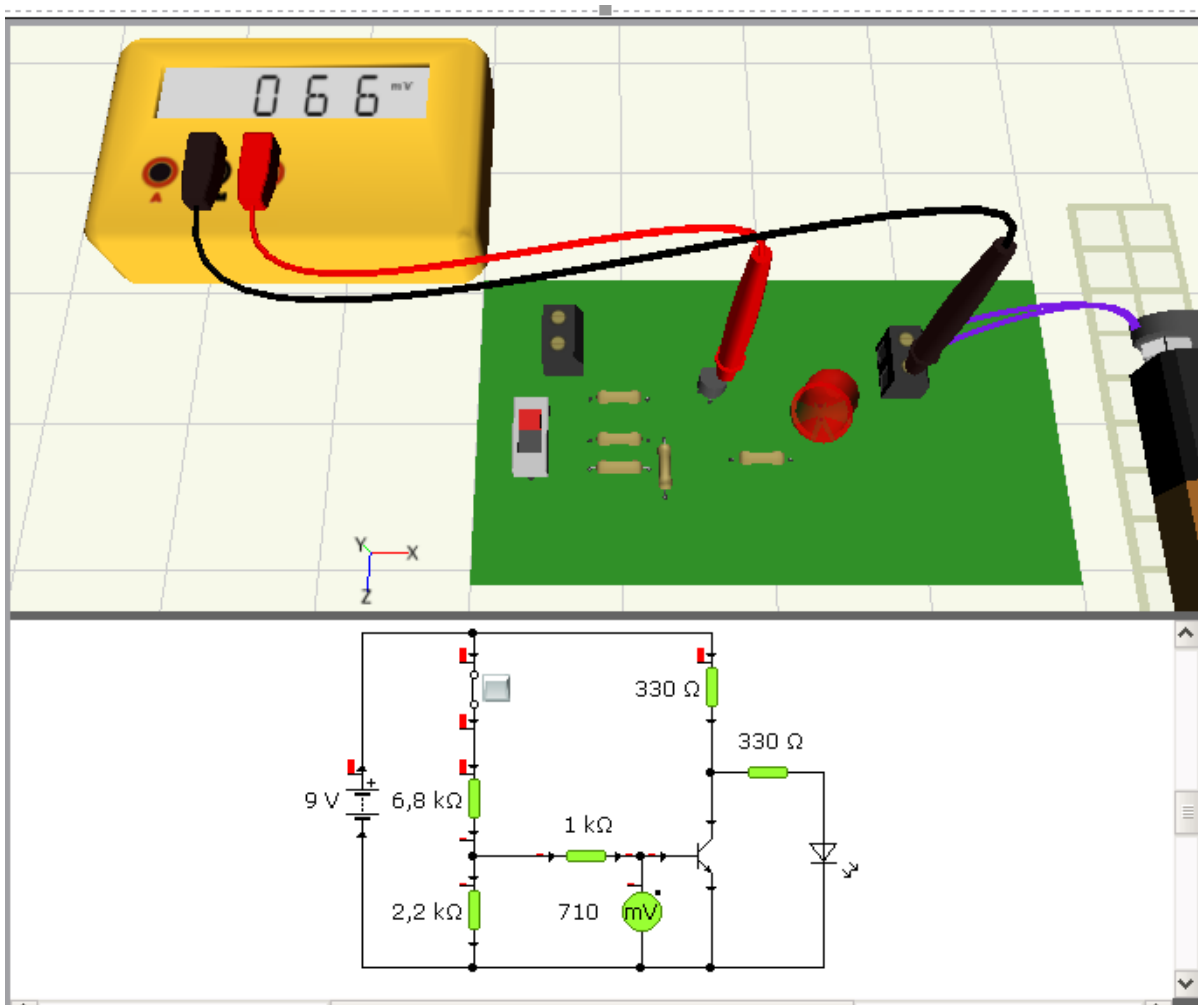


Рис. 1. Исследование биполярного транзистора в режиме ключа

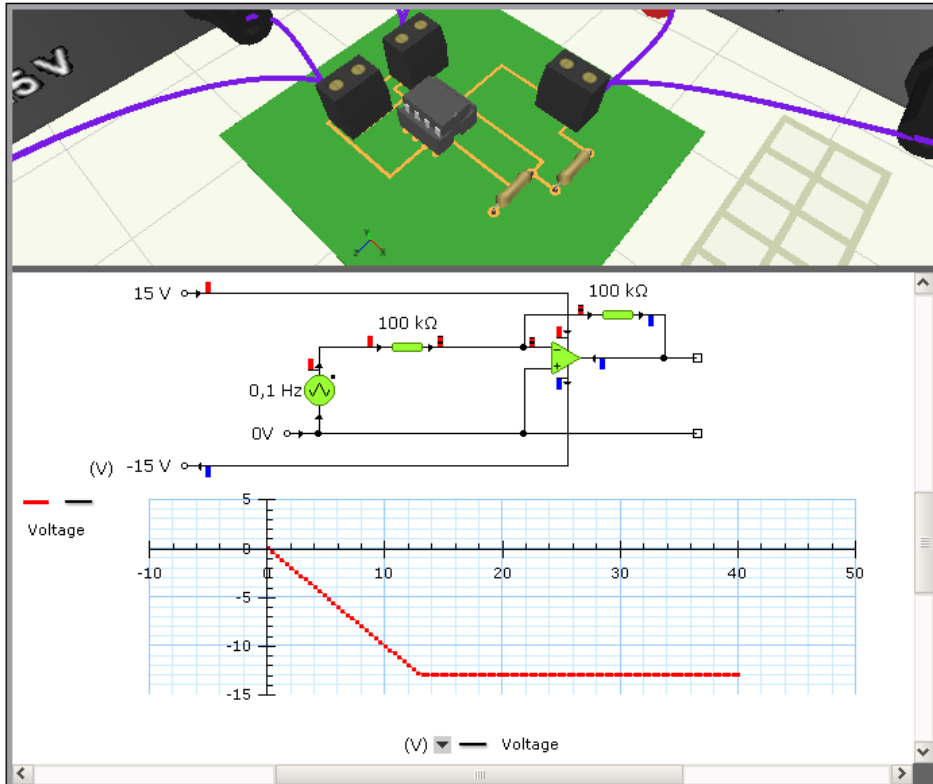


Рис. 2. Исследование операционного усилителя в режиме инвертирования и ограничения амплитуды выходного напряжения

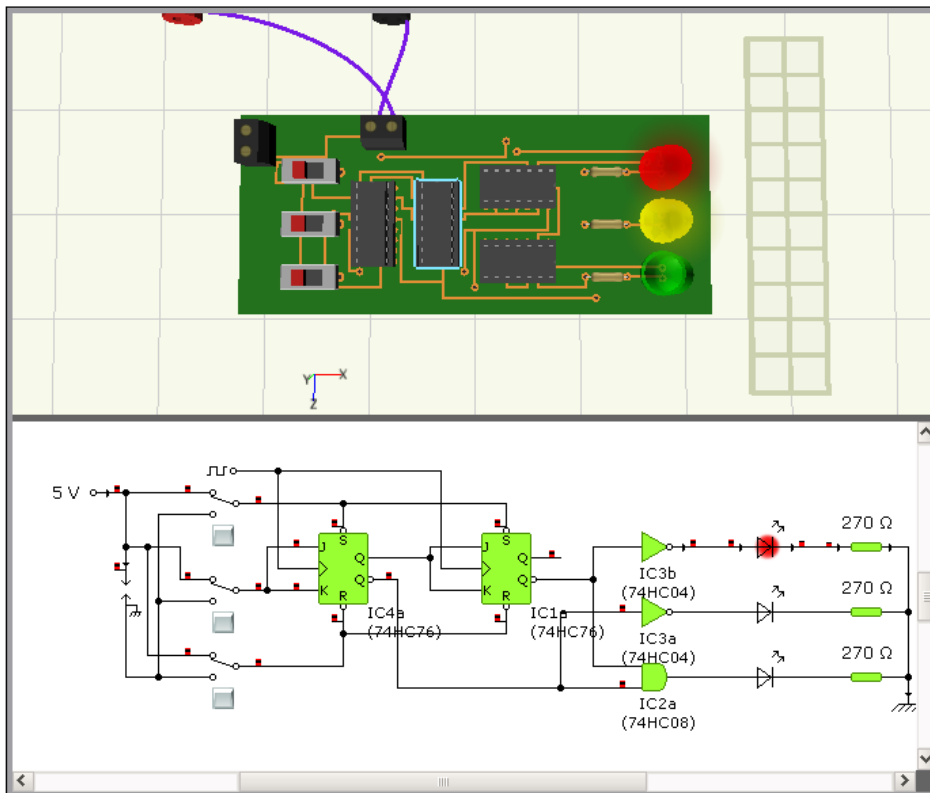


Рис. 3. Исследование логических элементов и триггеров

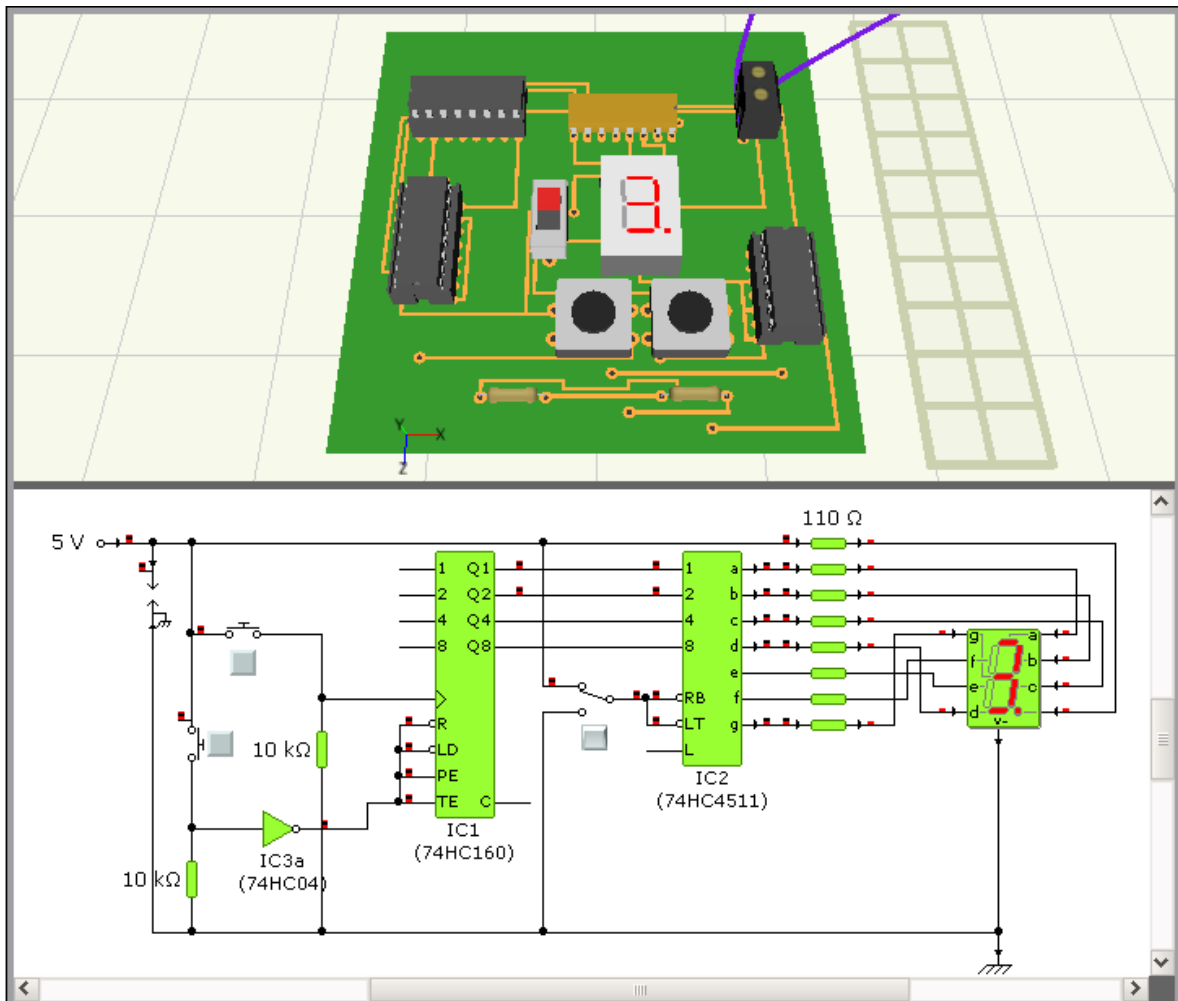


Рис. 4. Исследование интегральных микросхем и индикаторов

Симулятор позволяет строить довольно сложные схемы. Усложнение схем приводит к ухудшению наглядности объемного изображения. В профессиональном проектировании трехмерные модели излишни. Однако для начинающих изучать электронику симулятор уместен, так как учащийся может увидеть реальный трехмерный объект, услышать, как он работает, лучше понять его работу. Никакие другие программы не передают истинных размеров электронных компонентов. Данный симулятор разрешает проводить неограниченное число виртуальных экспериментов, позволяет учащимся изучать различные темы в процессе обучения электроники.

УДК 621.315

Высоковольтные линии электропередач как источники помех

Криксин П.В.

Научный руководитель Бладыко Ю.В., к.т.н., доцент

В современной электроэнергетике основная часть электроэнергии передается и распределяется при помощи линий электропередач (ЛЭП). Применение высоких и сверхвысоких напряжений позволяет значительно увеличить пропускную способность линий электропередач и уменьшить потери электроэнергии в них. Функциональные преимущества линий электропередач сверхвысокого напряжения сомнений не вызывают, однако нужно считаться и с нефункциональными особенностями – коронным разрядом.

Коронный разряд - это неполный пробой газового промежутка. Возникает в неоднородном электрическом поле. Он может проявиться под действием атмосферного электричества на верхушках мачт, шпилей, деревьев и в других тонких и заостренных местах. В обиходе получил название "огней Святого Эльма". Коронный разряд является следствием высокого градиента напряженности электромагнитного поля на поверхности электропроводящих частей высоковольтного оборудования.

Помимо потерь электроэнергии, которые несет коронный разряд, он является мощным источником высокочастотных помех, который воздействует на современные микропроцессорные устройства, радио- и телеаппаратуру. Коронный разряд является источником дополнительных потерь электроэнергии и определяет эмиссию помех радиоприему в полосе частот от 0,15 МГц до 1 ГГц [1]. В зависимости от величины частоты помехи наблюдаются различные принципы её распространения.

В полосе частот от 0,15 МГц до нескольких мегагерц помехи являются, в основном, результатом распространения импульсов тока вдоль ЛЭП, при этом прямое электромагнитное излучение от этих импульсов существенно не меняет уровень помех, так как длина распространяющейся волны велика по сравнению с расстояниями между фазами, и ЛЭП не является эффективным излучателем.

Высокая плотность городской застройки и мощное энергопотребление города обусловили распространение в современной электроэнергетике глубоких воздушных вводов. Очень часто линии электропередач проходят вблизи жилых домов, офисных зданий, банков, студий и прочих мест с высокой микропроцессорной вооруженностью. А если учесть, что современное общество – информационное общество, и проблемы связанные со сбоями в работе микропроцессорной техники, потерями данных, плохим качеством связи сулят многомиллионные убытки, то очевидным становится необходимость уменьшения высокочастотных влияний линий электропередачи.

Рассмотрим основные источники коронного разряда на ЛЭП [2].

Помехи от проводов создаются электрическим разрядом, который происходит на поверхности провода или около него и называется короной.

Корона – это разряд со слабым свечением, образующийся вблизи провода и охватывающий ограниченную область вокруг провода, в которой напряженность электрического поля превышает определенное значение.

Многое в проблеме коронного разряда на ЛЭП еще не исследовано и неясно. Известно, что основным физическим процессом, происходящим при таком разряде, является быстрое увеличение числа электронов. Наибольший градиент электрического поля наблюдается вблизи провода ЛЭП, если этот градиент (или электрическое напряжения) достаточно высоки, то любые электроны, находящиеся в воздухе вокруг провода, будут ионизировать молекулы газа, а электроны, возникшие в результате этой ионизации, вызовут лавинообразный процесс. Этот процесс и вызывает коронный разряд.

Рассмотрим факторы, которые способствуют образованию короны на проводах линий электропередач.

Факторы, способствующие образованию короны	
Напряжение линии электропередач	Напряжение линии электропередач определяет градиент потенциала, который в основном и определяет величину короны на проводе. Чем больше напряженность на поверхности провода, тем больше градиент потенциала на нем, следовательно, тем больше коронных разрядов происходит на единице поверхности.
Диаметр провода	Уровень помех повышается с увеличением диаметра провода, если при этом градиента на поверхности провода остается неизменным. Это объясняется тем, что электрическое поле, излучаемое от поверхности провода, при увеличении диаметра провода ослабевает медленнее, чем на проводе меньшего диаметра. Поэтому электрическое поле, окружающее провод большего диаметра, может дольше поддерживать коронные разряды, чем электрическое поле, образованное вокруг провода меньшего диаметра.
Состояние поверхности провода	Сильное влияние на образование короны оказывают состояние поверхности проводника, степень загрязненности, наличие влаги на его поверхности. Новый провод обычно создает больше помех от короны и вызывает их даже в хорошую погоду из-за неровностей поверхности провода, например, заусенцев на поверхности алюминия, из-за любых загрязнений провода, например, птичьим пометом, пылью, землей, грязью и т.д. С увеличением срока эксплуатации провода радиопомехи от него снижаются.
Атмосферные и погодные условия	Понижение атмосферного давления или повышение температуры воздуха, или то и другое вместе могут увеличивать разреженность воздуха. Это приводит к уменьшению пробивной прочности воздуха, а, следовательно, к увеличению вероятности появления короны на проводе. Дождь и снег вызывают наибольшее увеличение числа коронных разрядов на поверхности провода и могут повысить уровень радиопомех более чем на 20 дБ по сравнению с помехами от той же линии при отсутствии осадков. Снег или капли воды, которые накапливаются на поверхности провода во время бури, сильно видоизменяют электрическое поле, создавая большое количество источников коронных разрядов. Разряды могут возникать также и при пролете снежинок или водяных капель мимо провода.

Для проводов ЛЭП важным вторичным процессом является фотоионизация, то есть высвобождение электронов из молекул газа под действием ультрафиолетового излучения, вызванного первичной лавиной [2].

Для уменьшения величины коронного разряда применяют различные методы, так при проектировании линии для того, чтобы радиопомехи от короны на проводах не превышали допустимый уровень, следует рассматривать геометрические параметры линии. Наиболее важными параметрами являются диаметр провода и число проводов в фазе. Такие параметры ЛЭП как расстояние между фазами, высота проводов над землей или шаг расщепления пучка, оказывают меньшее влияние на уровень радиопомех. На практике они обычно определяются механическими требованиями и требованиями электрической прочности воздушных промежутков.

Наличие оцарапанных или поломанных проволок или присутствие на проволоках отложений посторонних веществ, таких как грязь или насекомые, может приводить к сильным локальным разрядам короны вследствие высоких местных градиентов

напряжения, что может значительно повысить уровень помех от линии. По этой причине необходимо избегать повреждения поверхности провода при сооружении линии. Следует обращаться осторожно с проводами при транспортировке и сооружении линии и применять соответствующие меры, чтобы избежать контакта провода с землей или другими объектами при натяжении. Для того, чтобы к проводам прилипало меньше грязи, целесообразно избегать нанесения смазки на поверхность провода для защиты его при транспортировке и тяжении. Когда для защиты от коррозии смазывают стальной сердечник и внутренние повивы провода, смазка должна выбираться так, чтобы она не вытекала на поверхность провода, даже при наивысшей температуре.

Изоляторы, арматура и оборудование подстанций могут быть источниками радиопомех, а в некоторых случаях и телевизионных помех, что может быть вызвано различными явлениями: коронными разрядами на изоляторах и арматуре, поверхностными разрядами на изоляторах [2].

Коронные разряды на арматуре вызываются высоким градиентом потенциала на некоторых участках поверхности такой арматуры, как защитные кольца или полукольца, распорки и соединения. Если предположить, что напряжение, приложенное к арматуре, постепенно повышается, то на ней происходят многочисленные процессы разряда. Только некоторые из них способны создавать радиопомехи, однако все они вызывают свечение и влияют на потери, вызываемые коронным разрядом. Эти явления аналогичны коронному разряду от проводов. Помехи от арматуры увеличиваются при высокой влажности или во время дождя из-за увеличения локальных градиентов, вызванных наличием капель воды на поверхности элементов арматуры.

Для уменьшения радиопомех, возникающих на арматуре ЛЭП, необходимые решения необходимо принимать на стадии разработки этой арматуры. Остриев и выступов на арматуре следует избегать, все кромки и углы должны быть хорошо скруглены, головки болтов должны быть скруглены и экранированы. Важно также, чтобы защитное цинковое покрытие на арматуре было гладким, особенно в точках максимального градиента напряжения. Важно избегать повреждения арматуры при изготовлении, транспортировке, сооружении и эксплуатации линии.

Помехи от изоляторов могут быть вызваны различными причинами, большинство которых связаны с явлениями, происходящими на их поверхности. Например, небольшие разряды, вызванные увеличением локальных градиентов, коронные разряды, вызванные неоднородностями в виде налетов сухих веществ или капель воды или искрением на сухих участках, вызванным токами утечки на загрязненных изоляторах. Только в особых случаях (например, при неисправных изоляторах) помехи могут быть вызваны явлениями, происходящими внутри изолятора (искрение во внутренних раковинах или трещинах). Радиопомехи могут возникать в результате разрядов между цементом и фарфором или стеклом, если на стыках между ними имеются небольшие воздушные зазоры.

На чистой и сухой поверхности изоляторов импульсы тока на источнике помех вызываются разрядами, появляющимися на участках с высоким градиентом потенциала, зависящим от формы и материала изолятора.

Уровни помех снижают уменьшением уровня градиента напряжения при использовании изоляторов со специальными характеристиками. Например, изоляторы, выполненные из органических материалов, или стеклянные или фарфоровые изоляторы, покрытые консистентной смазкой, предотвращают образование сплошного влажного слоя. Установка таких изоляторов снижает уровень помех в условиях влажности и загрязнения. При продолжительном сроке службы поверхности изоляторов загрязняются и подвергаются смачиванию, в результате начинают создаваться помехи.

Другое решение - установка изоляторов, покрытых полупроводящей глазурью. Они характеризуются низкими уровнями помех в условиях загрязнения. Токопроводящая глазурь улучшает распределение напряжения и, вследствие нагревания, вызываемого протеканием тока по слою глазури, образуются широкие сухие участки, и приложенное напряжение не может вызывать перекрытий.

Не соединенные между собой проводящие детали линий электропередач или такие объекты, как металлические заборы или водосточные каналы, находящиеся в сильном электрическом поле высоковольтных ЛЭП и их оборудования, могут электрически заряжаться. В результате заряда разность потенциалов между смежными проводящими деталями может возрастать. При малом расстоянии между проводящими деталями напряженность поля в пространстве между ними может достичь критического уровня и привести к полному пробоем зазора и возникновению дуги, которая гаснет после того как разность потенциалов между обеими сторонами зазора падает до низкого значения. Частота повторения искрения зависит от постоянных времени заряда и разряда цепи, величины окружающего электрического поля, размеров зазора [2].

Радиопомехи, создаваемые искрением при плохих, т. е. неплотных или ненадежных контактах, возникают главным образом в сухую погоду, так как в мокрую погоду относительно малые зазоры закорачиваются влагой.

Для ограничения количества разрядов, необходимо при сооружении линий электропередач надежно соединять и затягивать все крепежные болты, а все проводящие элементы ЛЭП соединить либо с землей, либо с потенциальным проводом.

Следует помнить, что даже когда оборудование новое, гальванизированные металлические детали могут иметь коррозионный слой окиси цинка. Когда поверхность выветрена, могут присутствовать дополнительные окислы и сульфиды, и могут возникать ненадежные контакты, в которых возможен разряд в зазоре. Разряд в зазоре может возникать и тогда, когда поддерживающие гирлянды недостаточно механически нагружены.

Мероприятия по ограничению необходимо проводить на стадии разработки отдельных конструктивных элементов линии электропередач, то есть таких элементов как арматура, изоляторы, провода, тросы и тому подобное, с последующей доработкой этих элементов на этапе их производства. Вторым этапом является проектирование самой воздушной линии электропередачи, где помимо учета конструктивных параметров линии, необходимо учитывать трассу её прохождения, зону отчуждения, создаваемую линией электропередачи. Третий этап – сооружение линии, которое должно вестись обученными специалистами, использующими современный инструмент.

Литература

1. РД 50-723-93 (СИСПР18-1). Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от воздушных линий электропередачи и высоковольтного оборудования. Описание физических явлений.
2. РД 50-724-93 (СИСПР18-3). Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от воздушных линий электропередачи и высоковольтного оборудования. Практические рекомендации по уменьшению помех.
3. РД 50-725-93 (СИСПР18-2). Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от воздушных линий электропередачи и высоковольтного оборудования. Методы измерения и процедура установления норм.

УДК 621.38

Суперкалькулятор

Препляско А.С.

Научный руководитель Бладыко Ю.В., к.т.н., доцент

Суперкалькулятор (рис. 1) выполняет все основные арифметические действия с числами, поддерживает операции со скобками, позволяет сохранять свои функции.

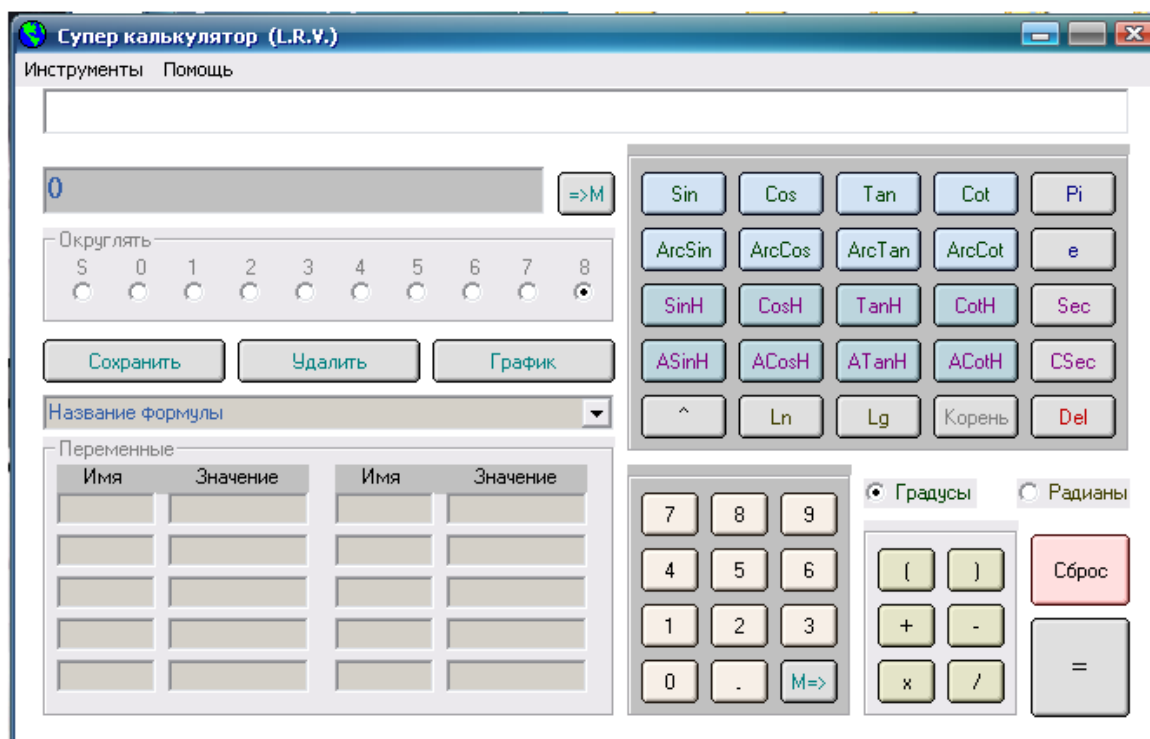


Рис.1. Главное окно Суперкалькулятора

Возможности Суперкалькулятора:

- вычисление всех тригонометрических функций,
- вычисление гиперболических функций,
- возведение в степень,
- возможность создания и сохранения выражений с переменными и константами,
- построение графика в плоскости,
- сохранение графика в формате рисунка,
- табулирование функций с заданным шагом с возможностью экспорта результата в файл Excel,
- работа с комплексными числами: (умножение, деление, сложение, вычитание, возведение в степень, перевод из алгебраической формы в показательную и обратно),
- содержит Decimal – Bin – Hex конвертер,
- имеет “умную” функцию округления,
- возможность работы с градусами и радианами,
- исследование участка функции на максимум и минимум,
- поиск корней на участке функции.

Это удобный многофункциональный калькулятор выражений. Позволяет одновременно видеть вычисляемое выражение и результат. Что очень удобно, так как сразу видно, какие данные введены и нет ли в них ошибки.

Простота и удобство позволяют пользователю быстро овладеть умениями работы и быстро производить операции с комплексными числами в любой форме.

Для того, чтобы производить операции с комплексными числами, надо на панели задач нажать «Инструменты» и выбрать вкладку «Комплексные числа» (рис.2).

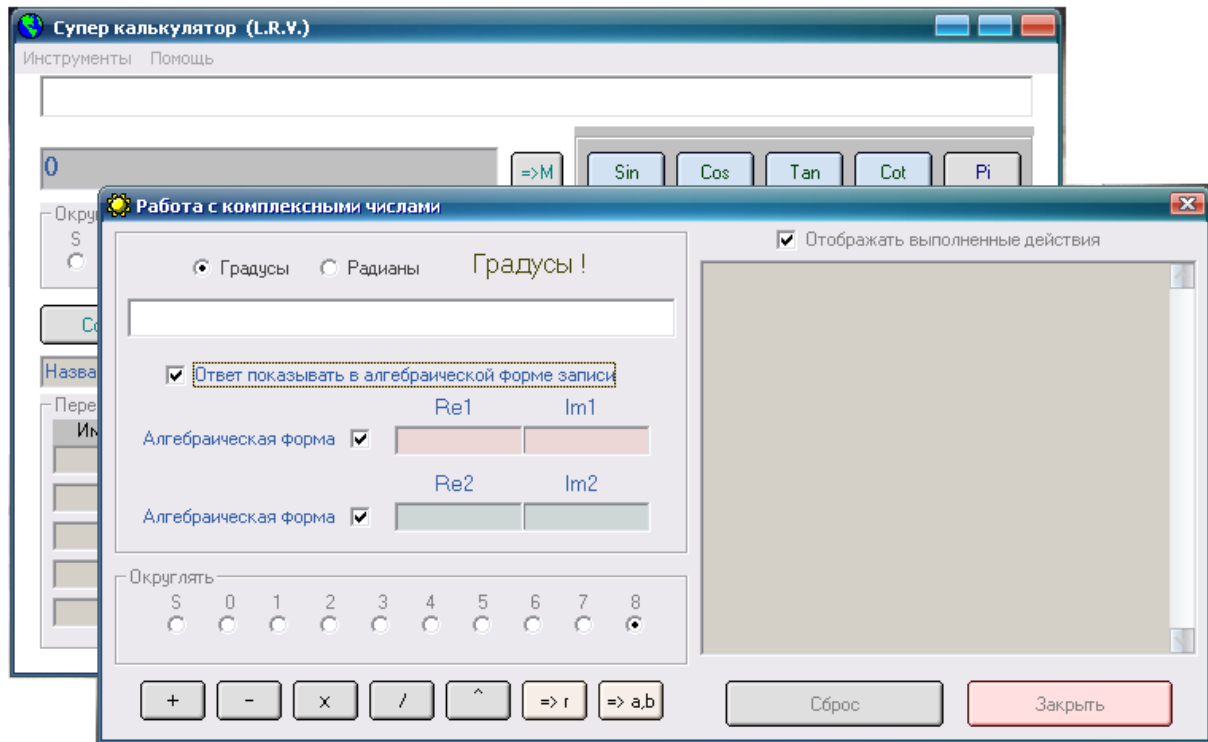


Рис.2. Работа с комплексными числами

Одним из главных достоинств калькулятора является способность производить операции с комплексными числами в показательной форме.

Особенностью этого модуля по сравнению с большинством аналогичных программ является то, что для выполнения действия над двумя комплексными числами не нужно предварительно приводить их к одной форме записи (алгебраической или показательной), просто установить флажок напротив числа, если оно в алгебраической форме, или снять флажок, если оно в показательной форме. Ответ также выдается в удобной форме с возможностью округления. Нужно не забывать про переключатель «Градусы – Радианы».

Для того чтобы задать числа в показательной форме, надо убрать флажок напротив «алгебраическая форма». Если надо произвести операцию с двумя комплексными числами, одно из которых задано в показательной, а другое - в алгебраической, то не нужно приводить их к какой-либо одной форме. Можно одно число ввести в показательной, другое - в алгебраической форме, и получить ответ в нужной форме.

Возможность правильно производить операции с комплексными числами появилась у калькулятора благодаря сотрудничеству автора Лащилина Романа Владимировича с кафедрой «Электротехника и электроника» БНТУ. Суперкалькулятор можно найти на сайте кафедры www.electronics.bntu.by.

Альтернативные калькуляторы могут превосходить суперкалькулятор по дизайну, но они не работают с комплексными числами в показательной форме.

УДК 621.382.323

Применение полевых транзисторов

Бохонюк С.М.

Научный руководитель Германович Е.И., старший преподаватель.

Полевой транзистор - это полупроводниковый прибор, усилительные свойства которого обусловлены потоком основных носителей, протекающим через проводящий канал и управляемый электрическим полем. По конструктивному исполнению и технологии изготовления полевые транзисторы можно разделить на две группы: полевые транзисторы с управляющим $p-n$ - переходом и полевые транзисторы с изолированным затвором.

Электрод, из которого в канал входят носители заряда, называют истоком; электрод, через который из канала уходят носители заряда, - стоком; электрод, служащий для регулирования поперечного сечения канала, - затвором.

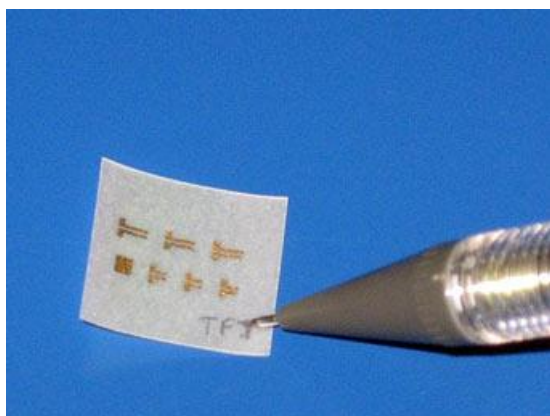
Применение полевых транзисторов

Полевые транзисторы имеют вольт-амперные характеристики, которые позволяют применять их в схемах усилителей постоянного тока с высокоомным входом, в истоковых повторителях с особо высокоомным входом, в электрометрических усилителях, различных реле времени, RS - генераторах синусоидальных колебаний низких и инфранизких частот, в генераторах пилообразных колебаний, усилителях низкой частоты, работающих от источников с большим внутренним сопротивлением, в активных RC - фильтрах низких частот. Полевые транзисторы с изолированным затвором используют в высокочастотных усилителях, смесителях, ключевых устройствах.

Бумажные транзисторы

Португальские исследователи из Нового лиссабонского университета (Universidade Nova de Lisboa) под руководством Эльвиры Фортунато (Elvira Fortunato) создали первые полевые транзисторы на основе бумаги, разместив устройства сразу на двух сторонах обычного листа. Это позволило обычной бумаге одновременно стать в транзисторе подложкой и изолятором.

Основную часть полевых транзисторов в настоящее время составляют CMOS-транзисторы, широко применяемые в цифровых устройствах. По параметрам новые устройства сравнимы с лучшими тонкопленочными транзисторами (TFT). Предполагается, что такие устройства можно будет применять в одноразовых электронных устройствах, таких как бумажные дисплеи, этикетки, радиометки.



Целлюлоза, из которой в основном состоит бумага - самый распространенный биополимер, и многие команды исследователей уже работают над применением биополимеров в электронных

компонентах.

Оживлённый чип отдаёт приказы нервным клеткам

Учёные давно научились снимать электрические импульсы с нервных клеток. Уже придумана масса таких устройств. Но, никто до сих пор не попробовал пойти в обратном направлении: к электронике, способной произвольно влиять на внутриклеточные биологические процессы.

Биологи из Германии, Италии и Швейцарии, совместно со знаменитым изготовителем чипов — компанией Infineon Technologies построили микросхему, способную, потенциально, взаимодействовать сразу более чем с 16 тысячами нейронов, что намного больше, чем во всех прежних сходных экспериментах. Ранее либо чипы работали с очень ограниченным числом нейронов, либо — с большим числом, но не с каждым по отдельности, а с их группами. В рамках проекта исследователи планомерно идут к удивительной цели — взаимодействию компьютера с набором живых клеток (индивидуально), с возможностью не только получать от них информацию, но и влиять на работу генов в этих клетках. Самое примечательное в проекте NACHIP то, что отличает его от предшествующих работ — «двусторонний подход» для решения проблемы тесного и эффективного взаимодействия живых нейронов и электроники. Должна ли электроника стать более «живой», чтобы работать с нейронами, или нейроны нужно менять, чтобы научить их хорошо взаимодействовать с чипами?

Авторы проекта с одной стороны, использовали методы генной инженерии, чтобы подкорректировать строение нейронов, сделав их более «общительными», а с другой — применили новейшие методы микроэлектроники, чтобы максимально адаптировать чип к нейронам.

Специальный чип с поперечником всего в 1 миллиметр содержит 16 тысяч 384 транзистора и сотни конденсаторов. Когда на него высаживаются нервные клетки, транзисторы получают от них сигналы, а конденсаторы, под управлением транзисторов, посылают сигналы от электроники — нейронам. С точки зрения физики, взаимодействие нейронов и схемы происходит благодаря перемещению ионов натрия через клеточную мембрану, что меняет локальный её заряд, на который реагирует транзистор. В свою очередь, управляемый электроникой заряд на конденсаторе влияет на ионный ток через мембрану, заставляя нейрон реагировать на «запрос» извне.

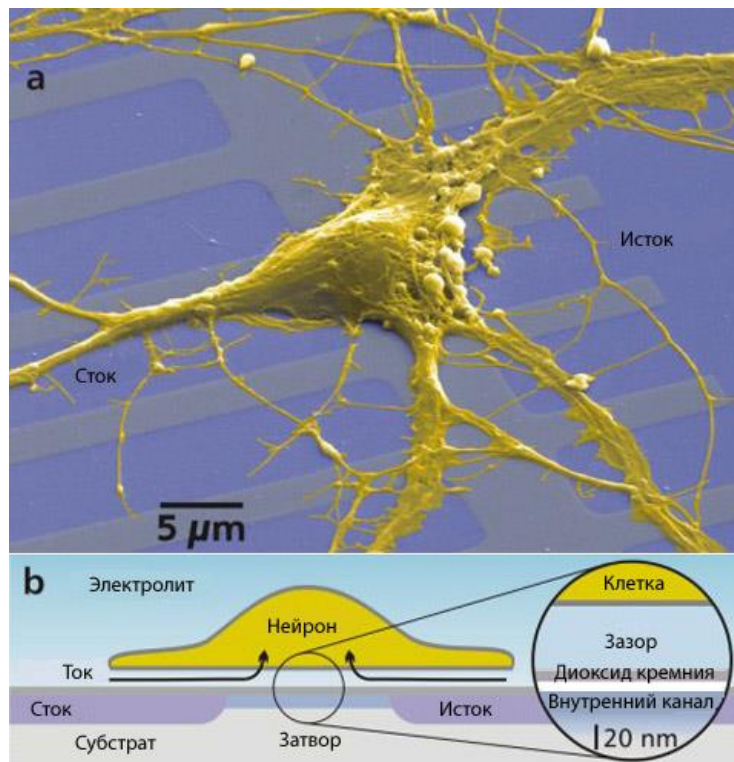
Используя генную инженерию, исследователи (а работали они сначала с нейронами улитки, как с более крупными и простыми, а потом — с нейронами крыс, как с более сложными и меньшими по размеру) модифицировали нейроны животных, увеличив в их оболочках число ионных каналов и повысив их активность.

Сам чип также получил новшества: его покрыли белками, которые в мозге связывают нейроны вместе (своего рода клей) и также активируют ионные каналы в нейронах. В чипе были применены транзисторы с уменьшенным шумом, участки для возбуждения нейронов и соседние с ними транзисторы были сближены до нескольких микрон, чтобы можно было посылать импульс и получать отклик от одного единственного нейрона. Тесное взаимодействие нервных клеток и схемы позволяет исследователям рассчитывать заставить сигналы чипа влиять на нейрон так, чтобы в нём включался новый ген.

Химический состав, который непосредственно выключал бы ген, должен быть добавлен в лабораторную чашку, содержащую гибридную нейронную сеть с чипом. Электроника же будет, по замыслу биологов, определять, какая из живых клеток, подсоединённых к чипу, отреагирует на раствор, а какая — нет, за счёт влияния на работу клеточных мембран.

Такие опыты, с одной стороны, дадут возможность лучше понять работу нейронов, а с другой, позволят создавать новые устройства, чипы с памятью на основе живых клеток.

Также возможно будет создание чипов-протезов, помогающих в работе организма при заболеваниях нервной системы, или просто — чипов, контролирующих состояние здоровья человека.



Один нейрон крысы на микросхеме. Ионный поток в клетке превращает её в составную часть полевого транзистора, позволяя клетке влиять на работу электроники. Опыт Петера Фромхерца.

После опытов с нейронами животных экспериментаторы намерены прийти и к опытам с человеческими нейронами. Если раньше уже существовали «выключатель боли» или управление электронной почтой при помощи мыслей, то теперь на горизонте вырисовывается – коррекция работы генов в теле с вашего компьютера.

Литература

1. Терещук Р.М. Полупроводниковые приемно-усилительные устройства: Справочник радиолюбителя / 4-е издание, стер. - Киев: Наук. Думка 1989. - 800с.
2. Бочаров Л.Н. Полевые транзисторы. - М.: Радио и связь, 1984, - 80 с.
3. Полупроводниковые приборы: транзисторы: Справочник / Н.Н.Горюнова. М. ; Энергоатомиздат, 1985. 904с.
4. <http://www.membrana.ru>
5. <http://vrtp.ru>

УДК 621.3

Аудиоусилители класса D: особенности и преимущества

Бусел Д.А.

Научный руководитель Германович Е.И., старший преподаватель

Усилитель мощности – неотъемлемый элемент акустической системы автомобиля. Усилитель мощности получает слабый сигнал от автомагнитолы, и усиливает его до величины, необходимой для корректной работы динамиков.

Различают пять классов усилителей мощности в зависимости от своей эффективности (КПД) и уровня искажения выходного сигнала:

– Класс А. Усилители такого класса не отличаются высокой эффективностью, но предоставляют довольно чистый сигнал. Такие усилители имеют КПД – 20-30%, что говорит про 20-30 Вт выходной мощности при подаче 100 Вт. 70-80% просто теряются в электрической цепи усилителя, нагревая его детали и воздух. Усилители класса А очень редко используются в автомобильных аудиосистемах, из-за своей неэффективности и высоким ценам.

– Класс В. Почти в два раза эффективнее усилителя класса А. Тем не менее искажение выходного сигнала так велики что его не используют в акустических системах для автомобиля.

– Класс С. Имеют эффективность работы равную 75%, однако с увеличением КПД увеличивается и искажение выходного сигнала. Из-за этого данные усилители не подходят для Hi-Fi аудиосистем.

– Класс АВ. Объединили в себе чистоту сигнала класса А и относительную эффективность (немного ниже) класса В. Преобладающее число Hi-Fi усилителей относится именно к этому классу.

– Класс D. Самые современные усилители мощности, использующие цифровую обработку сигнала. Данные усилители очень компактны, что делает им преимущество перед всеми остальными классами. На данный момент усилители этого класса только начинают завоевывать рынок автомобильных аудиосистем.

Популярность усилителей класса D, предложенных еще в 1958 году, заметно выросла в последние годы. Что они собой представляют? Как соотносятся с другими типами усилителей? Почему класс D представляет интерес для аудиотехники? Что необходимо, чтобы сделать «хороший» усилитель класса D?

Известный факт, что усилители класса А и АВ не слишком эффективны и имеют не слишком высокую отдачу мощности. Особенно это сказывается на низких частотах, например при работе сабвуфера, где необходимость в большой мощности очевидна. Применение в таких случаях усилителей класса А, АВ делает систему неоправданно дорогой. Усилители класса D лишены этих недостатков, поскольку имеют высокий КПД, более 90 % возвращается в нагрузку, и лишь до 10 % рассеивается в виде тепловой энергии. А это значит, что стоимость устройства может быть уменьшена за счет понижения потребляемой мощности, отсутствия принудительного охлаждения и выходных транзисторов.

Функция звукового усилителя заключается в воспроизведении входного сигнала элементами выходной цепи, с необходимой громкостью и мощностью, точно, с минимальным рассеянием энергии и малыми искажениями. Усилитель должен обладать хорошими характеристиками в диапазоне звуковых частот, который находится в области 20–20 000 Гц (для узкополосных динамиков, например сабвуфера или высокочастотной головки, диапазон меньше). Выходная мощность варьируется в широких пределах в зависимости от назначения усилителя — от милливатт в головных телефонах до нескольких ватт в телевизоре и персональном компьютере (ПК), десятки ватт в домашней или автомобильной стереосистеме; наконец, сотни ватт в наиболее мощных домашних или коммерческих аудиосистемах для театров и концертных залов.

В обычном усилителе выходной каскад содержит транзисторы, обеспечивающие необходимое мгновенное значение выходного тока. Во многих аудиосистемах выходные каскады работают в классах А, В и АВ. В сравнении с выходным каскадом, работающим в D классе, мощность рассеяния в линейных каскадах велика даже в случае их идеальной реализации. Это обеспечивает D классу значимое преимущество во многих приложениях вследствие меньшего тепловыделения, уменьшения размеров и соответственно стоимости изделий, увеличения времени работы автономных устройств.

Пониженное энергопотребление делает усилитель класса D весьма привлекательным решением, при этом разработчик должен учесть ряд аспектов. Среди них:

- выбор типоразмера выходных транзисторов;
- защита выходного каскада;
- качество звучания;
- способ модуляции;
- электромагнитные помехи;
- конструкция LC-фильтра;
- стоимость системы.

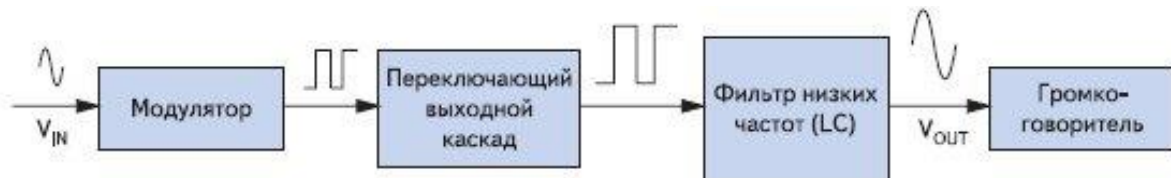


Рисунок 1 – Блок-схема усилителя класса D без обратной связи

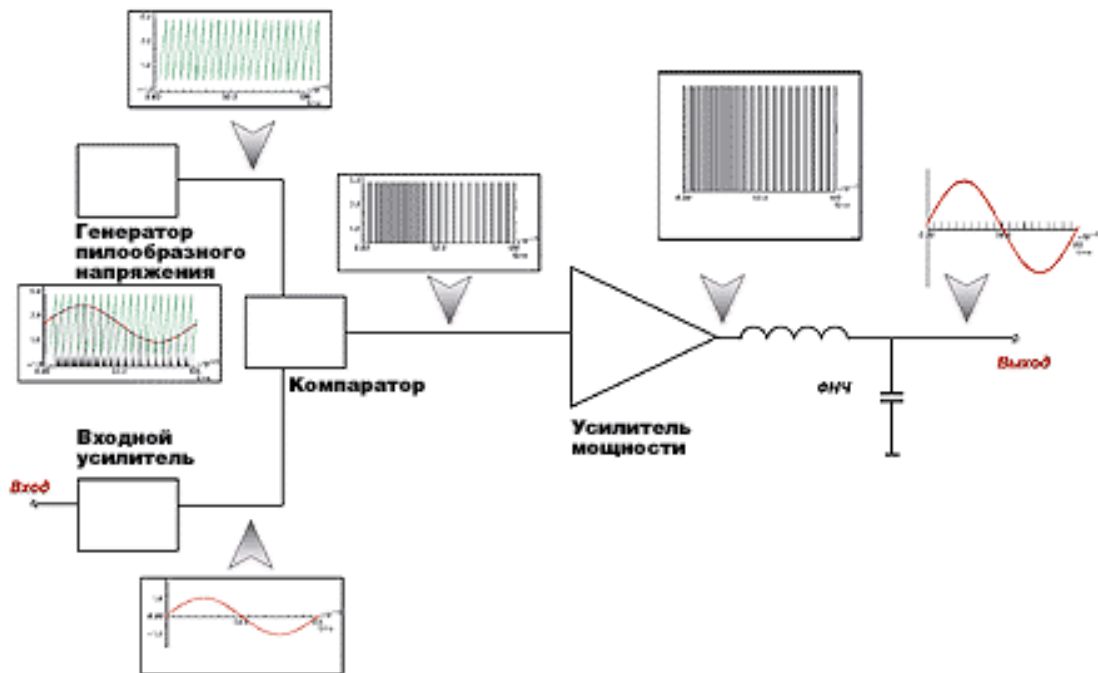


Рисунок 1 – Блок-схема усилителя класса D

Активные компоненты усилителя класса D состоят из выходного ключевого каскада и модулятора. Стоимость их приблизительно такая же, что и линейного усилителя. Вопросы выбора возникают при рассмотрении остальных компонентов системы.

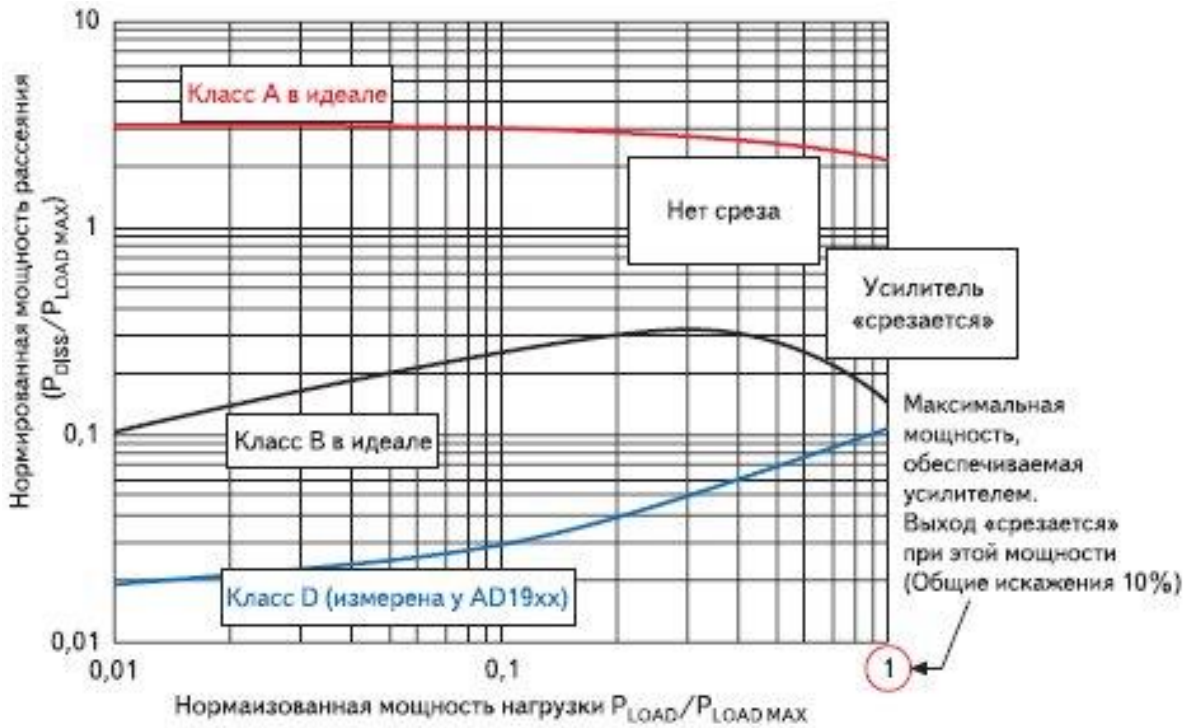


Рисунок 2 – Мощность рассеяния выходных каскадов классов А, В и D

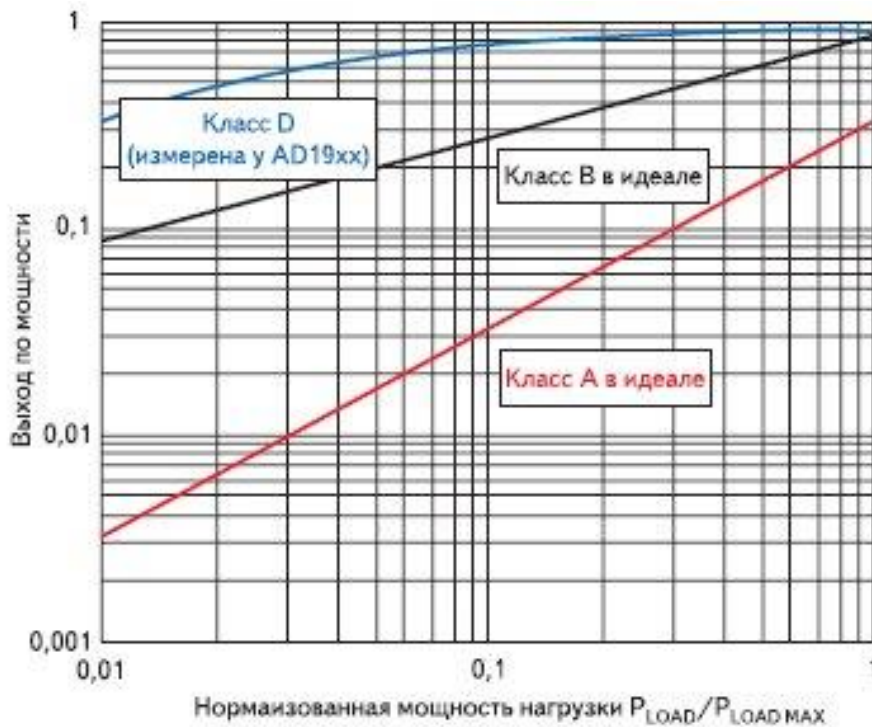


Рисунок 3 – Выход по мощности усилителей классов А, В и D

Пониженное тепловыделение усилителей класса D позволяет экономить на теплоотводах и вентиляторах. Усилитель класса D, построенный на интегральной схеме, может быть выполнен по той же причине в более компактном и дешевом корпусе, чем линейный усилитель той же мощности. При использовании цифрового источника звука для линейного усилителя, кроме того, нужен цифро-аналоговый преобразователь (ЦАП). Это, конечно, необходимо и для усилителя D класса,

требующего аналогового входного сигнала, однако варианты усилителей с цифровым входом исключают необходимость использования ЦАП.

С другой стороны, принципиальным недостатком усилителей D класса является необходимость включения LC-фильтра. Его части, в особенности индуктивность, требуют места и увеличивают стоимость. В усилителях большой мощности цена LC-фильтра компенсируется большой стоимостью системы охлаждения. Однако в недорогих устройствах малой мощности стоимость индуктивности становится заметной. Например, стоимость микросхемы усилителя для мобильного телефона может быть меньше, чем общая стоимость LC-фильтра. И даже если пренебречь ценой, остается проблема занимаемого места для компактных устройств.

Это явилось причиной создания усилителей, в которых LC-фильтр отсутствует. При таком решении экономится место и снижается стоимость, хотя и теряется преимущество низкочастотной фильтрации. В отсутствие фильтра уровень ЭМП может возрасти до неприемлемого уровня — если громкоговоритель не индуктивный и находится на удалении от усилителя, токовый контур и мощность усилителя достаточно велики. Нереальная для мощных усилителей, например, домашней стереосистемы, такая ситуация типична для мобильного телефона.

Существует и другой подход для уменьшения числа компонентов LC-фильтра. Можно использовать не мостовую, а обычную двухтактную схему выходного каскада, что позволяет вдвое сократить число емкостей и индуктивностей. Однако такая схема требует двухполярного питания, и дополнительная стоимость, связанная с созданием отрицательного источника питания, может оказаться критической, если, конечно, отрицательное плечо уже не используется для других целей, или усилитель имеет достаточное число каналов. Двухтактный выходной каскад может питаться и однополярным источником, но это несколько снижает выходную мощность и зачастую требует блокирующего конденсатора большой емкости.

Литература

- 1 Эрик Гаалаас (Erik Gaalaas – инженер компании Analog Devices) Звуковые усилители класса D: что, зачем и как? – журнал "Электронные компоненты" №1, 2008
- 2 А. Елютин Выставка "CES'2002" – журнал "Автозвук" № 4, 2002
- 3 А.И.Шихатов Усилители класса - А, В, АВ, D – журнал "Мастер 12вольт" № 39 (февраль-март 2002)
- 4 А. Колганов Автомобильный УМЗЧ с блоком питания. – журнал "Радио" №7, 2002
- 5 Nyboe F., et al. Time Domain Analysis of Open-Loop Distortion in Class D Amplifier Output Stages. The AES 27th International Conference, Copenhagen, Denmark, September 2005.
- 6 Putzeys B. Simple Self-Oscillating Class D Amplifier with Full Output Filter Control. The 118th AES Convention, Barcelona, Spain, May 2005.
- 7 Gaalaas E., et al. Integrated Stereo Delta-Sigma Class D Amplifier. IEEE J. Solid-State Circuits, vol. 40, no. 12, December 2005. About the AD199x Modulator.
- 8 Morrow P., et al. A 20-W Stereo Class D Audio Output Stage in 0.6 mm BCDMOS Technology. IEEE J. Solid-State Circuits, vol. 39, no. 11, November 2004. About the AD199x Switching Output Stage.
- 9 Интернет-портал Журнал "Блюзмоби́ль" [Электронный ресурс] - Режим доступа:
[http:// www.bluesmobil.com](http://www.bluesmobil.com) - Дата доступа: 19.04.2009.

УДК621.3

Узконаправленные звуковые системы

Глинский Д.И., Шиханцова Н.Л.

Научный руководитель Жуковская Т.Е. старший преподаватель

Это абсолютно новый класс устройств, часто именуемый звуковыми прожекторами. Суть их состоит в следующем - данные системы не распространяют звук во всех направлениях, а собирают его в некий пучок, обладающий большей энергией и дальностью действия.

Если обычные динамики преимущественно распространяют звук во всех направлениях, подобно тому, как испускает свет лампочка, то направленный звуковой излучатель испускает концентрированный пучок волн подобно прожектору. Он состоит из ультразвуковых волн, не улавливаемых человеческим ухом, которые в результате взаимодействия с воздухом создают слышимые звуки. Описывая это взаимодействие математически, звукоинженеры могут заставить пучок ультразвуковых волн модулировать звуки голоса, музыку или любой другой звук.

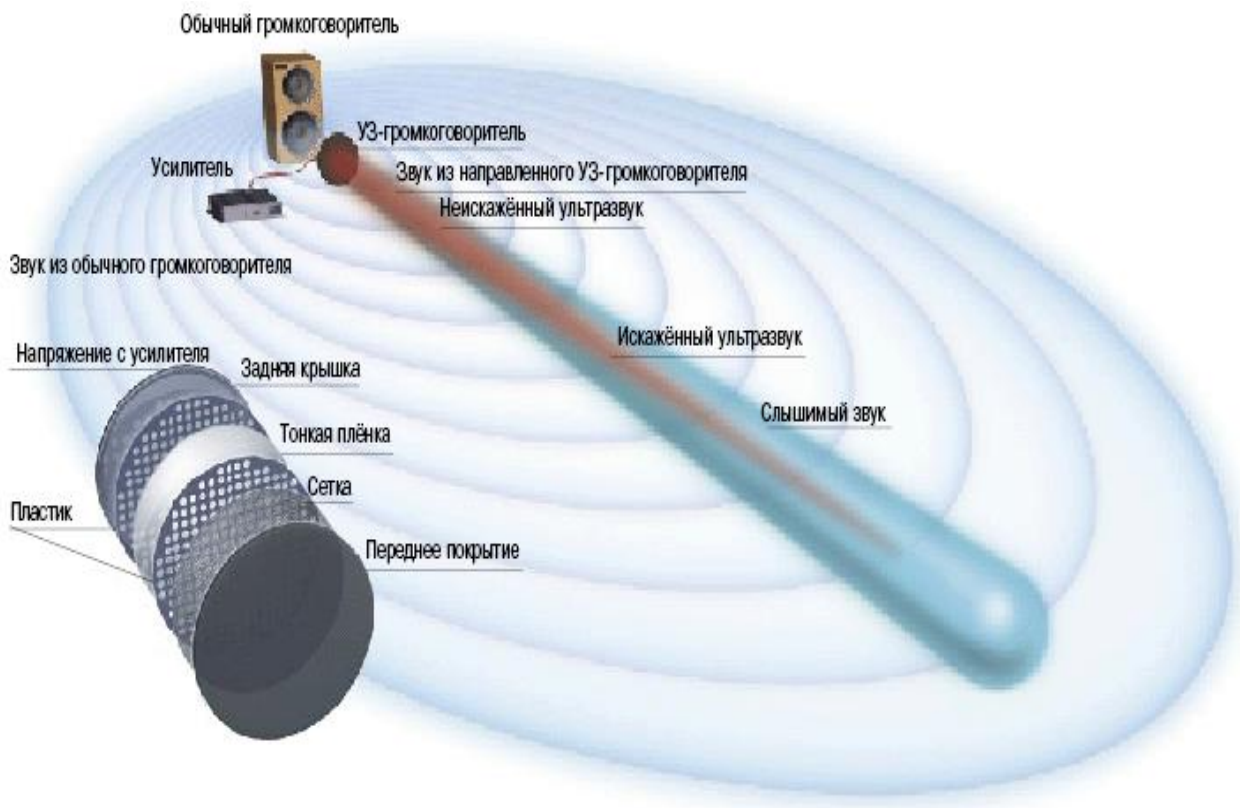


Рисунок 1

Распространение звуковых волн в пространстве

Направленный громкоговоритель излучает сфокусированный ультразвуковой луч, в котором на воздухе воспроизводится слышимый звук. Обычные громкоговорители генерируют звук во всех направлениях.

УЗ - громкоговоритель общей толщиной около 12 мм преобразует напряжение звуковой частоты с выхода обычного громкоговорителя в ультразвук с помощью тонкой металлополимерной плёнки, которая колеблется с частотой 60 кГц.

Однородные УЗ - волны создают флуктуации плотности воздуха, в результате чего эти волны искажаются, и из них выделяется слышимый звук.

Сама ультразвуковая волна стала рассматриваться как несущая, по типу того, как работает радио, она модулируется специальным образом обычной звуковой волной (сигналом). При большой интенсивности такой ультразвуковой волны воздух начинает себя вести нелинейно, она искажается и на некотором расстоянии от источника сигнал "расшифровывается".

Ультразвуковые прожекторы имеют небольшую историю, хотя ведут ее с таких устройств из 40-х как сонары, используемые в подводном флоте. Долго не удавалось передать ничего, кроме отдельных искажённых звуков

В 1998 г. Джон Помпеи (Массачусетский технологический институт) придумал алгоритм, который позволял устранять искажения до уровня нескольких процентов. Он сконструировал усилитель, электронные блоки и громкоговорители, с помощью которых можно было воспроизводить звуковое наполнение ультразвукового луча. Данный метод получил название «Звуковой прожектор»

В современных устройствах за основу взята конструкция современных радаров. Ранее они, как и сонары, сканировали небо узконаправленным лучом электромагнитной волны, но со временем скорость целей существенно увеличилась, поэтому было разработано специальное ноу-хау, на самом деле очень простое. Современные радары - это целые комплексы, состоящие из множества взаимосвязано работающих маленьких радаров. Направление суммарного луча зависит от фазы сигнала, а скорость сканирования равна скорости света. При этом данные системы могут эмулировать не только один, а сразу несколько мощных радаров.

Плюсом данной системы является то, что ультразвук имеет малые длины волн и поэтому их удобно собирать "в пучок". Минусом - большое количество гармонических искажений, с чем боролись более 20 лет, и многие производители даже отказались от этой идеи из-за невозможности понижения коэффициента THD менее 50%.

На современном рынке компания Yamaha предлагает три устройства. Они используют технологию от 1Ltd, но позиционируют свои модели ближе к пользовательскому ценовому диапазону. Поэтому в базовой модели Yamaha Sound Projector-1 (или, сокращенно YSP-1) для создания фронтальных и тыловых каналов используется только 40 излучателей, а для обеспечения центрального - два СЧ - динамика. Соответственно, в итоге - 42 отдельных цифровых усилителя. Сразу с момента появления YSP-1 была объявлена цена - 1500 \$. Уменьшив количество излучателей практически вдвое, выпускается модель YSP-800 Yamaha (700 \$).

Громкоговорители Помпеи установлены в Музее изящных искусств в Бостоне и во Всемирном центре У.Диснея в Эскоте. Встав перед ними, посетитель – и только он один – слышит дикторский текст при полной тишине в остальной аудитории. Производители автомашин пытаются сейчас создать ультразвуковой дисплей, позволяющий каждому пассажиру слушать свою музыку или смотреть свой фильм, не мешая другим пассажирам. Установленное в квартире, такое устройство позволит отцу семейства смотреть футбол по телевизору, в то время, как остальные члены семьи смогут читать в тишине

УДК 621.3

Гармонический анализ сигнала с использованием цифрового осциллографа С8-37

Герасимович А.С., Качанов А.В.

Научные руководители: Куцьло А.В. старший преподаватель,

Устимович В.А., старший преподаватель

В процессе исследования при помощи цифрового осциллографа С8-37 производилась запись параметров исследуемого сигнала (прямоугольный сигнал встроенного калибратора осциллографа, напряжение лабораторной сети, ток намагничивания торообразной катушки) с дальнейшей обработкой при помощи специального математического аппарата, представленного в исследовании программным пакетом MathCad 14 с разработанными прикладными программами для каждого сигнала, а также наиболее общей версии, которая может использоваться для произвольного сигнала.

Одной из главных целей исследования, на котором мы остановимся подробнее, является разложение неизвестного сигнала в ряд Фурье, а также разложение предположительно известного сигнала в ряд Фурье, целью которого может быть определение качества электрической энергии, одним из требований которого является критерий синусоидальности сигнала. Также при помощи цифрового исследования сигнала с высокой точностью можно определить частоту сигнала, подаваемого на входы осциллографа. Как известно, частота синусоидального сигнала также является критерием качества электрической энергии. Представление исследуемого сигнала в виде ряда Фурье является основой для любого научно-практического анализа сигнала, так как для любого вычисления необходимо знание функции изменения (зависимости) данного сигнала от времени. Также при сопоставлении данных при разных начальных условиях есть возможность делать сравнительные характеристики для определенного диапазона исходных значений параметров.

Осциллограф предназначен для исследования периодических и однократных электрических сигналов в диапазоне частот от 0,6 Гц до 100 МГц с максимальной частотой дискретизации 100 Мв/с (сто мегавыборок в секунду) и напряжения постоянного тока путём их регистрации в цифровой памяти, отображения на экране стандартного SVGA монитора и цифрового измерения амплитудных и временных параметров. Осциллограф работает в режиме как ручного, так и дистанционного управления через интерфейс RS232. Программное обеспечение осциллографа С8-37, реализованное в операционной системе Windows -95, максимально ориентировано на работу с пользователем и обеспечивает управление режимами оцифровки, накопления, отображения и математической обработки измеряемых сигналов. Удобный пользовательский интерфейс обеспечивает широкий выбор аппаратных и программных установок и предустановок (амплитудные и временные масштабы и диапазоны, типы входов и временные масштабы и диапазоны, режимы синхронизации, единицы измерения, цвета элементов и многое другое). Разнообразные детальные измерения с помощью курсоров очень помогают в работе, результаты постоянно присутствуют в строке статуса. Все текущие измерения автоматически фиксируются в рабочей области программы и снабжаются рабочими этикетками.

Таблица 1 Технические характеристики осциллографа С8-38

Полоса частот регистрируемых периодических сигналов	100 МГц
Максимальная частота дискретизации	100 МГц
Вертикальное разрешение	8 бит
Время нарастания переходной характеристики	3,5 нс
Диапазон частот синхронизации	до 110 МГц

Диапазон исследуемых сигналов	0,002 - 40 В
Число каналов	2
Число разрядов АЦП	8
Объем памяти на канал	32 Кбайт
Пред-послезапуск	±100 %
Основная погрешность измерений	
-амплитудных параметров	2 %
-временных параметров	1,5 %

В процессе исследования изучались следующие виды сигналов: прямоугольный сигнал встроенного калибратора осциллографа, напряжение лабораторной сети, ток намагничивания торообразной катушки. Рассмотрим более подробно каждый из них.

1 Гармонический анализ прямоугольного сигнала встроенного калибратора осциллографа

Из паспортных данных осциллографа известны параметры сигнала:

тип сигнала: прямоугольный; амплитудное напряжение: 0.6 В;

частота сигнала: 1 кГц.

По данным цифрового осциллографа получена следующая зависимость, совмещённая с интерполированным графиком:

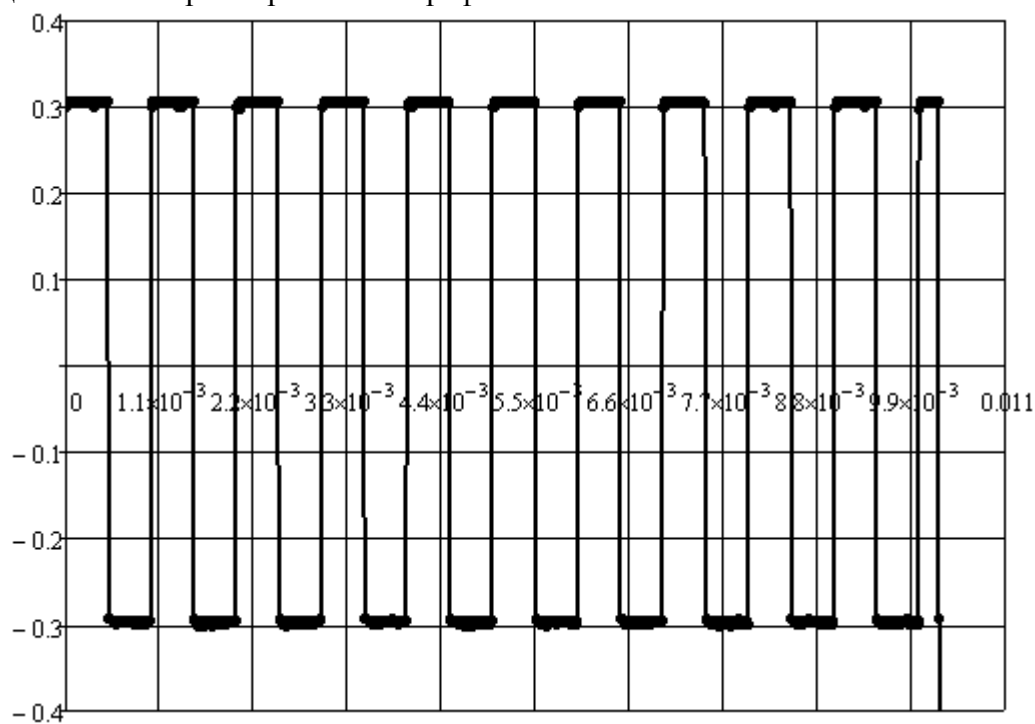


Рис. 1 Данные осциллографа для прямоугольного сигнала, совмещённые с интерполированным графиком

Гармонический анализ функции:

$$U_1=0.384 \text{ В}$$

Таблица 2 Результаты гармонического анализа прямоугольного сигнала

Гармоники	Отношение гармоник к первой, %
Первая гармоника	100
Вторая гармоника	0.167
Третья гармоника	33.378
Четвёртая гармоника	0.133
Пятая гармоника	20.196
Шестая гармоника	0.331
Седьмая гармоника	14.408

2 Гармонический анализ напряжения лабораторной сети

Известные параметры сигнала:

тип сигнала: синусоидальный;

амплитудное напряжение: внешней сети 220 В, далее следует трансформатор;

частота сигнала: 50 Гц.

По данным цифрового осциллографа получена следующая зависимость, совмещённая с интерполированным графиком:

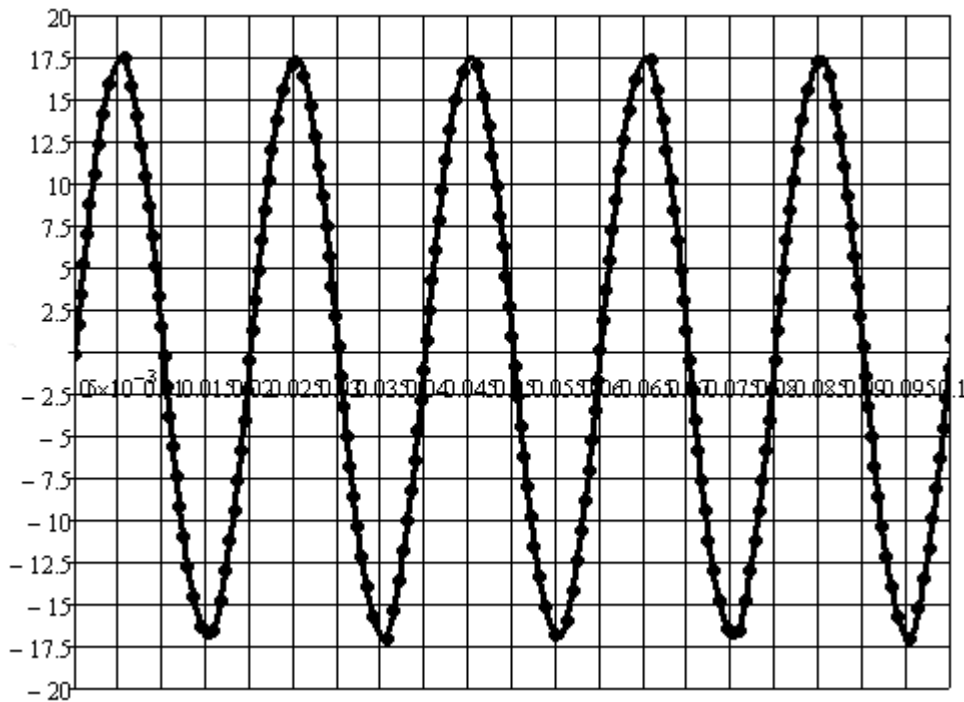


Рис. 2 Данные осциллографа для напряжения лабораторной сети, совмещённые с интерполированным графиком

Гармонический анализ функции:

$$U_1 = 17.07 \text{ В}$$

Таблица 2 Результаты гармонического анализа синусоидального сигнала

Гармоники	Отношение гармоник к первой, %
Первая гармоника	100
Вторая гармоника	0.151
Третья гармоника	0.322
Четвёртая гармоника	0.071
Пятая гармоника	1.088
Шестая гармоника	0.136
Седьмая гармоника	0.491

3 Гармонический анализ намагничивающего тока

Исследованию подвергалось падение напряжения на шунте, включенном в цепь намагничивающего тока.

Режим намагничивания характеризуется амплитудой магнитной индукции 0,5 Тл.

По данным цифрового осциллографа получена следующая зависимость, совмещённая с интерполированным графиком:

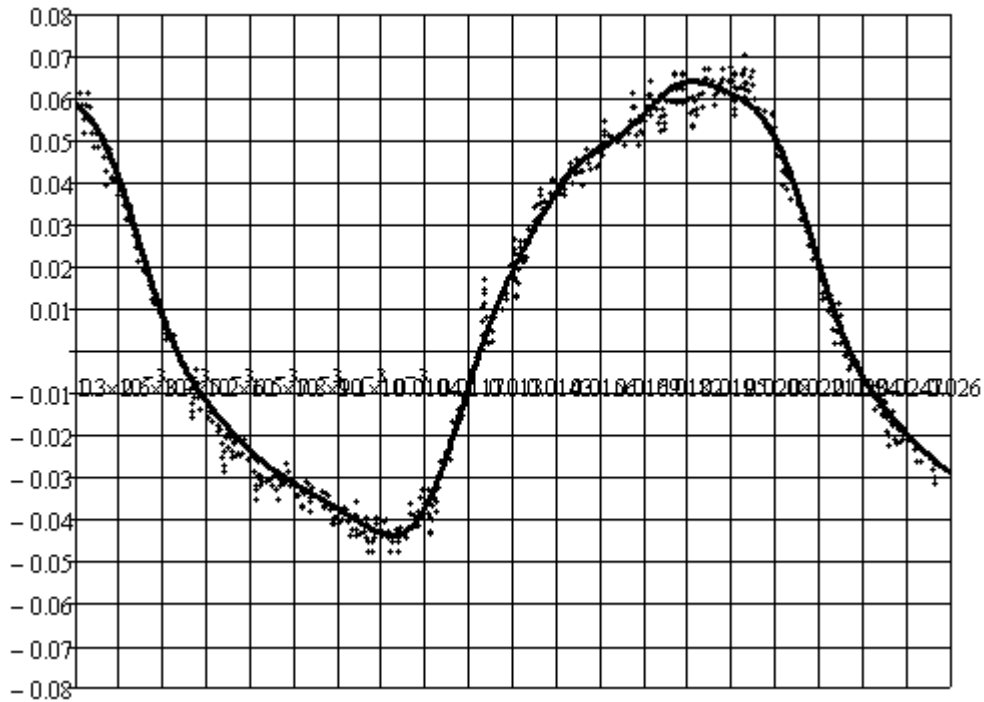


Рис. 3 Данные осциллографа для намагничивающего тока, совмещённые с интерполированным графиком

Гармонический анализ функции:

$$U_1=0.054 \text{ В}$$

Таблица 2 Результаты гармонического анализа прямоугольного сигнала

Гармоники	Отношение гармоник к первой, %
Первая гармоника	100
Вторая гармоника	1.325
Третья гармоника	13.431
Четвёртая гармоника	1.516
Пятая гармоника	2.232
Шестая гармоника	1.953
Седьмая гармоника	1.211

На основе полученных данных по результатам трех исследований можно производить дальнейшую обработку, связанную с проектированием электрических аппаратов, таких как трансформаторы, а также полупроводниковой техники. Также данные исследований позволяют дать количественное определение качества электрической энергии.

УДК 621.3

Дифференциальный метод расчета выпрямительных схем.

Суглоб Г. В., Некрашевич Е. Л., Кишко Т. А., Яковлевич А. А.
 Научный руководитель Мазуренко А.А., к.т.н., доцент.

Выпрямительные схемы различной конфигурации (выпрямители) широко применяются для преобразования переменного тока в постоянный. При работе на нагрузку, потребляющую небольшие токи от выпрямителя, часто используют фильтры, включающие конденсатор; в наиболее простом виде – это С-фильтры. Такие фильтры представляют емкостную нагрузку, которая заметно изменяет характер процессов в вентильном комплекте. Расчет выпрямителя с С-фильтром производят классическим методом или методом Терентьева. Эти методы расчета рекомендуются научными и учебными источниками, изучается в качестве отдельной главы в учебниках теоретических основ электротехники. Сущность классического метода состоит в следующем.

Для нахождения сглаженного напряжения необходимо найти напряжение на конденсаторе, для чего используется расчет переходных процессов классическим методом. Расчет сводится к решению системы дифференциальных уравнений Кирхгофа, что занимает много времени. Затем находят принужденные составляющие сглаженного напряжения, что в дальнейшем приводит к решению трансцендентных уравнений.

Для нахождения сглаженного напряжения необходимо предварительно найти значение фазы путём совместного решения трансцендентных уравнений.

Как следует из приведенного анализа, классический метод обладает следующими существенными недостатками.

1) Метод громоздок, требует больших объемов сложных математических вычислений.

2) Метод неточен, погрешность метода вызвана двумя причинами: решением трансцендентных уравнений и нахождением среднего значения выпрямленного сглаженного напряжения по сумме площадей из графиков.

3) Возможности метода ограничены только определенной схемой.

Авторами настоящей работы предлагается принципиально новый подход к решению задач по расчету выпрямителей.

Как известно, физическое состояние любой электрической цепи, математически можно описать системой дифференциальных уравнений, составленных для мгновенных значений физических величин (токов, напряжений, потокосцеплений, зарядов) по физическим законам (законы Кирхгофа, электромагнитной индукции, сохранения заряда). Современные ЭВМ и новейшие компьютерные технологии сегодня позволяют выполнять решение систем дифференциальных уравнений численными методами, при этом достигается высокая точность решения.

Сущность предлагаемого дифференциального метода расчета выпрямительных схем заключается в следующем.

Расчет полностью выполняется на ЭВМ в *MATCADe* по встроенным программам.

Последовательность расчета режима выпрямительной схемы дифференциальным методом выглядит так:

1. Выполняется аппроксимация вольтамперных характеристик нелинейных элементов (диодов). При этом может быть применена как кусочно-линейная аппроксимация, так и сплайновая.

2. Определяются независимые начальные условия $i_L(0)$ и $u_C(0)$.

3. Для схемы цепи составляется система дифференциальных уравнений по законам Кирхгофа.

4. Методом исключения "лишних" переменных система уравнений Кирхгофа преобразуется к форме Коши, составляются матрицы коэффициентов.

5. Выбирается расчетное время T (продолжительность переходного процесса плюс несколько периодов установившегося режима) и число шагов интегрирования N .

6. Решение задачи выполняется на ЭВМ по стандартной программе (*rkfixed*). Выходные функции получают в виде таблицы координат значений функций для заданных моментов времени (массивы значений функций).

На заключительном этапе выполняется математическая обработка массивов значений функций. Отдельно исследуются переходной и установившийся режимы, строятся графические диаграммы функций. Для установившегося режима определяются действующие, максимальные и средние значения. При необходимости определяются гармонические спектры функций. Все эти операции выполняются по классическим формулам математики.

Для сравнения авторами параллельно приводится расчет двухполупериодной схемы выпрямителя двумя методами. Сравнение двух методов наглядно показывает преимущество последнего. К достоинствам дифференциального метода следует отнести следующие:

1) Сравнительно невысокая трудоемкость метода, так как все расчеты выполняются ЭВМ по встроенным программам *MATHCAD*.

2) Универсальность метода. Метод пригоден для расчета любых схем выпрямления с разными данными.

3) Высокая точность вычислений, которая обеспечивается методом Рунге-Кутты 4-го порядка.

4) Метод позволяют проводить анализ работы схемы, как в переходном, так и в установившемся режимах при изменении параметров отдельных элементов.

В заключение следует отметить, что применение предлагаемого дифференциального метода расчета выпрямителей стало возможным благодаря современным достижениям в области компьютерных технологий.

Литература

1. Кирьянов Д.В.. Mathcad-12, "БХВ-Петербург", 2004
2. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В., Чечурин В. Л. Теоретические основы электротехники. Т.1. – СПб.: Питер, 2003
3. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В., Чечурин В. Л. Теоретические основы электротехники. Т.2. – СПб.: Питер, 2003
4. Мазуренко А. А. Теоретические основы электротехники.- Минск,2006

УДК 621.355-049.7

Эксплуатация Аккумуляторных батарей

Тыльковец В.В., Корапузова А.В.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. старший преподаватель.

Из материалов археологических раскопок выясняется, что химические источники электрического тока люди использовали еще в древней Индии и древнем Китае за много лет до нашей эры, в действительности мы не знаем, для каких целей они предназначались. Официально считается, что первый химический источник тока изобрел итальянский ученый Алессандро Вольта в 1798 г., во время своей работы в университете в г. Болонья. Этому открытию предшествовали многочисленные опыты сначала английского ученого Гилберта, основавшего в 1600 г. такой раздел науки, как электрохимия, а затем итальянского ученого Гальвани, исследовавшего так называемое «электричество животных». Открытие Вольта было очень важным, ведь до этого проводились исследования только статического электричества, от которого для человечества практической пользы не было никакой, кроме изобретения громоотвода и конденсатора.

В 1859 г. французский физик Гастон Планте изобрел свинцово-кислотную аккумуляторную батарею. Уже в 1896 г. в штате Колумбия появилась первая в мире компания, начавшая выпуск сухих элементов и батарей в промышленных масштабах. Называлась она National Carbon Company – Национальная угольная компания. Впоследствии ее название было изменено на Eveready, а затем на Energizer

В 1899 г. шведский ученый Вальдмар Юнгнер изобрел никель-кадмиевую батарею. В качестве положительных пластин в ней использовались пластины из никеля, а в качестве отрицательных – пластины из кадмия. Широкого распространения этот тип батарей в то время не получил из-за дороговизны их производства. Но в 1901 г. американец Эдисон изобрел более дешевую и практичную никель-железную аккумуляторную батарею.

В конце XIX века началось масштабное использование мощных электрических генераторов и трансформаторов — началась эра электричества. Исследования в области химических источников тока продолжались. В 1932 г. немецкие ученые Шлехт и Аккерман изобрели прессованные пластины для аккумуляторных батарей. В 1947 г. французский ученый Нойман разработал первую герметичную никель-кадмиевую батарею. В 1956 г. компания Energizer выпустила 9-вольтовые батарейки, а в 1959 г. появились первые щелочные элементы. В середине 1970-х годов были разработаны свинцово-кислотные аккумуляторные батареи с регулируемыми клапанами.

В 1990 г. началось коммерческое производство никель-металлгидридных батарей, а в 1992 г. в Канаде – производство перезаряжаемых щелочных батарей. В 1999 г. изобретены литий-ионные полимерные батареи. В 2001 г. появились первые топливные элементы с протонно-обменной мембраной.

В настоящее время перезаряжаемые химические элементы незаменимы в качестве источников питания мобильных устройств и механизмов: средств связи, мобильных компьютеров, автомобильной техники, электроинструментов и т. п. Производство их в настоящее время представляет наиболее динамично развивающийся сектор экономики.

Бурное развитие производства и стремительно растущая популярность и спрос на более совершенные средства связи, бытовую и офисную технику, а так же острая конкуренция привели к заметному снижению цен на радио - и сотовые телефоны, радиостанции, видеокамеры, ноутбуки, что сделало их более доступными для населения. Основным источником питания этих электронных устройств являются аккумуляторные батареи. Одной из причин, первоначально сдерживающих развитие такой техники, была низкая удельная емкость аккумуляторных батарей. Решение этой

проблемы велось двумя направлениями: усовершенствование характеристик имеющихся и создание новых типов аккумуляторов.

Для питания устройств с автономным питанием в настоящее время в основном используются два типа аккумуляторных батарей: никель-кадмиевые (*Ni-Cd*) и никель-металлгидридные (*Ni-Mh*). Появились и батареи новой конструкции - литий-ионные и герметичные кислотные с желеобразным электролитом. Эти батареи пока еще не нашли широкого применения, и технология их производства совершенствуется.

Батареи *Ni-Cd* отличаются сравнительно низкой стоимостью, достаточно длительным сроком службы (до 1000 циклов заряд/разряд), стабильной работой в широком диапазоне температур (-20+50°C), но имеют и недостатки. Главный из них - "эффект памяти". Он возникает, когда на подзарядку ставится не полностью разряженная батарея. На практике это случается достаточно часто. Батарея как бы "запоминает" тот уровень, до которого была разряжена и потом уже ниже не разряжается. Это приводит к снижению её емкости и срока службы. Для борьбы с "эффектом памяти" существует единственный способ - это один или несколько циклов полного заряда-разряда, так называемая "тренировка", или, по-другому, - "оживление". Кроме того, *Ni-Cd* аккумуляторы содержат примеси кадмия и ртути. Следовательно, неутраченные отработанные аккумуляторы являются источником загрязнения окружающей среды.

Аккумуляторы *Ni-Mh* более совершенны: имеют более высокую, чем *Ni-Cd* аккумуляторы, емкость при тех же размерах, не страдают "эффектом памяти" и не имеют в своем составе вредных веществ. Цена их несколько выше, но по соотношению "цена/емкость" *Ni-Mh* аккумуляторы активно приближаются к никель-кадмиевым аккумуляторам.

Рассмотрим некоторые особенности эксплуатации аккумуляторных батарей.

После покупки батареи находятся в разряженном состоянии и перед началом эксплуатации их необходимо зарядить; напряжение на заряженном элементе аккумуляторной батареи составляет 1,2 В; напряжение конца разряда (напряжение, ниже которого элемент разряжать не следует) составляет 1,0-1,05 В; емкость батареи определяет ее энергетическую мощность и измеряется в ампер-часах. Чем она выше, тем дольше батарея будет работать. Емкость батареи - параметр, который обычно указывается на корпусе - это время в часах при разряде ее током 1 А до напряжения окончания разряда. Например, батарея емкостью 600 мА/час током разряда в 1 А будет разряжена за 0,6 часа, током в 0,5 А - за 1,2 часа; ток нормального заряда батареи в Амперах численно равен 1/10 ее емкости в Ампер-часах. Если ток заряда меньше этой величины - увеличивается время заряда батареи, если же он превышает эту величину, это приводит к повышенному нагреву батареи. При этом может произойти ее "раздутие" и даже взрыв - все зависит от величины тока.

В автоматических зарядных устройствах, которые обеспечивают режим быстрого заряда, начальный ток заряда превышает значение 1/10 от емкости батареи, однако по мере заряда батареи он автоматически снижается. Кроме этого, обычно в таких зарядных устройствах предусмотрен и автоматический контроль температуры корпуса аккумуляторной батареи. При последовательном соединении аккумуляторов в батарею ее напряжение равно сумме напряжений всех элементов, а емкость - емкости одного элемента; при параллельном соединении нескольких аккумуляторов напряжение на батарее равно напряжению на одном аккумуляторе, а емкость батареи равна суммарной емкости всех элементов. В батареи можно соединять только однотипные аккумуляторы с одинаковой емкостью (при промышленном изготовлении разброс этого параметра составляет не более 5%).

Так, например, легко рассчитать, что батарея для питания радиотелефона напряжением 4,8 В может быть составлена из четырех аккумуляторов (по 1,2 В) при их последовательном соединении или восьми аккумуляторов при параллельном

соединении двух групп по четыре аккумулятора (емкость при таком смешанном соединении в два раза выше).

Заряд *Ni-Cd* и *Ni-Mh* аккумуляторов желательно производить на специальных зарядных устройствах, входящих в комплект поставки приобретаемой техники. Они обеспечивают режим регулировки тока заряда таким образом, чтобы емкость аккумулятора была полностью восстановлена, и при этом он не перегрелся (температура корпуса аккумуляторной батареи не должна превышать 35...40°C). Хорошо если в конце разряда производится автоматическое отключение аккумулятора от источника. При использовании таких зарядных устройств пользователю думать не о чем - эту функцию выполняет микропроцессор. Обычно такие зарядные устройства обеспечивают быстрый цикл заряда в течение 4-6 часов. Дополнительно фирменные зарядные устройства обеспечивают автоматическую тренировку *Ni-Cd* аккумуляторов для устранения "эффекта памяти". Этот процесс автоматизирован: после нажатия на кнопку "DISCHARGE" или "REFRESH" происходит разряд аккумуляторной батареи до строго установленного уровня напряжения разряда с последующим автоматическим зарядом до нормы.

При заряде аккумуляторной батареи от другого источника следует обратить внимание на его выходное напряжение и рассчитать ток заряда батареи. До заряда напряжение может составлять 0...1,33 В на один элемент батареи. В конце цикла заряда напряжение поднимается до 1,45 В на элемент. Выходное напряжение источника питания должно быть больше максимально возможного напряжения на батарее в конце заряда на 10...15%. У некоторых зарядных устройств ток заряда в течение всего времени заряда не меняется более, чем на 5%. Его величина выбирается, как правило, равной 1/10 емкости батареи. Источник питания, таким образом, должен представлять собой стабилизатор тока. Время заряда должно составлять не менее 14 часов (стандартный заряд). Для устранения "эффекта памяти" *Ni-Cd* аккумуляторных батарей необходимо произвести несколько циклов заряд/разряд.

Процесс заряда описан выше, а что касается разряда, при его осуществлении следует: измерить напряжение на батарее; разряд необходимо начинать через 30 мин. после окончания цикла заряда. Для осуществления тренировочного разряда необходимо собрать цепь из последовательно включенных: переменного нагрузочного сопротивления достаточной мощности, амперметра и аккумуляторной батареи; установить подбором сопротивления нагрузки ток разряда, который должен быть равен 0,25-0,3 от емкости батареи; следить за тем, чтобы ток разряда был постоянен, изменяя величину сопротивления нагрузки; контролировать напряжение на батарее и, когда оно достигнет величины 1,0-1,05 В, в расчете на один элемент, закончить разряд.

Аккумуляторные *Ni-Cd* и *Ni-Mh* можно заряжать с использованием одних и тех же зарядных устройств (имеется в виду, что батареи имеют одинаковые напряжения и одинаковые или незначительно отличающиеся емкости). Время заряда при использовании автоматизированного зарядного устройства регулируется самим зарядным устройством. При использовании неавтоматизированных зарядных устройств обращают внимание на установку тока заряда в соответствии с емкостью аккумуляторной батареи, а если ток окажется ниже рекомендуемой величины следует пропорционально увеличить время заряда для батарей с большей емкостью.

УДК 621.355

Ремонт Аккумуляторных батарей

Тыльковец В.В., Корапузова А.В.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. старший преподаватель.

Существует мнение, что лучший способ ремонта аккумуляторной батареи – ее замена. Стоит ли выбрасывать отработавший аккумулятор и платить большие деньги за новый? Оказывается, аккумуляторные батареи можно ремонтировать, экономя при этом немалые средства.

Необходимость именно ремонта может быть вызвана: желанием сберечь средства за счет замены только отдельных неисправных элементов. Это особенно рентабельно при обслуживании большого парка батарей, например, в радиосвязи оперативных служб милиции, на транспорте; отсутствием в продаже нужного типа батареи, часто устаревшей или редкой модели (например, батареи для спецтехники); высокой стоимостью фирменной батареи в готовом виде.

При ремонте можно улучшить параметры батареи, то есть сделать ее "**upgrade**" за счет установки в старый корпус элементов нового типа с более высокими характеристиками. Самым простым и распространенным способом является замена **Ni-Cd** аккумуляторов на **Ni-Mh**, что сразу дает выигрыш в емкости в 1,5-2 раза.

Перед ремонтом необходимо оценить техническое состояние элементов батареи. Для этого необходимо вскрыть аккумулятор и обеспечить доступ к каждому из его элементов для измерения напряжения. Если батарея была подвергнута глубокому разряду (напряжение на элементах составляет 0...0,5 В), включить ее на заряд, спустя 10-15 минут снять ее с заряда и повторно измерить напряжение на элементах. Те элементы, на которых величина напряжения составляет 0...0,8 В, желательно сразу заменить. Для этого можно использовать как новые элементы, приобретенные специально, так и исправные элементы от старых батарей. Таким образом, из нескольких неисправных батарей можно собрать одну вполне рабочую. Но могут быть и проблемы. Как известно, при последовательном и параллельном включениях хорошо работают группы, составленные из идентичных по параметрам компонентов. Мы же сейчас рассматриваем случай, когда реальная емкость каждого аккумулятора в батарее неизвестна. В этом и заключается основная причина неудач при таком ремонте. Однако способ вполне приемлем, но желателен подбор элементов по емкости. Оценить реальную емкость можно по времени разряда аккумулятора калиброванным током, используя выше описанную схему. Для увеличения точности измерений можно уменьшить разрядный ток. Разброс времени разряда среди аккумуляторов, планируемых для установки в сборку, должен быть как можно меньше. После этого необходимо провести полный цикл заряда. По его окончании следует опять измерить напряжение на каждом из элементов, и те из них, на которых напряжение будет либо меньше 1,43 В, либо больше 1,48 В исключить из батареи. Как видите, этот вариант привлекателен возможностью обойтись минимальным числом необходимых для ремонта элементов, но достаточно трудоемок и до окончания ремонта не дает представления об общих затратах на него.

Наилучший вариант ремонта - замена всех элементов батареи на новые. Элементы соединяются в батарею обычно отрезками металлической ленты при помощи контактной сварки. Вариантов аппаратов для контактной сварки достаточно много. От автоматизированных станков для конвейерной сборки до самых простейших, состоящих из источника напряжения 6...30 В с током 1 А и заточенного под углом 30...40 градусов графитового электрода от старой батарейки. Каким из них воспользоваться – зависит от объемов ремонта и финансовых возможностей. При сварке необходимо обеспечить достаточный прижим электродов к соединительной пластине и контактной площадке аккумулятора. Очень важно не перегреть место

контакта, поскольку от этого аккумулятор выходит из строя. Пайка может быть применена при ремонте батарей с использованием бывших в употреблении элементов, у которых остались обрезки приваренной металлической ленты. Но в любом случае надо минимизировать передачу тепла аккумулятору. Поможет в этом мощный паяльник для сокращения времени пайки, низкая температура пайки, хороший флюс, пассатижи для теплоотвода. Если нет возможности приварить контакты, то применим и механический контакт. Конструкция индивидуальна для каждого типа батареи, но принцип одинаков - обеспечение плотного прижима ленты к контактной поверхности аккумулятора с ее подпружиниванием при помощи упругой пластины или кусочка резинки (ластика). Наиболее удобно в этом случае применение так называемых «холдеров» – пластиковых каркасов-держателей, уже имеющих в своей конструкции такие пружинные контакты. Используя различные типы «холдеров», в считанные секунды можно собирать самые разнообразные по форме и по параметрам батареи. Но это, конечно, не лучший вариант, ведь в процессе эксплуатации батареи такой контакт подвержен окислению и коррозии. Особенно механический контакт неприемлем при большом токе нагрузки: происходит местный нагрев и окисление в точке контакта.

После окончания ремонта пластмассовый корпус аккумуляторной батареи склеивают при помощи дихлорэтана или другого клея на его основе. Бескорпусные сборки помещают в специальную пленку.

Мировых стандартов на производство аккумуляторных батарей не существует. Часть такого производства упорядочена, это унифицированные модели для наиболее распространенных видеокамер, телефонов. Они выпускаются многими производителями источников питания в качестве запасных частей и часто по параметрам цены и емкости превосходят оригинальные, которыми производитель комплектует свои аппараты.

Производитель электронной аппаратуры, как правило, заказывает аккумуляторные батареи исходя из решения стоящих перед ним задач по удовлетворению спроса потребителей и конструкции корпуса устройства. Размеры самих элементов, применяемых в батареях, стандартизованы. Это дает возможность произвести их замену на другие аналогичные аккумуляторы, не особо обращая внимание на марку производителя. Это свойство и используется при ремонте батарей.

Батарея, подлежащая ремонту, чаще всего представляет собой "черный ящик": мастер в общем случае не знает, какой тип элементов в ней установлен и не имеет справочных данных по маркировке и техническим характеристикам применяемых аккумуляторов. Как же сделать правильный выбор нужного аккумулятора? Для этого необходимо знать: типоразмеры аккумуляторов и соответствующие им емкости; примеры фирменных обозначений аккумуляторов.

Начать подбор аккумулятора следует с определения его размеров и емкости. Размер измеряется обычной линейкой, а емкость можно узнать из общей емкости батареи и напряжения, которые, как правило, указываются на корпусе. Емкость может быть указана в маркировке самих элементов. Если определить емкость таким способом не удастся, то придется прибегнуть к приблизительному способу подбора элементов только по размерам.

При покупке аккумуляторов с целью ремонта необходимо знать, что аккумуляторы подразделяют на две группы. Первая - аккумуляторы бытовой серии, которые применяются в аудиотехнике, пейджерах, калькуляторах и т.д. Выбор следует делать среди аккумуляторов промышленной серии, которые отличаются от бытовых (имеющих форму обычных батареек) формой "плюсового" контакта. У промышленной серии этот контакт большего диаметра и не выступает за корпус. Это сделано для облегчения сварки. Именно аккумуляторы промышленной серии используются при изготовлении и ремонте батарей для сотовых и радиотелефонов, видеокамер, ноутбуков и т.д.

В описаниях и технической литературе чаще всего используются буквенные обозначения типоразмеров цилиндрических аккумуляторов (см. таблицу 1), которые используются при сборке батарей.

Таблица 1. Типоразмеры аккумуляторов

Типоразмеры и их подгруппы		Средний размер, O×h (мм)	Диапазон емкости в мА·ч для	
			Ni-Mh	Ni-Cd
Цилиндрические				
AAA	2/3 AAA	10 x 30	280...300	100...150
	AAA	10 x 44	400...650	180...280
	7/5 AAA	10 x 66	600...800	
AA	1/3 AAA	15 x 18	250...400	110...180
	2/3 AAA	15 x 29	300...600	300...400
	4/5 AAA	15 x 51	600...1200	400...600
	AA	15 x 66	600...1500	500...950
	7/5 AA	15 x 73	1500	1000...1200
AF или A	1/3 AF	17 x 18	350...450	210...250
	1/2 AF	17 x 22	600...1000	550...600
	2/3 AF	17 x 29	800...1500	500...1200
	4/5 AF	17 x 43	1500...1810	1000...1300
	AF	17 x 51	1700...2100	1000...1900
	7/5 AF	17 x 66	2800...3600	1200...2000
Cs или Sub-C	1/2 Cs	23 x 27	1100	600...750
	4/5 Cs	23 x 33	1600...1800	1000
	Cs	23 x 43	1600...2700	1200...2000
	5/4 Cs	23 x 51		2000
C	C	27 x 50	2400...4500	1200...2500
D	1/2 D	34 x 36	3000	1000...2500
	2/3 D	34 x 44	2200...8000	2500
	D	34 x 62		1200...5000
Призматические				
		6 x 17 x 30	300	
		6 x 17 x 48	600	450
		6 x 17 x 67	850	650
		8 x 17 x 30	400	
		8 x 17 x 48	850	650
Дисковые				
		11,5 x 5,4	35	30
		15,4 x 6,3	70	60
		25 x 6,3		170
		25 x 8,6		280

Каждому типоразмеру аккумуляторов соответствуют свои значения диапазона емкостей. Следует обратить внимание, что для типоразмеров AF, AA, AAA, C, Cs, D в обозначении аккумулятора не сообщается, к какой подгруппе типоразмера он принадлежит. Для подобного уточнения следует пользоваться детальными таблицами

или каталогами. Еще одно важное замечание: размеры у разных производителей могут несколько отличаться от указанных (в пределах 1 мм).

После того, как параметры определены, можно переходить к поиску поставщика, который может предложить нужный аккумулятор. У разных производителей и продавцов элементов питания свои подходы к маркировке и наименованиям в прайс-листе, но емкость и группа по размеру, как правило, в маркировке присутствуют. Рассмотрим один из таких примеров маркировки.

Весьма серьезно в области производства аккумуляторов работает фирма "GP Batteries International Limited". На основании ее каталога и составлена таблица 1.

Аккумуляторные батареи производства компании "GP Batteries", являющейся членом "The Gold Peak Industries Group", отличаются долговечностью и надежностью. Продолжительность их работы составляет от 500 до 1000 циклов заряд-разряд. Для того чтобы определить основные параметры аккумулятора или батареи аккумуляторов производства GP, следует обратить внимание на их маркировку. Приведем наиболее общую схему системы обозначений для аккумуляторов производства GP (см. рис. 1).

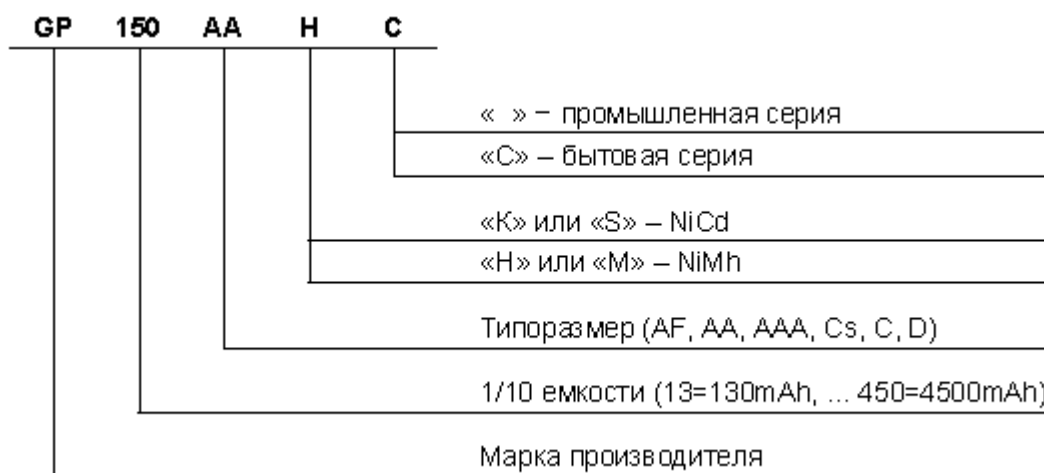


Рис. 1. Общая схема системы обозначений для аккумуляторов производства GP

Для аккумуляторов она состоит из букв "GP" - марки производителя, двух- или трехзначного числа, умножив которое на десять, можно получить значение емкости аккумулятора в мА-ч, далее идет обозначение, состоящее из одной, двух или трех букв, обозначающее типоразмер аккумулятора, и, наконец, буква, обозначающая тип аккумулятора (Ni-Cd или Ni-Mh). Например, "GP150AAH" означает, что Вы держите в руках аккумулятор производства GP емкостью 1500 мА-ч, его типоразмер AA. Буква "H" уточняет, что это Ni-Mh аккумулятор, отсутствие на конце буквы "C" свидетельствует, что это аккумулятор промышленной серии. В области производства химических источников тока работает более шестидесяти крупных фирм, имеющих свои производственные мощности в одной или нескольких странах.

На одних и тех же заводах могут производиться элементы питания с различными торговыми марками: от хорошо известных до совершенно новых. От того, какая торговая марка нанесена на корпус, зависит и цена аккумулятора. Естественно, следует остерегаться "дешевых подделок" и не пренебрегать недорогими "неизвестными" марками, если они сделаны качественно. У добротного аккумулятора все надписи сделаны четко. Цена аккумулятора плотно привязана к емкости. При выборе аккумулятора можно ориентироваться и на его вес. Одинаковые по емкости аккумуляторы примерно равны по весу, и этим можно воспользоваться, подбирая замену "родному" аккумулятору. Чем больше емкость, тем больше и вес. По возможности необходимо измерить напряжение на аккумуляторе. Не следует

приобретать аккумуляторы с глубоким разрядом, когда напряжение меньше 0,5 В (если аккумулятор новый, то это саморазряд).

В большинстве случаев ремонт аккумуляторных батарей не предполагает подбор самых дешевых элементов для замены, поскольку устройства, в которых используются аккумуляторы, а это радиосвязь, видеокамеры, ноутбуки, спецтехника, должны достаточно долго и надёжно работать в автономном режиме. Поэтому на первом месте, все-таки, находятся реальная емкость, надежность, срок службы, отсутствие "эффекта памяти". Эти параметры лучше всего поддерживаются известными производителями элементов питания, и именно их продукция предпочтительна для целей ремонта.

УДК 004.3'144:621.314

Особенности работы блока питания персонального компьютера

Рожко О.В., Викторovich Е.А.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. старший преподаватель.

Блок питания (БП) — устройство, предназначенное для формирования напряжения или нескольких напряжений, необходимого системе, из напряжения электрической сети. Чаще всего блоки питания преобразуют переменный ток (напряжение) сети 220 В частотой 50 Гц (115 В, 60 Гц) в заданный постоянный ток (напряжение).

В персональных компьютерах используются импульсные блоки питания. В линейном блоке применяется большой встроенный трансформатор для формирования напряжений питания различной величины, а в импульсном — генератор высокой частоты для формирования различных напряжений питания. Импульсный блок имеет меньшие размеры, меньший вес и более низкое энергопотребление.

В импульсных блоках питания переменное входное напряжение сначала выпрямляется. Полученное постоянное напряжение используется для питания широтно-импульсного модулятора (ШИМ) (контроллера), драйверов и преобразователя, с помощью которого постоянное напряжение преобразуется в прямоугольные импульсы с заданной частотой и скважностью, подаваемые на трансформатор. В БП могут применяться малогабаритные трансформаторы — это объясняется тем, что с ростом частоты питающего напряжения уменьшаются габариты (площадь сечения) сердечника. В качестве материала сердечника применяется феррит.

Одна из выходных обмоток трансформатора может использоваться для обратной связи. В зависимости от напряжения на ней (например, при изменении тока нагрузки) изменяется частота или скважность импульсов на выходе ШИМ контроллера. Таким образом, с помощью этой обратной связи блок питания поддерживает стабильное выходное напряжение.

В большинстве совместимых блоков питания выходная мощность колеблется от 150 до 350 Вт.

Как правило, блоки питания универсальны. Это значит, что их можно подключать к сети с напряжением 220 В, 50 Гц (подобная сеть существует как в Европе, так и во многих неевропейских странах) или 110-115В, 60 Гц. В большинстве блоков питания предусмотрено автоматическое переключение для работы с входным напряжением 220 В, но в некоторых из них с тыльной стороны необходимо установить переключатель соответственно номиналу напряжения сети (автоматические модули проверяют подводимое напряжение сети и переключаются самостоятельно).

Как правило, для питания цифровых схем (системной платы, плат адаптеров и дисковых накопителей) используется напряжение +3,3 или +5 В, а для двигателей (дисководов и различных вентиляторов) ± 12 В, + 12 В. Компьютер работает надежно только в том случае, если значения напряжения в этих цепях не выходят за установленные пределы.

По типу ИБП делятся на две категории – однотактные и двухтактные.

Достоинства импульсных БП:

- небольшой вес;
- высокий КПД (до 90-98 %);
- невысокая общая стоимость (достигнуто только в последние десятилетия благодаря массовому выпуску унифицированной элементной базы и разработке ключевых транзисторов высокой мощности);
- повышенная пиковая мощность при сравнимых габаритах;
- широкий диапазон питающего напряжения;
- короткое замыкание на выходе не выводит БП из строя.

Недостатки импульсных БП:

- сложность конструкции;
- высокие требования к качеству компонентов;
- работа основной части схемы без гальванической развязки от сети;
- невозможность (в некоторых случаях) работы без нагрузки (может наступить пробой ключевого транзистора);
- импульсные блоки питания могут создавать высокочастотные помехи в сети;
- низкая надёжность.

В современных схемах импульсных БП всегда имеется защита от выхода из строя БП по причине отсутствия нагрузки. В качестве простейшей защиты, на выходе может быть установлен простой шунтирующий резистор.

Рассмотрим принцип работы блока питания.

Как можно видеть на блок-схеме (рисунок 1), входное напряжение (115 или 220 В переменного тока) поступает на помехоподавляющий фильтр, который обычно состоит из дросселей, конденсаторов малой емкости и разрядного резистора.

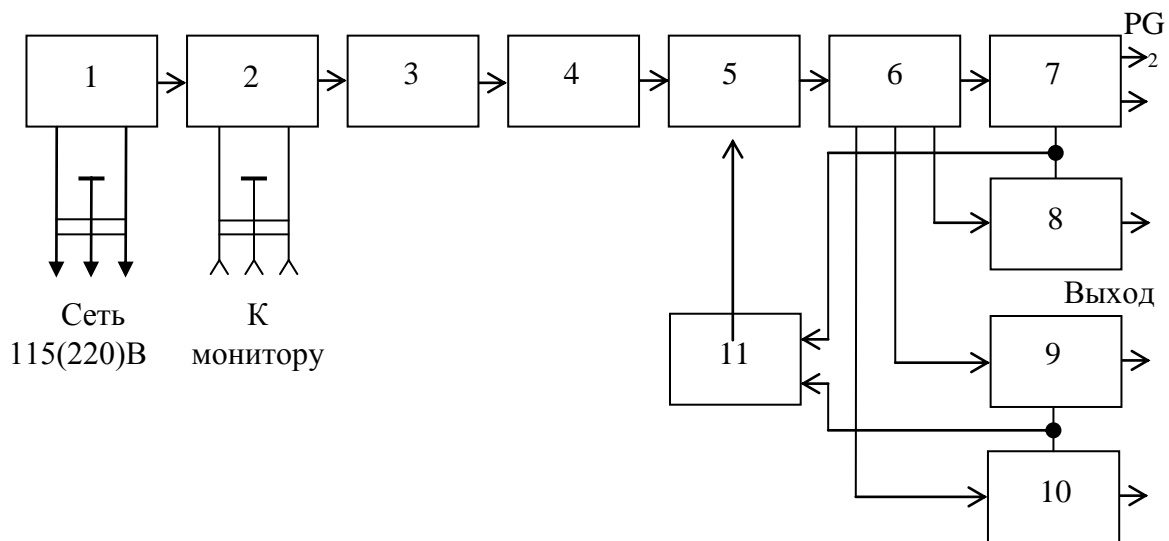


Рисунок 1. Блок схема персонального компьютера: 1 – сетевой фильтр; 2 – двухполюсный выключатель; 3 – высоковольтный выпрямитель; 4 – высоковольтный фильтр; 5 – высоковольтный ключ; 6 – импульсный трансформатор; 7 – канал 5В; 8 – канал 12В; 9 – канал -5В; 10 – канал -12В; 11 – схема управления

Далее напряжение питания поступает на двухполюсный выключатель, который установлен на передней или чаще всего задней стенке компьютера, (с него – на стандартный разъем, к которому подключен стандартный шнур питания монитора), и далее на высоковольтный выпрямитель.

Он представляет собой четыре диода, соединенных по мостовой схеме и "залитых" в пластмассовый корпус. Выпрямленное напряжение поступает на сглаживающий фильтр (скорее всего, это будет пара электролитических конденсаторов емкостью по 200-500 мкФ с указанным максимальным напряжением 400 В (рисунок 2).

Между высоковольтным выпрямителем и высоковольтным фильтром включен выключатель SB1, вынесенный на заднюю стенку БП.

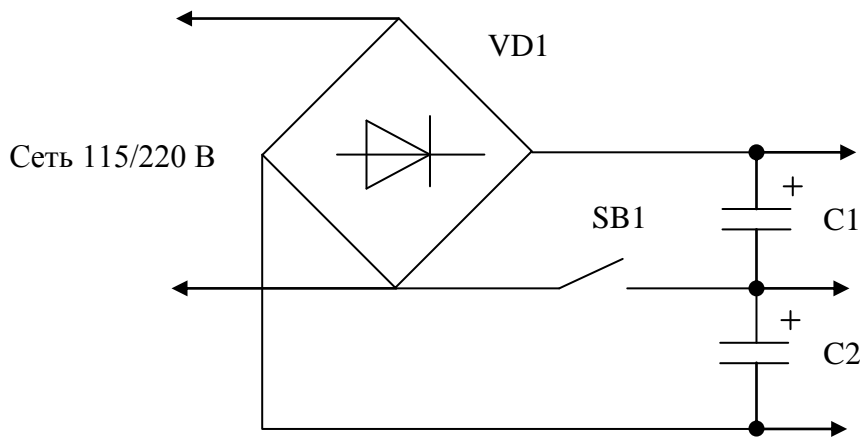


Рисунок 2. Схема высоковольтного выпрямителя с фильтром

В разомкнутом состоянии SB1 схема будет работать как однофазный мостовой выпрямитель с входным напряжением 220 В, который работает на емкость, равную $C/2$, а в замкнутом – удвоитель напряжения, входное напряжение для которого должно быть 115 В (это американский стандарт).

Отфильтрованное постоянное напряжение поступает на собранный по одно- или двухтактной схеме высоковольтный транзисторный ключ, который переключается схемой управления с частотой несколько десятков килогерц. Импульсы напряжения поступают на импульсный понижающий трансформатор, на вторичных обмотках которого и получаются напряжения для каналов +5 В (3,3 В), +12 В, -5 В (-3,3 В), -12 В. Каналы эти собираются по стандартным схемам и содержат двухполупериодный выпрямитель (два диода, подключенных к обмотке со средней точкой) и LC-фильтр.

В каналах -5 В (-3,3 В) и -12 В могут применяться интегральные стабилизаторы напряжения. К каналу +12 В обычно подключается вентилятор, который охлаждает БП, а заодно и компьютер, но в портативных моделях для них используется напряжение +5 В (или даже 3,3 В).

Выходные напряжения отслеживаются схемой управления. Блок питания не только вырабатывает необходимое для работы узлов компьютера напряжение, но и приостанавливает функционирование системы до тех пор, пока величина этого напряжения не достигнет значения, достаточного для нормальной работы. Иными словами, блок питания не позволит компьютеру работать при "нештатном" уровне напряжения питания. В каждом блоке питания перед получением разрешения на запуск системы выполняется внутренняя проверка и тестирование выходного напряжения.

Сигнал PG (Power Good), сигнализирующий о том, что напряжения на блоке питания находятся в пределах нормы, представляет собой постоянное напряжение +5 В (3,3 В), которое должно появиться после окончания всех переходных процессов в блоке питания. При отсутствии этого сигнала на системной плате непрерывно вырабатывается сигнал аппаратного сброса процессора, при появлении этого сигнала система начинает нормальную работу.

В компьютерах с более новыми возможностями системной платы (типа ATX, micro-ATX и NLX) предусмотрен другой специальный сигнал. Этот сигнал, называемый PS_ON, может использоваться программой для отключения источника питания (и, таким образом, всего компьютера). Сигнал PS_ON используется операционной системой (например, Windows 98), которая поддерживает расширенное управление питанием (Advanced Power Management — APM). Когда вы выбираете команду «Завершение работы» из главного меню, Windows автоматически отключает источник питания компьютера. Система, не обладающая этой особенностью, только отображает сообщение о том, что можно выключить компьютер.

УДК 621.311.243

Устройство и использование солнечных батарей

Хотеева Д.Г., Чернухо О.Ю., Чипурко З.Н.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. старший преподаватель.

Неотъемлемой частью многих проблем являются энергетические проблемы, которые имеют прямую взаимосвязь со всеми сторонами жизни человечества и поэтому они очень остро ощущаются во всём мире.

Отрасли энергетики разнообразны и их можно так охарактеризовать по видам используемых энергоносителей: ядерная, угольная, газовая, мазутная, гидро-, ветро-, геотермальная, биомассовая, волновая и приливная, градиент-температурная, солнечная.

Мы можем сопоставлять эти отрасли по нескольким показателям: экономическим, экологическим, ресурсным, а также по показателям безопасности и некоторым другим.

Первые попытки использования солнечной энергии на широкой коммерческой основе относятся к 80-м годам нашего столетия. Крупнейших успехов в этой области добилась фирма LOOSE INDUSTRIES (США). Ею в декабре 1989 года введена в эксплуатацию солнечно-газовая станция мощностью 80 МВт. Здесь же, в Калифорнии, в 1994 году введено еще 480 МВт электрической мощности, причем, стоимость 1 кВт·ч энергии составила 7...8 центов. Это ниже, чем на большинстве традиционных станций (Атомные станции США ~ 15 центов за 1 кВт·ч.).

Сегодня для преобразования солнечного излучения в электрическую энергию мы располагаем двумя возможностями: использовать солнечную энергию как источник тепла для выработки электроэнергии традиционными способами (например, с помощью турбогенераторов) или же непосредственно преобразовывать солнечную энергию в электрический ток в солнечных элементах. В значительно более широких масштабах солнечную энергию используют после ее концентрации при помощи зеркал – для плавления веществ, дистилляции воды, нагрева, отопления и т. д.

Гелиоэнергетика (гелио... [греч. Helios солнце] означающая: относящийся к солнцу или солнечным лучам) развивается быстрыми темпами в самых разных направлениях. Солнечными батареями в просторечии называют и электрические и нагревательные устройства.

Простейшее устройство такого рода – плоский коллектор; в принципе это черная плита, хорошо изолированная снизу. Она прикрыта стеклом или пластмассой, которая пропускает свет, но не пропускает инфракрасное тепловое излучение. В пространстве между плитой и стеклом чаще всего размещают черные трубки, через которые текут вода, масло, ртуть, воздух, сернистый ангидрид и т. п. Солнечное излучение, проникая через стекло или пластмассу в коллектор, поглощается черными трубками и плитой и нагревает рабочее вещество в трубках. Тепловое излучение не может выйти из коллектора, поэтому температура в нем значительно выше (на 200–500°С), чем температура окружающего воздуха. В этом проявляется так называемый парниковый эффект. Обычные садовые парники, по сути дела, представляют собой простые коллекторы солнечного излучения. Но чем дальше от тропиков, тем менее эффективен горизонтальный коллектор, а поворачивать его вслед за Солнцем слишком трудно и дорого. Поэтому такие коллекторы, как правило, устанавливают под определенным оптимальным углом к югу.

Более сложным и дорогостоящим коллектором является вогнутое зеркало, которое сосредоточивает падающее излучение в малом объеме около определенной геометрической точки – фокуса. Отражающая поверхность зеркала выполнена из металлизированной пластмассы либо составлена из многих малых плоских зеркал, прикрепленных к большому параболическому основанию. Благодаря специальным механизмам коллекторы такого типа постоянно повернуты к Солнцу – это позволяет

собрать возможно-большее количество солнечного излучения. Температура в рабочем пространстве зеркальных коллекторов достигает 3000°C и выше.

Солнечная энергетика относится к наиболее материалоемким видам производства энергии. Крупномасштабное использование солнечной энергии влечет за собой гигантское увеличение потребности в материалах, а, следовательно, и в трудовых ресурсах для добычи сырья, его обогащения, получения материалов, изготовление гелиостатов, коллекторов, другой аппаратуры, их перевозки. Подсчеты показывают, что для производства 1 МВт в год электрической энергии с помощью солнечной энергетике потребуется затратить от 10 000 до 40 000 человеко-часов. В традиционной энергетике на органическом топливе этот показатель составляет 200-500 человеко-часов.

Популярность и компактность USB-накопителей и карточек на базе флэш-памяти сыграла с ними плохую шутку – накопителей и карточек становится много и понять, на каком из них что записано, становится все сложнее, а места на корпусах для наклеек с подписями довольно мало. Конечно, может выручить наличие небольшого экранчика, но для него необходимо питание, уменьшающее степень автономности «флэшки». Выход – в применении экрана, почти не потребляющего энергию или добавлении в накопитель собственной «электростанции» - например, использующей солнечную энергию.

Наручные часы: применение специального аккумулятора высокой емкости в комбинации с солнечной батареей позволяет уникальным часам работать практически вечно! Про батарейки можно забыть.

Батарея SCN-11/12 позволяет заряжать многие вещи: телефон, аккумуляторы для фотоаппаратов, ноутбуков и т.д.

В отличие от стандартных солнечных батарей, которые сделаны из широких плоских элементов, новые преобразователи выполнены в виде цилиндров. Тонкая плёнка полупроводникового материала (на основе меди, индия, галлия и селена) наносится на стеклянные трубки. Затем она помещается во вторую такую же трубку с электрическими контактами, похожими на те, что используются во флуоресцентных лампах.

Такая форма позволяет увеличить количество поглощаемого света (а значит, и электроэнергии) в течение дня без изменения положения конструкции батарей. Дело в том, что наибольшее поглощение имеет место, если свет падает на пластины под прямым углом, и для плоских ФЭП необходимы специальные системы, отслеживающие положение Солнца. Это дополнительное пространство, сложности в механизме и, как следствие, деньги. Кроме того, на устойчивость установок от Solyndra практически не влияет ветер (по техническим данным, до скорости в 200 километров в час). Охлаждаются они быстрее, что уменьшает рабочие температуры и увеличивает надёжность работы системы. Как следствие, устанавливать их на крышах проще и дешевле (не нужны противовесы), нежели преобразователи с системами слежения за Солнцем. Кстати, расстояние между цилиндрами также увеличивает КПД, так как проходящий через щели свет отражается от крыши здания (а её отражающую способность можно искусственно увеличить с помощью специального белого покрытия) и попадает на ту часть батарей, что находится в течение дня в тени.

Рассмотрим некоторые общие проблемы солнечной энергетике.

Солнечную энергию часто считают беспредельной поскольку она почти повсюду без всякого участия нашей стороны льется мощными потоками. Многих удивляет, почему же тот огромный источник не обеспечивает в изобилии дешевой энергией. Но она, как и энергия других источников, недешева. Любое получение энергии связано с материальными затратами, а затраты на получение солнечной энергии особенно велики. Одним из препятствий широкому использованию солнечной энергии является низкая интенсивность солнечной радиации даже при наилучших атмосферных условиях. Необходимость использования коллекторов огромных размеров делает такой

способ преобразования неэкономичным и ограничивает его возможности удовлетворением относительно небольших энергетических потребностей местного значения. В наиболее развитых странах ежедневная энергетическая потребность на душу населения составляет около 50 кВт·ч. Следовательно, чтобы обеспечить энергией город с населением порядка 100 тыс. человек даже при наиболее эффективном методе преобразования солнечной энергии, нужны коллекторы общей площадью около 5 км². Подобных размеров установка заняла бы всю территорию такого города.

Можно сделать следующие **ВЫВОДЫ**:

Наиболее экономичная возможность использования солнечной энергии, которая просматривается сегодня – направлять ее для получения вторичных видов энергии в солнечных районах земного шара. Широко распространено мнение о том, что практическое использование солнечной энергии — дело отдаленного будущего. Это мнение неверно. Солнечная энергетика уже сегодня могла бы стать альтернативой традиционной. Прежде чем сравнивать различные энергетические технологии по экономическим и другим показателям, нужно определить их действительную стоимость, ведь цены на топливо и энергию многие десятилетия не отражали реальных затрат на их производство. Важная составляющая, не включаемая в тарифы, связана с загрязнением окружающей среды. По многим оценкам, только прямые социальные затраты, связанные с вредным воздействием электростанций (болезни и снижение продолжительности жизни, оплата медицинского обслуживания, потери на производстве, снижение урожая, восстановление лесов, ускоренный износ из-за загрязнения воздуха, воды и почвы и т. д.), составляют до 75% мировых цен на топливо и энергию. По существу, эти затраты общества – своеобразный «экологический налог», который платят граждане за несовершенство энергетических установок. Справедливее было бы включить его в цену энергии для формирования государственного фонда энергосбережения и создания новых, экологически чистых технологий в энергетике.

Литература

1. Мэрфи Л. М. Перспективы развития и финансирование технологий использования возобновляемых источников энергии в США // Труды Междунар. конгресса "Бизнес и инвестиции в области возобновляемых источников энергии в России", Москва, 31.05—4.06. 1999. М.: НИЦ "Инженер", 1999. – С. 59–67.
2. Программа США "Миллион солнечных крыш" // Возобновляемая энергия. 1998. – № 4. – С. 7–10.
3. Стребков Д. С. Новые экономически эффективные технологии солнечной энергетике // Труды Междунар. конгресса "Бизнес и инвестиции в области возобновляемых источников энергии в России". М. 1999. – С. 187–208.
4. Бусаров В. Успех поиска путей. Концепция перехода к устойчивому развитию и особенности региональной энергетической политики. - Зеленый мир, 1999, № 16-17.
5. Фугенфилов М.И. Использование солнечной энергии в России // Теплоэнергетика. 1997. – № 4 – С. 6–12.
6. Бородулин М. Ю. Электротехнические проблемы создания преобразовательных установок для солнечных и ветровых электростанций / Бородулин М. Ю., Кадомский Д.Е. // Электрические станции. – 1997. – № 3. – С.53–57.
7. Интернет-ресурсы:
<http://www.membrana.ru/articles/simply/2002/07/12/142100.html>
http://www.nanometer.ru/2008/02/23/alternative_energy_6107.html
<http://www.bestgenerator.ru/soln-batar.html>
http://ru.wikipedia.org/wiki/Солнечная_батарея

УДК 629.113–759.8

Разновидности сигнализаций для охраны автомобилей

Алексеев П. В.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. старший преподаватель.

Защитить свой автомобиль от повреждения или угона – это всегда важная задача для каждого его владельца.

Существуют различные простые и сложные устройства защиты и сигнализации для автомобиля.

Простое защитное устройство может представлять собой электронный выключатель "массы". Как подсказывает практика, в целях противопожарной безопасности даже при кратковременных стоянках автомобиля бортовую сеть целесообразно отключать от аккумуляторной батареи.

Такое устройство может, например, состоять из: тиристора марки Т160 (Т200, Т250, Т320), диода В25, или другого типа, рассчитанного на ток заряда аккумулятора и геркона, последовательно включенного с токоограничивающим резистором между анодом и управляющим электродом тиристора. Тиристор выполняет функцию электромагнитного реле, которое срабатывает при наличии даже кратковременного импульса тока, равному току включения на управляющем электроде. Такой сигнал подается при замыкании геркона, установленного в салоне. Тиристор открывается, сопротивление его резко уменьшается, и клемма аккумулятора "-" соединяется с "массой".

Простой тиристор пропускает ток лишь в одном направлении - от аккумуляторной батареи в бортовую сеть. Чтобы аккумулятор мог подзаряжаться от генератора, параллельно тиристорам в обратной полярности включен диод.

При выключенном зажигании или заглушенном моторе устройство переходит в "противоугонный" режим. Размещают устройство под капотом в труднодоступном месте, чтобы оно не бросалось в глаза постороннему. Геркон устанавливается в салоне незаметно - на пластмассовой декоративной панели или в любом другом месте. Магнит геркона хранится у водителя.

Можно монтировать на автомобиль и эксплуатировать электронные сторожевые устройства с радиоканалом.

В отличие от широко распространенных звукосигнальных авто-сторожей, сторож с радиоканалом может подавать сигнал тревоги только хозяину (хотя при необходимости способен дублировать радиосигнал громким звуковым и световым сигналами).

Приняв по радиоканалу сигнал тревоги, хозяин предпринимает действия, соответствующие конкретным обстоятельствам.

Сторож с радиоканалом состоит из двух блоков - передающего и приемного.

В передающий блок входят собственно авто-сторож с необходимым набором датчиков, шифратор и передатчик с излучающей антенной. Этот блок монтируют на автомобиле. Источником питания может служить как бортовая аккумуляторная батарея, так и собственная встроенная батарея.

Приемный блок состоит из приемной антенны, приемника, дешифратора и звукового генератора тревожного сигнала. Этот блок выполняют либо в виде миниатюрной карманной конструкции с автономным питанием, либо как настольный высокочувствительный приемник с питанием от сети.

В общем случае при срабатывании авто-сторожа передатчик начинает излучать радиосигнал, модулированный импульсным кодом, формируемым шифратором. Приемник с дешифратором выделяют из массы эфирных сигналов "свой" кодовый сигнал и включают генератор тревожных сигналов.

Реально вариантов организации радиоканала может быть множество из-за многообразия практических задач. Но во всех случаях параметры радиоканала должны удовлетворять техническим требованиям, установленным Государственной инспекцией электросвязи

Введение радиоканала в систему электронной охранной сигнализации резко расширяет ее возможности, потребует от конструктора решения непростой задачи - обеспечить надежное выделение одного радиосигнала среди множества других, в том числе сигналов аналогичного назначения.

Несущая частота передатчика может быть промодулирована импульсным сигналом.

Один из возможных принципов построения шифросигнала, обладающего большой комбинаторной "емкостью", состоит в том, что время, отведенное для передачи, разбивают на равные интервалы - знакоместа, каждому из которых соответствует или «0», или «1». Если за «1» принять наличие высокочастотного излучения в антенне передатчика, а за «0» - его отсутствие, то такой шифросигнал будет иметь вид очень короткого радиотелеграфного сообщения.

Шифратор управляет работой радиопередатчика.

Выделение "своего" шифросигнала на фоне разного рода помех в канале связи возложено на дешифратор.

Важно отметить, чтобы у датчика срабатывания имелся простой метод защиты от ложных срабатываний в условиях помех, например при ветровом или ином воздействии, за счет использования нескольких идентичных датчиков. Так, в автомобиле, для которого источником помех оказывается не только ветер, но и флуктуации давления воздуха от мимо проезжающего автотранспорта, кроме основного датчика, устанавливаемого в салон автомобиля, еще один вспомогательный датчик выноситься во внешнее пространство. При отсутствии помех срабатывает только внутренний датчик, а при ветре или помехе от проезжающего транспорта срабатывают оба датчика, и наружный датчик блокирует внутренний.

При соблюдении этих условий охранное устройство на его основе, снабженное радиопередатчиком или подключаемое к телефонной линии или GSM -телефонии, может быть оперативно задействовано любым человеком, не имеющим специальной подготовки. Некоторая квалификация требуется лишь для его подсоединения к уже существующей системе охраны для расширения ее функциональных возможностей, например решения задачи защиты периметра объекта, невосприимчивости системы к домашним животным или для своевременного включения камер видеонаблюдения до проникновения нарушителя внутрь автомобиля.

В настоящее время системы защиты автомобиля – это комплекс электронных и механических противоугонных средств, использующий для определения координат автомобиля глобальную навигационную систему GPS, а для контроля и управления дуплексную радиосвязь, диалоговые алгоритмы шифрования и возможности сети GSM.

Автомобильные сигнализации StarLine защищены от интеллектуального взлома диалоговым кодированием радиосигнала брелка, управляющего сигнализацией.

Суть диалоговых алгоритмов заключается в том, что команды управления поступают только после многократного обмена посылками - математическими задачками между основным блоком управления и брелком – передатчиком. Таким образом, сканирование любой из этих посылок кодграббером не позволяют в дальнейшем использовать результат сканирования для отключения сигнализации. Индивидуальные шифры для каждого экземпляра защищают от угрозы утечки алгоритма с производства.

Для преодоления сопротивления охранного комплекса StarLine угонщику придется подавить сигналы спутникового GPS, передатчиков GSM, разгадать диалоговый алгоритм команд радиоуправления.

А после этого найти несколько иммобилайзеров - невидимок, управляемых дистанционно транспондерной диалоговой картой на частоте 2,4 ГГц.

Новые модели StarLine обеспечивают надежную связь благодаря узкополосному приемо-передатчику с частотно-модулированными сигналами и программно-перестраиваемой частотой приема и передачи.

Одна из надежных видов сигнализаций в России является охранная система компании «Цезарь Сателлит». Её специалисты решили, что для защиты автомобиля сигнализацией, прежде всего, необходимо защитить саму сигнализацию. Поэтому новая противоугонная система Cesar Tracker работает в «спящем» режиме, что существенно снижает риск её обнаружения сканером, она не производит звуковых, равно как и световых сигналов, дабы не выдавать своего расположения. С этой же целью система имеет минимум подключений к электропитанию, кроме того, она располагает и собственным источником энергоснабжения, следовательно, даже снятый аккумулятор угонщикам не поможет. Точно так же как и украденный брелок с ключами – охранник Tracker работает без первого и второго.

Хотя если видно, что сигнализация присутствует, чаще всего, эту машину не пытаются угонять (правда это касается в основном не дорогих автомобилей).

Ну а все остальное функциональное содержание инновационного сторожа – это уже знакомые, однако, от этого не менее полезные системы. В частности GSM с двойным радиоканалом, оставляющая за преступниками локационный след вплоть до подземных гаражей. В помощь GSM дается работающий на других частотах маяк, который сообщает группе быстрого реагирования «Цезарь-Сателлит» о точном положении автомобиля.

Литература

1. www.ultrastar.ru
2. www.forum.autolife.by
3. www.inventions2006.narod.ru
4. www.dimasen.narod.ru

УДК 620.92+621.548

Использование ветровой энергии

Трегубова Д.С., Костевич Е.С., Кукса Т.А.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. старший преподаватель.

Огромна энергия движущихся воздушных масс. Ветры, дующие на просторах нашей страны, могли бы легко удовлетворить все ее потребности в электроэнергии! Почему же столь обильный, доступный да и экологически чистый источник энергии так слабо используется? В наши дни двигатели, использующие ветер, покрывают всего одну тысячную мировых потребностей в энергии.

По оценкам различных авторов, общий ветроэнергетический потенциал Земли равен 1200 ГВт, однако возможности использования этого вида энергии в различных районах Земли неодинаковы. Среднегодовая скорость ветра на высоте 2030 м над поверхностью Земли должна быть достаточно большой, чтобы мощность воздушного потока, проходящего через ориентированное вертикальное сечение, достигала значения, приемлемого для преобразования в напряжение с нужными параметрами.

Ветроэнергетическая установка, расположенная на площадке, где среднегодовая удельная мощность воздушного потока составляет около 500 Вт/м^2 (скорость воздушного потока при этом равна 7 м/с), может преобразовать в электроэнергию около 175 Вт из этих 500 Вт/м^2 .



Рисунок 1

Новейшие исследования направлены на получение все большего количества электрической энергии из энергии ветра. Стремление освоить производство ветроэнергетических машин привело к появлению на свет множества таких агрегатов.

Некоторые из них достигают десятков метров в высоту, и, как полагают, со временем они могли бы образовать настоящую электрическую сеть (рисунок 1).

Сооружаются ветроэлектрические станции преимущественно постоянного тока. Ветряное колесо приводит в движение динамо-машину генератор электрического тока, который одновременно заряжает параллельно соединенные аккумуляторы. Аккумуляторная батарея автоматически подключается к генератору в тот момент, когда напряжение на его выходных клеммах становится больше, чем на клеммах батареи, и также автоматически отключается при противоположном соотношении.



Рисунок 2

Сейчас созданы самые разнообразные прототипы ветроэлектрических генераторов (точнее, ветродвигателей с электрогенераторами).

Одни из них похожи на обычную детскую вертушку (рисунок 2), другие на велосипедное колесо с алюминиевыми лопастями вместо спиц. Существуют агрегаты в виде карусели или же в виде мачты с системой подвешенных друг над другом круговых ветроуловителей, с горизонтальной или вертикальной осью вращения, с двумя или пятьюдесятью лопастями.

В проектировании установки самая трудная проблема состояла в том, чтобы при разной силе ветра обеспечить одинаковое число оборотов пропеллера. Ведь при подключении к сети генератор должен давать не просто электрическую энергию, а только переменный ток с заданным числом циклов в секунду, т. е. со стандартной частотой 50 Гц. Поэтому угол наклона лопастей по отношению к ветру регулируют за счет поворота их вокруг продольной оси: при сильном ветре этот угол острее, воздушный поток свободнее обтекает лопасти и отдает им меньшую часть своей энергии.

При использовании ветра возникает серьезная проблема: избыток энергии в ветреную погоду и недостаток ее в периоды безветрия. Как же накапливать и сохранить впрок энергию ветра? Простейший способ состоит в том, что ветряное колесо движет насос, который накачивает воду в расположенный выше резервуар, а потом вода, стекая из него, приводит в действие водяную турбину и генератор постоянного или переменного тока. Существуют и другие способы накопления электроэнергии, и проекты: начиная от обычных, хотя и маломощных аккумуляторных батарей до раскручивания гигантских маховиков или нагнетания сжатого воздуха в подземные пещеры и вплоть до производства водорода в качестве топлива. Особенно перспективным представляется последний способ. Электрический ток от ветроагрегата разлагает воду на кислород и водород. Водород можно хранить в сжиженном виде и сжигать в топках тепловых электростанций по мере надобности.

УДК.621.113-759.8

Водородная энергетика

Авдеева Е.И., Досько О.В., Задера С.В.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. старший преподаватель.

Научно-технический прогресс невозможен без развития энергетики, электрификации. Для повышения производительности труда первостепенное значение имеет механизация и автоматизация производственных процессов, замена человеческого труда машинным трудом. Но подавляющее большинство технических средств механизации и автоматизации (оборудование, приборы, ЭВМ) имеет электрическую основу. Особенно широкое применение электрическая энергия получила для привода в действие электрических моторов. Мощность электрических машин (в зависимости от их назначения) различна: от долей ватта (микродвигатели, применяемые во многих отраслях техники и в бытовых изделиях) до огромных величин, превышающих миллион киловатт (генераторы электростанций).

Человечеству электроэнергия нужна, причем потребности в ней увеличиваются с каждым годом. Вместе с тем запасы традиционных природных топлив (нефти, угля, газа и др.) конечны. Конечны также и запасы ядерного топлива – урана и тория, из которого можно получать в реакторах плутоний. Поэтому важно на сегодняшний день найти выгодные источники электроэнергии, причем выгодные не только с точки зрения дешевизны топлива, но и с точки зрения простоты конструкций, эксплуатации, дешевизны материалов, необходимых для постройки станции, долговечности станций.

Водородная энергетика является одной из самых перспективных.

Водород, самый простой и легкий из всех химических элементов, можно считать идеальным топливом. Он имеется всюду, где есть вода. При сжигании водорода образуется вода, которую можно снова разложить на водород и кислород, причем этот процесс не вызывает никакого загрязнения окружающей среды. Водородное пламя не выделяет в атмосферу продуктов, которыми неизбежно сопровождается горение любых других видов топлива: углекислого газа, окиси углерода, сернистого газа, углеводородов, золы, органических перекисей и т. п. Водород обладает очень высокой теплотворной способностью: при сжигании 1 г водорода получается 120 Дж тепловой энергии, а при сжигании 1 г бензина – только 47 Дж.

Водород можно транспортировать и распределять по трубопроводам, как природный газ. Трубопроводный транспорт топлива – самый дешевый способ дальнейшей передачи энергии. К тому же трубопроводы прокладываются под землей, что не нарушает ландшафта. Газопроводы занимают меньше земельной площади, чем воздушные электрические линии. Передача энергии в форме газообразного водорода по трубопроводу диаметром 750 мм на расстояние свыше 80 км обойдется дешевле, чем передача того же количества энергии в форме переменного тока по подземному кабелю. На расстояниях больше, чем 450 км трубопроводный транспорт водорода дешевле, чем использование воздушной линии электропередачи постоянного тока.

Водород – синтетическое топливо. Его можно получать из угля, нефти, природного газа либо путем разложения воды. Согласно оценкам, сегодня в мире производят и потребляют около 20 млн. т водорода в год. Половина этого количества расходуется на производство аммиака и удобрений, а остальное – на удаление серы из газообразного топлива, в металлургии, для гидрогенизации угля и других топлив. В современной экономике водород остается скорее химическим, нежели энергетическим сырьем.

Сейчас водород производят главным образом (около 80%) из нефти. Но это

неэкономичный для энергетики процесс, потому что энергия, получаемая из такого водорода, обходится в 3,5 раза дороже, чем энергия от сжигания бензина. К тому же себестоимость такого водорода постоянно возрастает по мере повышения цен на нефть. Небольшое количество водорода получают путем электролиза. Производство водорода методом электролиза воды обходится дороже, чем выработка его из нефти, но оно будет расширяться и с развитием атомной энергетики станет дешевле. Вблизи атомных электростанций можно разместить станции электролиза воды, где вся энергия, выработанная электростанцией, пойдет на разложение воды с образованием водорода. Правда, цена электролитического водорода останется выше цены электрического тока, зато расходы на транспортировку и распределение водорода настолько малы, что окончательная цена для потребителя будет вполне приемлема по сравнению с ценой электроэнергии.

Сегодня исследователи интенсивно работают над удешевлением технологических процессов крупнотоннажного производства водорода за счет более эффективного разложения воды, используя высокотемпературный электролиз водяного пара, применяя катализаторы, полунепроницаемые мембраны и т. п.

Большое внимание уделяют термолитическому методу, который (в перспективе) заключается в разложении воды на водород и кислород при температуре 2500 °С. Но такой температурный предел инженеры еще не освоили в больших технологических агрегатах, в том числе и работающих на атомной энергии (в высокотемпературных реакторах пока рассчитывают лишь на температуру около 1000°С). Поэтому исследователи стремятся разработать процессы, протекающие в несколько стадий, что позволило бы вырабатывать водород в температурных интервалах ниже 1000°С.

В 1969 г. в итальянском отделении «Евратома» была пущена в эксплуатацию установка для термолитического получения водорода, работающая с к.п.д. 55%, проходящий при температуре 730°С. При этом использовали бромистый кальций, воду и ртуть. Вода в установке разлагается на водород и кислород, а остальные реагенты циркулируют в повторных циклах. Другие – сконструированные установки работали – при температурах 700–800°С. Как полагают, высокотемпературные реакторы позволят поднять к.п.д. таких процессов до 85%. Сегодня мы не в состоянии точно предсказать, сколько будет стоить водород. Но если учесть, что цены всех современных видов энергии проявляют тенденцию к росту, можно предположить, что в долгосрочной перспективе энергия в форме водорода будет обходиться дешевле, чем в форме природного газа, а возможно, и в форме электрического тока.

Когда водород станет столь же доступным топливом, как сегодня природный газ, он сможет всюду его заменить. Водород можно будет сжигать в кухонных плитах, в водонагревателях и отопительных печах, снабженных горелками, которые почти или совсем не будут отличаться от современных горелок, применяемых для сжигания природного газа.

Как мы уже говорили, при сжигании водорода не остается никаких вредных продуктов сгорания. Поэтому отпадает нужда в системах отвода этих продуктов для отопительных устройств, работающих на водороде. Более того, образующийся при горении водяной пар можно считать полезным продуктом – он увлажняет воздух (как известно, в современных квартирах с центральным отоплением воздух слишком сух). А отсутствие дымоходов не только способствует экономии строительных расходов, но и повышает к. п. д. отопления на 30%.

УДК 615.47:681.51

Применение микропроцессоров в медицинской технике

Чернухина А.В.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. старший преподаватель.

В наше время компьютер является неотъемлемой частью нашей жизни и поэтому применяется в различных отраслях народного хозяйства и, в частности, в медицине.

Слово «компьютер» – означает вычисление, т. е. устройство для вычислений. При создании компьютеров в 1945 г. знаменитый математик Джон Фон Нейман писал, что компьютер это универсальное устройство для обработки информации. Первые компьютеры имели большие размеры и поэтому использовались в специальных условиях. С развитием техники и электроники компьютеры уменьшились до малогабаритных размеров, уместающихся на обычном письменном столе, что позволяет использовать их в различных условиях (кабинет, автомобиль, дипломат и т. д.).

Современный компьютер состоит из трех основных частей: системного блока, монитора и клавиатуры и дополнительных приспособлений – мыши принтера и т. д.

Но, по сути, все эти части компьютера являются «набором электронных схем». Компьютер сам по себе не обладает знаниями ни в одной области применения. Все эти знания сосредоточены в исполняемых на компьютере программах. Это аналогично тому, что для воспроизведения музыки не достаточно одного магнитофона – нужно иметь кассеты с записями, лазерные диски. Для того, чтобы компьютер мог осуществлять определенные действия, необходимо составить для него программу, т. е. точную и подробную последовательность инструкций, на понятном компьютеру языке, как надо обрабатывать информацию. Меняя программы для компьютера, можно превращать его в рабочее место бухгалтера, конструктора, врача и т. д.

Медицина на современном этапе из-за большого количества информации нуждается в применении компьютеров: в лаборатории при подсчете формулы крови, при ультразвуковых исследованиях, на компьютерном томографе, в электрокардиографии и т. д.

Применение компьютеров и компьютерных технологий в медицине можно рассмотреть на примере одной из городских больниц.

Рабочее место секретаря – здесь компьютер используется для печати важных документов и хранения их в памяти (годовые отчеты, заявки, приказы); в бухгалтерии больницы с помощью компьютеров начисляется заработная плата; в администрации производится учет инвентарного оборудования; в приемном отделении производится учет поступающих больных и их регистрация по отделениям. С помощью компьютерной внутрибольничной сети производится учет, хранение и расход медикаментов по больнице. У врачей появилась возможность с помощью Интернета пользоваться современной литературой. Компьютерные технологии часто используются в электрокардиографии, рентгенологии, эндоскопии, ультразвуковых исследованиях, лаборатории.

Проанализировав вышесказанное можно сделать вывод, что использование компьютеров в медицине безгранично.

На рубеже XXI века компания «Акусон» создала принципиально новый способ получения ультразвуковой информации – Технологию Когерентного Формирования Изображений. Эта технология рекомендована в платформе «Секвойя» и использует 512 (Sequoia 512) или 256 (Sequoia 256) электронных приемно-передающих каналов, принцип формирования множественных лучей, а также сбор, кодирование и обработку информации, как об амплитуде, так и о фазе отраженного сигнала.

Существующие системы, работающие по принципу построения изображения «по лучу», не используют информацию о фазе отраженного эха, т. е. обеспечивают лишь половину информационной емкости сигнала. Только с появлением технологии Sequoia™ стало возможным получить ультразвуковые изображения, основанные на использовании полной ультразвуковой информации об объекте, содержащейся не только в амплитуде, но и в фазе ультразвукового эха. Абсолютное превосходство данного типа исследования уже не вызывает сомнения, особенно при сканировании пациентов с избыточным весом. Теперь стало возможным использовать вторую гармонику без введения контрастных препаратов и не только в кардиологии, но и в общей визуализации и в сосудистых применениях. При этом используются все режимы сканирования.

Новыми разработками компании являются также датчики с расширенным диапазоном сканирования. В настоящее время доступный для сканирования стал рубеж от 1 до 15 МГц. Таким образом, глубина проникновения ультразвука достигает уже 36 см, а, используя технологию множественных гармоник в одном датчике, можно добиться прекрасного качества изображения на любой глубине, вплоть до оценки ультраструктуры слоев кожи.

Очень важным представляется создание цифровой ультразвуковой лаборатории. Это позволяет управлять потоками информации, передавать ее по локальным сетям, хранить и обрабатывать. Производится запись на сменный магнитно-оптический диск, как в статическом формате, так и в режиме произвольно выбранного по длительности сеанса, – контролировать работу ультразвукового аппарата через персональный компьютер, осуществлять связь с другими ультразвуковыми аппаратами через глобальную сеть Интернет (модемная связь – Web Pro ©).

Для платформы ASPEN™ и других корпорация «Акусон» разработала перспективный пакет новых возможностей визуализации – “Perspective Advanced Display Option”, работающих в трех режимах. Free Style™ – технология широкоформатного сканирования в режиме «свободной руки – freehand», без каких-либо ограничений по времени и позиции датчика. 3D fetal assessment surface rendering и 3D organ assessment volumetric rendering – трехмерная оценка состояния поверхности и объема внутренних органов тела человека.

Применение такого ультразвука позволило выявлять опухоли клеточно-почечного рака. Одной из важнейших задач при выявлении злокачественных опухолей является их дифференциальная диагностика от доброкачественных образований различной природы.

Врач и инженер С. Д. Калашников был ведущим специалистом в области ядерного медицинского приборостроения. Он разработал специальный проект миниатюрной транспортабельной гамма камеры – камеры на основе полупроводникового детектора с компьютером – ноутбуком. Уже сегодня проводятся экспериментальные образцы малогабаритных гамма – камер с небольшой массой.

Магнитный резонанс в медицине – это на сегодня большая область медицинской науки. Магнитно-резонансная томография (МРТ), магнитно-резонансная ангиография (МРА) и МР – *in vivo* спектроскопия (МРС) являются практическими применениями этого метода в радиологической диагностике. Но этим далеко не исчерпывается значение магнитного резонанса для медицины. Магнитно-резонансные спектры отражают процессы метаболизма. Нарушения метаболизма возникают, как правило, до клинической манифестации заболеваний. Поэтому на основе магнитно-резонансной спектроскопии биологических жидкостей (кровь, моча, спинномозговая жидкость, амниотическая жидкость, простатический секрет и т. д.) стараются развивать методы скрининга множества заболеваний.

Применение миниатюрных микропроцессоров, предназначенных для решения узконаправленных задач, без применения большой клавиатуры, позволило еще больше уменьшить вес и размеры специализированных медицинских приборов. Это многообразные тонометры для измерения артериального давления, как с ручной накачкой воздуха до требуемой величины, так и полностью автоматические. Миниатюрные глюкометры, содержащие микропроцессорные блоки обработки для измерения содержания сахара в крови, позволяют вовремя больному оценить свое состояние в домашних условиях и при необходимости принять медицинские препараты.

УДК 621.397.13.037.37

Особенности работы цифрового телевидения

Белый А.Н., Апанасевич А.С.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. старший преподаватель.

Цифровое телевидение постепенно появляется все в большем количестве стран мира. Аналоговый телевизионный сигнал передается закодированным особым образом.

Кодирование, собственно, – это совокупность операций, выполняемых по определенным правилам и призванных заменить исходный сигнал иным, в данном случае цифровым со стандартизованными параметрами. Основными операциями являются поэлементная дискретизация и квантование.

Дискретизация может быть кадровой (кино), когда производится разбиение непрерывно меняющегося события на последовательность статических изображений. Следующая ступень – строчная дискретизация, когда каждый из кадров разбивается на отдельные строки. Попутно заметим, что телевидению, использующему для транспортировки визуальной информации потребителю одномерные радио и электрические каналы, строчная дискретизация понадобилась для согласования исходного сообщения – двухмерного изображения – с одномерным каналом доставки. Поэлементная дискретизация является наиболее полной и предусматривает дальнейшее разбиение строк на отдельные отсчеты – мгновенные значения аналогового сигнала, берущиеся в определенные моменты времени. Поэлементную дискретизацию, уже в силу специфики воспроизведения, использует, к примеру, цветное телевидение – ведь точки люминофора масочного кинескопа – те же отсчеты.

В результате поэлементной дискретизации аналоговый телевизионный сигнал заменяется последовательностью коротких импульсов (отсчетов), величина которых пропорциональна мгновенному значению телевизионного сигнала в соответствующий отсчету момент времени. Полоса частот, занимаемая телевизионным сигналом, относится к его стандартным характеристикам. Для того чтобы дискретизация не привела к потерям информации, интервалы или частота следования отсчетов должна быть не меньше теоретического предела, равного удвоенному значению верхней граничной частоты полосы сигнала. Для европейского стандарта разложения эта частота составляет около 12,5 МГц. Рекомендация МККР 11/601 стандартизовала частоту 13,5 МГц.

Следующей операцией цифрового кодирования, как отмечалось, является квантование – преобразование непрерывной шкалы уровней каждого отсчета в дискретную. Таким образом, выполняется еще одна операция дискретизации – уровневая. Интервалы, разделяющие два соседних порога, называют шагом квантования. Шаг квантования может быть постоянным (линейная шкала) или переменным (нелинейная шкала). Число порогов квантования – величина стандартизуемая. В Рекомендации МККР 11/ 601 принято число $256 = 2^8$. Каждому порогу приписывается определенный номер. Для записи этих номеров в двоичном исчислении нужны 8-ми разрядные числа. Таким образом, вместо отсчетов мы имеем содержащее 8 позиций кодовое слово, в котором "1" соответствует импульс, "0" - его отсутствие. Эти значащие позиции кодовых слов и называют битами. К битам, несущим информацию об уровне отсчета, добавляются (или могут быть добавлены) служебные, в частности проверочные, для защиты от ошибок, биты.

Чтобы пояснить некоторые специфические особенности цифрового кодирования и соответствующие параметры сигнала, сейчас полезно обратиться к формуле Шеннона. Ее упрощенный вариант, адаптированный к рассматриваемому вопросу, выглядит так:

$$П = О \times \ln(C/Ш),$$

где Π – означает результирующий цифровой поток; O – частота отсчетов сигналов яркости и цветности, передаваемое за секунду; \ln — натуральный (по основанию e) логарифм; C/Π — отношение сигнал/шум.

Квантование сопровождается необратимым искажением сигнала, часто называемым шумом квантования, по уровню сопоставимым с величиной порога (линейной шкалы). Важно, чтобы уровень естественных шумов в канале был близок по уровню к шумам квантования. Если шумы квантования заметно выше естественных, квантование вносит недопустимые искажения и, соответственно, потерю части информации. Напротив, при пороге ниже естественного шума квантование излишне подробно и ведет к соответствующему перерасходу технических средств и вполне материальным потерям. В нашем случае $C/\Pi = 256$ или 48 дБ, что хорошо согласуется с уровнем шумов большинства серийных камер. Существенное улучшение параметров ПЗС матриц и цепей обработки сигналов в камерах в последнее время привело к дальнейшему снижению уровня шумов до 60 дБ или к $C/\Pi = 1000$, а значит потребовало 10-ти разрядного квантования. Поэтому в образцах цифровой аппаратуры последних выпусков ведущие фирмы предусматривают именно эту разрядность квантования.

Вернемся к формуле Шеннона и попробуем разобраться в величине информационного потока, считая в соответствии с Рекомендацией 601, что квантование 8-ми разрядное. В составе телевизионного сигнала вместе с информацией о яркости передается и информация о цвете. Рекомендация 601 устанавливает, что на каждые 4 отсчета яркости должны передаваться по 2 отсчета цветоразностных сигналов, иными словами – поток 4:2:2. И яркостный, и цветоразностные сигналы дискретизируются с одной частотой - 13,5 МГц, а значит $O = 13,5 \times 2 = 27$ МГц. Поэтому, по формуле Шеннона информационный поток составит $\Pi = 27 \times 8 = 216$ Мбит/с. Самая плотная упаковка битами канала передачи соответствует примерно 1,5 бит на один период колебаний электромагнитного поля, а значит, для доставки названного информационного потока необходима полоса не менее 140 МГц. Приведенные расчеты преследуют одну цель – показать центральную проблему, с которой в первую очередь сталкиваются все, кто переходит от аналоговых средств к цифровым средствам.

Итак, за удовольствие перейти к цифровому кодированию в телевидении приходится расплачиваться примерно 20-кратным расширением полосы, занимаемой сигналом. За этим стоит ворох очень не простых проблем. Самая очевидная проблема – быстрое действие. До начала 80-х годов схемы, способные работать со скоростями, нужными для цифрового телевидения, практически отсутствовали. Понадобилась подлинная революция в микроэлектронике, чтобы такие скорости стали доступными. Следующая проблема состояла в резком росте элементной массы аппаратуры. Действительно, там где в аналоговом телевидении мы имеем один отсчет, в цифровом их не менее 8. Рост элементной массы сопровождается очевидным ростом энергопотребления. Добавим к этому понятное снижение надежности, рост эксплуатационных расходов, объема аппаратуры. Перечень малоприятных следствий можно продолжить, но и сказанного достаточно, чтобы понять основные аргументы скептиков начала 80-х и причины, по которым цифровые технологии первоначально получили лишь ограниченное распространение в телевидении.

И все же были, и не в малом количестве, энтузиасты, доказывающие необходимость и неотвратимость перехода к цифре. На что же, способное противостоять столь серьезным аргументам, они опирались? Чтобы пояснить позиции оптимистов, присмотримся к некоторым особенностям цифрового сигнала. Цифровой сигнал – это жестко позиционированный поток импульсов, в котором и наличие импульса, и его отсутствие являются параметрами значащими. При этом форма импульса, строго говоря, значения не имеет. Важно лишь, чтобы в процессе передачи или обработки он не был бы искажен до степени, препятствующей принятию решения об его наличии или отсутствии. Любое искажение формы аналогового сигнала -

ошибка, в цифровом – это несущественно в довольно широких пределах. Более того, каждая операция с цифровым сигналом сопровождается регенерацией импульсов.

Высокая защищенность от помех и искажений в канале – очень серьезный аргумент, все значение которого специалисты оценили сразу же. Укажем только на одно (но далеко не единственное) следствие этого. Лучшее, что удалось достичь в аналоговой магнитной видеозаписи – это 4-5 последовательных копий, а цифровая запись выдерживает сотни копий без видимых потерь качества сигнала. Профессионалам не надо долго рассказывать, насколько серьезно такое преимущество.

Аналоговые сигналы для своей обработки требуют большого числа строго специализированных схем, пригодных для решения только одной, раз определенной задачи, и по этой причине уникальны. В цифровых системах набор используемых операций и соответствующих микросхем невелик. Поясним указанное аналогией с различными системами письма. Иероглифы – символы понятий, действий, аналоги предметного мира, который отражают. Поэтому, соответствующее письмо требует огромного массива в десятки, если не сотни тысяч знаков. Буквенные системы письма, в которых символы полностью абстрагированы от отображаемых понятий и объектов, обходятся относительно небольшим набором символов и, соответственно, операций (правил грамматики), с помощью которых формируется сообщение. В процессе исторического развития именно экономия в символах и операциях позволила буквенному письму одержать, если и не полную, то вполне убедительную победу.

Сопоставляя аналоговые и цифровые технологии, мы сталкиваемся с чем-то подобным. Компьютеры, устройства цифрового телевидения оперируют лишь двумя символами: "0" и "1". При этом полный набор возможных функций (в математике и кибернетике их называют функциями Буля) – 16. Из них реально используются не более 4. В итоге, цифровые устройства, специализированные для решения разных задач, по внутренней архитектуре обычно почти неразличимы, а их специализация чаще всего достигается за счет периферии. Высокая степень универсализации цифровых устройств не только на модульно-блочном, но даже на элементном и операционном уровнях – огромное преимущество. Правда сказались оно далеко не сразу, впрочем как и буквенное письмо не сразу доказало свои преимущества перед иероглифическим и слоговым.

Интересно сравнивать под микроскопом изображения поверхности аналоговых и цифровых микросхем. В первом случае поражаешься невообразимой путанице соединений и элементов, во втором – наблюдаешь поражающую воображение ритмичную и, впрочем, однообразную картину. Последнее верно даже для специализированных цифровых микросхем. При прочих равных условиях периодические или близкие к периодическим структуры проектировать и изготавливать значительно легче и дешевле, чем структуры с уникальным рисунком. Не так очевидно, но для таких структур технологически достижимы меньшие размеры и для отдельных элементов. Короче говоря, на одном стандартном чипе можно разместить существенно (сейчас на порядок и даже выше) больше активных элементов цифровой микросхемы, чем аналоговой. То же самое можно сказать и об удельном энергопотреблении, рассчитанном на один элемент. Именно в этом и состоит сущность технологической революции, в итоге которой цифровая техника, еще относительно недавно отпугивавшая своими размерами и энергопотреблением, сейчас вписывается в стандартные размеры аналоговой аппаратуры и ее энергопотребление и даже приближается к ней по стоимости.

Литература

1. Резников М.Р. Радио и телевидение вчера, сегодня, завтра. – М.: Связь, 1977. – 95с.
2. Шамшин В.А. Телевидение. // Электросвязь. – 1975. – №9. – С.1.
3. <http://www.mpt.gov.by>
4. <http://www.electroname.com>
5. <http://www.ref.by>

УДК 621.397.13.037.37

История развития цифрового телевидения

Апанасевич А.С., Белый А.Н.

Научный руководитель Михальцевич Г.А. старший преподаватель.

В марте 1982 г. на 15 Пленарной ассамблее Международного консультативного комитета по радио (МККР) была утверждена Рекомендация 11/601 "Параметры цифрового кодирования для телевизионных студий". Энтузиасты предсказывали скорую технологическую революцию в теле-производстве, сопоставимую с той, которую вызвало появление видеозаписи, а может быть и более кардинальную. Казалось, что эти надежды основательны и вскоре были подкреплены атакой русских и французов. Так год спустя, специалисты ВНИИТ в Женеве на выставке "Телеком" первыми в мире показали образец цифровой студии. Несколько позже французы, также впервые, в г. Рене сдали в эксплуатацию цифровой телецентр. Однако сразу же выявились серьезные недостатки цифрового оборудования, о которых предупреждали скептики, – серьезный рост аппаратной массы, потребляемой энергии и, соответственно, стоимости.

Прошедшие пятнадцать лет отмечены, в немалой степени и по названным выше причинам, ограниченным внедрением цифрового оборудования в аналоговые технологии, в основном там, где цифровое кодирование позволяет решать задачи, недоступные или трудноразрешимые аналоговыми средствами. В частности, только на базе цифровых средств удалось кардинально решить проблему транскодирования. Знакогенераторы, блоки видеоэффектов теперь исключительно цифровые устройства.

Процесс встраивания отдельных цифровых устройств в аналоговое окружение продолжается. Однако события последнего времени, связанные с выходом на более высокие уровни интеграции в элементной базе цифровой техники и появлением нового поколения телевизионной техники, в том числе форматов цифровой видеозаписи, резко изменили оценку места и значения цифровых средств вещания. В настоящее время уже можно говорить о реальности полной цифровизации телевидения и радиовещания. Что же произошло? Что цифровизация несет с собой? На эти и многие другие вопросы, которые могут возникнуть, мы постараемся ответить ниже, предварительно определив, что же такое цифровое кодирование сигналов,

Любая экранная зрелищная система – кино, телевидение, видео - использует в той или иной степени дискретизацию. Однако далеко не очевидно, что изображение можно разбить на отдельные элементы, а затем вновь собрать, почти ничего не теряя. Наше восприятие противится этому.

К мысли, что статическое изображение можно дискретизовать и составить из отдельных элементов, людей давно подготовила живопись – ведь мазки кисти или элементы мозаики те же дискретные элементы изображения. Еще дальше пошла полиграфия, осваивая технологию передачи полутонов. Именно здесь впервые появился точечный растр и даже цифровое кодирование.

Труднее всего оказалось постижение возможности дискретизации времени, а именно возможности передачи движения последовательностью статических изображений, т.е. того, что мы сейчас называем кадровой дискретизацией

Признанные пионеры телевидения - португалец Де Перейра и наш И. Полумордвинов. П. Нипков создал известный диск – первое реально работавшее устройство строчной развертки. После этого довести идею дискретизации до полного завершения - поэлементной дискретизации изображений и цифрового кодирования по уровню было уже совсем просто, оставалось только подождать, когда техника будет к этому готова.

В конце прошлого века американский математик Уиттекер доказал одну любопытную теорему, которая очень многое, в том числе в дискретизации, объяснила.

Суть этой теоремы в следующем. Любая функция, любое явление локализованное в ограниченной области пространства, могут быть представлены, (а фактически имеют) дискретным набором состояний. Таким образом, по Уиттекеру все конечное дискретизовано изначально - это настолько фундаментальное свойство, что для его доказательства достаточно средств чистой математики.

У теоремы Уиттекера есть множество приложений, среди которых важно вспомнить о двух. Первое – это теорема В.Котельникова, утверждающая, что сигнал с ограниченной полосой частот может быть представлен или передан с помощью дискретного набора отсчетов. В применении к изображениям то же самое можно сказать и об изображениях с конечной площадью – они также могут быть переданы дискретным набором отсчетов. Вторая, заслуживающая упоминания теорема, носит имя Шеннона и утверждает нечто, прямо относящееся к обсуждаемой теме. Шеннон показал, что любое конечное сообщение может быть представлено в цифровой форме, и при этом содержит конечное число информационных единиц.

Итак, дискретизация запрограммирована свыше и является естественным свойством – в нашем случае любого ограниченного сообщения, представленного, например, изображением или звуковыми сигналами.

С расстояния в 4-5 высот экрана, а именно оно является оптимальным для действующих стандартов вещания, угол под которым мы видим расстояние, разделяющее соседние строки, приблизительно равен угловому разрешению глаз. Последнее означает, что изображение на экране полностью заполняет пространство восприятия, за исключением области между зрителем и экраном. Если зритель расположен к экрану ближе, то различима строчная структура изображения. С рассматриваемых позиций это значит, что воспроизводимое пространство меньше воспринимаемого, не используемый объем при этом заполняется в данном случае шумом дискретизации. Когда зритель размещен дальше оптимального расстояния, воспроизводимое пространство выходит за границы воспринимаемого, в итоге часть информации (о деталях) теряется. Интересно, что телевидение высокой четкости (приблизительно с удвоенным числом строк разложения) надо интерпретировать как вполне понятную попытку заполнения части неиспользуемого пространства между зрителем и экраном. Действительно, для ТВЧ оптимальным расстоянием является 2-3 высоты экрана.

Лет пятнадцать-двадцать назад размеры отдельных элементов на аналоговых и цифровых микросхемах почти не различались. Поэтому рост элементной массы в цифровых схемах вел к указанным выше нежелательным последствиям. Однако однотипность и минимальный набор требуемых операций и соответствующей элементной базы в конечном итоге вылились в существенные технологические преимущества.

Начиная с 1995 года во многих странах мира началось активное внедрение цифрового спутникового и кабельного телевидения. С 1998 года, в буквальном понимании, началась цифровая технологическая революция в сфере телерадиовещания и связи. В мире, начиная с Великобритании, началось внедрение новейших эффективных цифровых технологий стандарта DVB-T в эфирном (наземном) телерадиовещании. Активно продвигается DVB-T в других странах мира.

Регулярное вещание в Великобритании началось 15 ноября 1998 года в стандарте DVB-T.

Факторы, сдерживающие развитие цифрового телевидения: жесткая конкуренция со стороны спутникового и кабельного ТВ; ограничения, наложенные государственными регулирующими органами на параметры передачи.

Факторы, содействующие развитию цифрового телевидения: принятый срок прекращения аналогового телевизионного вещания; субсидирование абонентского приемного оборудования.

Ожидается также перспектива резкого уменьшения цен на set-top-box (цифровые приемные декодеры-приставки к аналоговым телевизорам). Изображение выводится на обычный телевизор, звук – на домашнюю стереосистему, файлы – на персональный компьютер и т. д. При наличии обратного канала и специального программного обеспечения телезритель получает возможность выбирать любую из предлагаемых дополнительных услуг ЦТВ. Здесь, кроме традиционных телепередач, абоненту предлагается, не вставая с кресла у телевизора, принимать и отправлять электронные и факсимильные сообщения; работать с базами данных; участвовать во всевозможных голосованиях и опросах; покупать товары и услуги по кредитной карте и т. п.

На поле битвы за ЦТВ основными соперниками сегодня являются европейский стандарт DVB, американский ATSC и японский ISDB.

В США Основная ставка развития цифрового телевидения сделана здесь на телевидение высокой четкости (ТВЧ). Поэтому в стандартной полосе телеканала телевещатели передают только одну телепрограмму, но программу, в которой и изображение, и звук только высшего качества. Понятно, что, поскольку ресурс использован для обеспечения ТВЧ-вещания, то ничего дополнительного в этот канал «впихнуть» уже не удастся.

Стандарт DVB-T, безусловно, более гибок, он позволяет телевещателю выбирать скорость передачи, параметры модуляции и кодирования. Низкоскоростные режимы могут быть использованы для увеличения дальности приема без увеличения мощности передатчика, а также для мобильного сервиса. За эти возможности приходится расплачиваться либо уменьшением числа телепрограмм в телеканале, либо понижением их качества. Японский ISDB очень похож на DVB и представляет собой некий разумный компромисс между двумя предыдущими. Он еще более гибок, главной его целью декларируется интерактивность и интеграция всех служб вещания.

Что касается качества изображения, то поскольку все три стандарта используют один метод компрессии MPEG-2, при прочих равных условиях качество они должны обеспечивать одинаковое. Это в корне отличает цифровое телевидение от аналогового, где картинка SECAM заметно хуже той же картинки PAL. Кроме того, для ЦТВ вопрос «Что лучше?» совершенно неуместен. Ведь если в аналоговом телевидении способ кодирования цвета и модуляция влияют на качество изображения, то в цифровом ТВ от метода модуляции и кодирования зависит лишь надежность приема, и если прием обеспечен, то картинка всегда получается «чистой» (без сетки, муара, снега и пр.). В противном случае изображение рассыпается на пиксели, и мы имеем просто надпись «нет сигнала» на темном экране. Таким образом, для телезрителя безразлично, по какому цифровому стандарту происходит доставка изображения к телевизору, поскольку качество сигнала у зрителя будет определяться только качеством его приемника. Это будет определяться не стандартом, а набором предлагаемых услуг.

Что касается частот, то тут имеется две возможности. Обе они предусматриваются уже упоминавшейся «Концепцией». Первая – использовать новые полосы, где телевидения пока нет, а именно, как предусмотрено Регламентом радиосвязи, – в диапазоне 800 МГц. Вторая – переход на цифру в «традиционных» дециметровых вещательных каналах.

В конце 90-х годов основная ставка была сделана на диапазон 800 (726–862 МГц).

В Великобритании, например, цифровое телевидение ведут в дециметровых каналах, расположенных между каналами аналогового вещания. По правилам на одной территории не могут одновременно работать аналоговые телепередатчики в смежных, зеркальных, гетеродинных каналах. Таким образом, из имеющегося ресурса каналов пока можно использовать, в лучшем случае, чуть больше трети. В Австралии канал ТВЧ в стандарте DVB-T работает на частоте (191,25 МГц); в Италии сообщалось об успешном опыте вещания в горной местности в радиусе 50 км от Милана при помощи 40-ваттного передатчика в 38 канале; в Испании вещают ЦТВ в 26 канале.

Мы знаем, что цифровые системы позволяют зрителю получить идеальные копии аудио- и видеопрограмм. Ее можно собрать на внешних носителях, домашних медиа серверах, специальных цифровых устройствах, оснащенных программным обеспечением, позволяющим идентифицировать телепрограммы.

УДК 621.311

Энергосберегающие технологии в строительстве

Александровский Д.А., Денисов А.В.

Научный руководитель Можар В.И., к.т.н., доцент

Проблема энергосбережения с каждым годом становится все более актуальной. Ограниченность энергетических ресурсов, высокая стоимость энергии, негативное влияние на окружающую среду, связанное с ее производством, - все эти факторы невольно наводят на мысль, что разумней снижать потребление энергии, нежели постоянно увеличивать ее производство. Во всем мире уже давно ведется поиск путей уменьшения энергопотребления за счет его рационального использования. Несколько лет назад и в Беларуси началось формирование такого понятия, как энергосберегающая политика. Одним из самых активных потребителей энергии в нашей стране является строительный комплекс. Как показывает опыт, возможностей экономии энергии в данной сфере великое множество. Одна из наиболее действенных – энергосберегающие технологии в строительстве. Известно, что построенные за последние 30 лет здания имеют низкую энергоэффективность.

Европейские строители оттачивают энергосберегающие и энергоэффективные технологии в соответствии с требованиями Евросоюза. Так, с 2010 года в странах Евросоюза предполагается строить дома только с низким потреблением энергии. После 2012 года в массовом порядке будут возводиться пассивные дома, в 2015-2020 годах в ЕС стоит задача строить дома с «нулевой энергией», а с 2025-го – «энергия плюс».

Пример добросовестного исполнения директивы ЕС показывает Финляндия. Страна уже в 2008 году начала постепенно выполнять требования ЕС по теплоизоляции зданий, а с 2010-го полностью перейдет на работу по стандартам Евросоюза. Температура в Финляндии бывает очень низкая, в Лапландии зимой опускается до минус 40-50 градусов, поэтому значительная часть энергии уходит на отопление зданий. Также есть другая проблема – старый жилой фонд, который потребляет много энергии, очень медленно обновляется. Но реновация старого жилого фонда в Финляндии предполагает использование энергосберегающих технологий. Причем частным лицам для реконструкции их домов государство планирует выделять субсидии.

Сейчас в Финляндии набирает популярность строительство так называемых пассивных домов – зданий, для энергообеспечения которых достаточно 20-30% обычной нормы. В этих домах особую важность приобретают системы энергообеспечения, а также количество потребляемой энергии и эффективность ее использования. Чтобы строить целые районы, необходимы дополнительные системы, которые позволят забирать излишки энергии, вырабатываемой предприятиями, и использовать одну и ту же энергию дважды. Например, горячую воду. Также разрабатываются системы, которые могут использовать разницу в температуре грунтов. По данным финских исследователей, отопительные системы пассивного дома позволяют экономить до 85% энергии. Строительство энергоэффективных домов обходится в Европе на 5-10% дороже сооружения обычного дома. Однако в дешевизне эксплуатации не надо сомневаться: уже появляются дома, потребляющие только 10% от энергетических нормативов. Первый пассивный дом – с малым энергопотреблением, отапливаемый при помощи тепла, выделяемого его жильцами, бытовыми приборами и альтернативными источниками энергии, – появился примерно 20 лет назад в Германии. Сейчас на территории Западной Европы насчитывается более двух тысяч пассивных домов – вновь построенных и реконструированных. Помимо Германии разработка и строительство энергоэффективных домов активно ведется в Скандинавских странах – Дании, Норвегии и Швеции. Некоторые строительные

проекты становились своеобразными полигонами для внедрения и отработки новых технологий.

Приоритет при внедрении энергоэффективных строительных технологий надо отдавать уже построенным домам. Исследования сейчас в основном сосредоточены в области нового строительства, но большинство домов, в которых нам предстоит жить в течение следующих десятилетий, уже возведены. Поэтому нужно больше думать о реновации жилищ, чем даже о новых проектах. Существующие постройки могут быть превращены в энергоэффективные дома, при этом дополнительные издержки от внедрения инноваций составляют от 50 до 140 евро на кв.м, но эти расходы окупаются во время эксплуатации здания. На современном этапе, внедрение энергоэффективных технологий в массовом жилищном строительстве может быть реализовано только при государственной поддержке, поскольку у строителей отсутствует стимул для внедрения более дорогих материалов. По оценкам многих западноевропейских специалистов, одним из главных факторов, сдерживающих внедрение энергосберегающих технологий на постсоветском пространстве, является удорожание строительства на 8-12% в расчете на кв.м. На Западе «интеллектуальным» считается здание, в котором реализована интеграция около сорока инженерно-технологических систем. Для этих домов актуальны такие понятия, как контрольная панель - «мозг» сооружения, детекторы дыма, датчики и извещатели, пульта управления и репитеры. Разработок подобного рода отечественным проектировщикам осваивать пока не приходилось. Основная задача белорусских специалистов - проектирование «умного» дома с точки зрения рационального использования ресурсов и обеспечения жильцам комфортных условий обитания. Строительство объектов такого типа достаточно хорошо отработано в Германии. Первое здание там было построено еще в 1993 году. Но следует отметить, что немцы начали экспериментальное строительство с домов коттеджного типа, затем перешли на трех и четырехэтажные здания. Сейчас же максимальная высотность таких сооружений достигает не более пяти этажей, то есть возводятся только небольшие сооружения.

Заказчик же первого белорусского энергоэффективного дома ОАО «МАПИД» поставил перед проектировщиками одно основное условие - объект должен быть многосекционным, девятиэтажным, причем типовое планировочное решение должно остаться без изменений, сохранив технологическую оснастку. Поэтому возведенный четырехсекционный панельный дом в Минске по ул. Притыцкого, 107 общей площадью около 10 тыс. м² - первое энергосберегающее здание, аналогов которому нет не только в Беларуси, но и на всей территории СНГ. В «умном» доме установлена управляемая система теплоснабжения здания. Опыт работы с таким устройством уже был - около десяти лет назад была использована автоматическая система отопления, но тогда она позволяла экономить лишь до 15% тепла. Нынешняя модель управления позволяет поквартирно учитывать теплопотери, соответственно, жильцы могут самостоятельно регулировать температуру в помещении. В здании внедрена система приточновытяжной вентиляции принудительного типа. Не секрет, что в обычном здании 50% тепла уходит именно через вентиляцию. К тому же при появлении в домах герметичных стеклопакетов качество воздуха в квартирах резко снижается - повышается влажность, влекущая за собой сырость и появление грибка. Суть новой системы заключается в том, что тепло удаляемого воздуха забирается теплообменником и остается в помещении, а приточный воздух нагревается. Причем воздух равномерно распределяется по всей квартире. Учитывая высокую загазованность, логично не использовать потоки воздуха с первых этажей, поэтому в воздухообменнике используются потоки, начиная с четвертого этажа. Необходимо добавить, что система позволяет жильцу регулировать приток воздуха: если человек покидает квартиру, можно выставить дежурный режим воздухообмена. Также было решено отказаться от стандартных стеклопакетов, были разработаны супертеплые окна по новой технологии. Для сравнения: обычный стеклопакет имеет сопротивление

теплопотере 0,6 условных единиц, а новый - 1,2 единицы, то есть он в два раза эффективнее сохраняет тепло. Объемы строительства энергосберегающего жилья в Беларуси не сравнимы с европейскими показателями: если в Беларуси общая площадь таких построек составляет 10 тыс. м², то в Европе она достигла 10 млн м². Планируется, что к 2015 году в западных странах будет введен стандарт на подобные проекты, что повлечет массовое сооружение энергоэффективных зданий.

О необходимости реализации энергосберегающих проектов говорят уже на протяжении многих лет. Одних волнует вопрос экономии энергоресурсов, других - непосредственная связь их массового внедрения в Беларуси с увеличением стоимости на жилье. Специалисты подтверждают повышение ценового сегмента таких сооружений в пределах 7-10% на м². В то же время они успокаивают: время окупаемости увеличенной стоимости за счет экономии тепла не превысит 56 лет. Это не единовременные затраты, и перспектива очевидна: чем дороже будут энергоносители, тем быстрее окупится дом, ведь в эксплуатации он экономичнее других зданий в три раза, так как энергия, которая к нему подводится, направлена на эффективное использование.

Литература

1. БСГ. Строительная газета № 18 , 2008

УДК 621311

Малая гидроэнергетика в Республике Беларусь

Лихацкий Г.Н.

Научный руководитель Можар В.И., к. т. н, доцент.

В восьмидесятые годы во многих странах мира повысился интерес к освоению как не традиционных возобновляемых энергоресурсов - солнечной, геотермальной, ветровой энергии, так и традиционных, к которым в первую очередь относится гидравлическая энергия рек. Это обусловлено постоянно растущими затратами на добычу минерального топлива и сокращением его запасов, увеличением потребления минерального топлива неэнергетическими отраслями народного хозяйства, ужесточением требований к охране окружающей среды и связанным с ним ограничением возможностей размещения тепловых (ТЭС) и атомных (АЭС) электростанций, особенно в населенных районах.

Важным резервом развития энергетики является строительство малых ГЭС (МГЭС). В странах СНГ имеются давние традиции строительства и эксплуатации малых ГЭС. Интерес к массовому использованию энергии малых рек возник в 30-е годы, когда наряду со строительством первых крупных ГЭС развернулось сооружение малых ГЭС для нужд сельского хозяйства. В 1930-40 г.г. отечественные специалисты разработали стандартизированные ряды гидротурбин средней и малой мощности, а также основные принципы проектирования, строительства и эксплуатации МГЭС. К 1941г установленная мощность МГЭС достигла 38 МВт.

Второй этап массового строительства приходится на конец 40-х - начало 50-х годов, когда в СССР, США, Франции, Японии и других странах строилось уже тысячи малых ГЭС. В 1959 г. суммарная мощность сельских ГЭС превысила 480 МВт, а выработка электроэнергии - 1 млрд.кВт часов. После этого - вновь спад, в результате которого практически во всех странах сотни и тысячи малых ГЭС были выведены из эксплуатации и либо законсервированы, либо ликвидированы. Главной причиной спада были значительные успехи в развитии большой энергетики на базе крупных тепловых, гидравлических и атомных станций и электросетевого строительства.

На втором этапе на смену прежним примитивным гидромеханическим установкам прошлого века пришли столь совершенные гидравлические турбины, что многие из них даже сегодня, после 50 лет эксплуатации, по существу отвечают современным требованиям по коэффициенту полезного действия (КПД), долговременности и надежности. Факт, который, пожалуй, не имеет аналогов в других областях техники.

Однако, станции, оборудованные столь совершенными гидроагрегатами, имели ряд недостатков, главными из которых были высокая удельная стоимость строительства, присущая всем мелким энергообъектам по сравнению с крупными, и относительно многочисленный обслуживающий персонал из-за низкого уровня механизации.

На новом, третьем этапе современные достижения в области автоматики и средств управления позволят преодолеть некоторые недостатки - сделать малые ГЭС полностью автоматизированными. Есть основания предполагать, что дальнейшее совершенствование технических решений по основным гидросооружениям и повышение индустриализации строительства позволит найти приемлемые решения, улучшающие экономические показатели малых ГЭС.

Важным в определении стратегии освоения гидроэнергоресурсов в Республике Беларусь может быть изучение зарубежного опыта в этой области. Возобновившийся интерес к МГЭС явился, в основном, следствием энергетического кризиса 1973...1975 г.г., заставившего развитые страны поставить задачу достижения максимальной независимости от импортных источников энергии.

Серьезное внимание строительству МГЭС, созданию типовых проектов их конструкции и дешевого стандартизированного гидротурбинного оборудования уделяется в таких странах с традиционно развитой гидроэнергетикой, как США, Франция, Швейцария, Япония, Чехия, а также КНР, Великобритания и в ряде других.

Больших успехов в области строительства МГЭС достигли восточноевропейские страны. В Чехии получены значительные результаты в типизации строительных конструкций и унификации гидротехнического оборудования, включая разработку номенклатуры гидротурбин для МГЭС. В стране эксплуатируется 118 МГЭС суммарной мощностью 128 МВт и 140 мини-ГЭС суммарной мощностью 46 МВт (1988г.)

В Венгрии МГЭС работают с оборудованием, изготовленным по собственным и лицензионным проектам.

Начиная с 1977 года, в США разработано несколько правительственных программ возможного увеличения мощности и выработки малыми ГЭС за счет строительства новых, модернизации и расширения существующих. Одна из программ предусматривает сооружение МГЭС (в США) суммарной мощностью: к 2000г. - 2000МВт, к 2020г. - 5000МВт, что позволит получить на них около 200 млрд.кВт ч. электроэнергии и сберечь 60 млн.т условного топлива.

В Швеции действуют 1200 МГЭС, предполагается еще построить 250 МГЭС мощностью 100...1500 кВт.

Во Франции рассматривается возможность сооружения еще 1000 МГЭС.

В Японии к настоящему времени практически не осталось неиспользованных рек для строительства высоко- и средненапорных ГЭС, поэтому большое внимание уделяется проектированию ГЭС с напором менее 25м с установкой на них горизонтальных прямоточных агрегатов.

Удельный вес мощности МГЭС в объединенных энергосистемах развитых стран мира невелик. Вместе с тем, если принять во внимание большую роль гидроэлектростанций в обеспечении надежности работы энергосистемы, станет понятным целесообразность использования наряду с крупными ГЭС мощности малых ГЭС. Имеются прогнозы, что мощность МГЭС в США в перспективе может достигнуть 50% мощности всех иных ныне действующих ГЭС.

Мировой опыт проектирования и строительства МГЭС показывает, что основными направлениями повышения их экономичности являются: отказ от индивидуального проектирования основных сооружений и технического оборудования, переход на применение типовых проектов с использованием унифицированных элементов строительных конструкций и применение серийного, преимущественно полностью автоматизированного технолого-гического оборудования. Такой подход обеспечивает экономию капитальных и эксплуатационных затрат на 12...30%.

На территории Беларуси начало строительства малых ГЭС относится к 1935 году, а в 1938 году дала ток первая в республике ГЭС "Новый Шлях" на р.Усяже Минского района мощностью 35 кВт.

Энергетическое освоение рек в республике в 40...50-ых годах получило развитие лишь за счет использования малых рек. Самой крупной ГЭС является Осиповичская мощностью 2,2 тыс. кВт, затем Чигиринская мощностью 1,5тыс. кВт. Мощность государственных ГЭС составляла порядка 200... 700 кВт., колхозных и межколхозных - 50...200кВт.

Всего в республике построено и действовало 179 гидроэлектростанций общей установленной мощностью около 21,0 тыс. кВт и выработкой электроэнергии - 88 млн. кВт ч.

В настоящее время более 95% ранее построенных малых ГЭС списано. Большинство из них составляет мелкие ГЭС мощностью 50...100 кВт, принадлежавшие колхозам и совхозам.

По состоянию на 1.01.98 года в системе постоянно работало 12 малых ГЭС суммарной мощностью 6,9 тыс. кВт.

В 1988...89 годах обследовано 15 малых ГЭС системы Белэнерго, в том числе 6 МГЭС действовавших и 9 списанных. Оценка обследованных малых ГЭС показало: большинство действующих ГЭС имеет изношенное оборудование, которое может выйти из строя в любое время, на списанных ГЭС оборудование либо вышло из строя, либо демонтировано, гидротехнические сооружения требуют реконструкции, многие находятся в аварийном состоянии.

Так возможность маневрирования затворами и отсутствие должной эксплуатации привело на Яновской ГЭС Островецкого района весной 1994 года к прорыву земляной плотины, что нанесло значительный ущерб народному хозяйству района.

На Тетеринской ГЭС Круглянского района произошло откалывание монолитного бетонного бычка и только случайность спасла от обрушения бычка и от катастрофического сброса водохранилища.

На территории Беларуси выделены 6 водохранилищ при техническом потенциале более 500 тыс. кВт.ч. в год со следующими удельными затратами на 1 кВт мощности (в ценах 1984 года):

Вилейское в-ще	Э=3,87 млн.кВт.ч.	К.уд= 138руб/кВт
Ольховское в-ще	Э=1,16 "-	К.уд=928 "-
Комсомольское озеро	Э=1,34 "-	К.уд=256 "-
Солигорское в-ще	Э=1,64 "-	К.уд=423 "-
Локтыши	Э=0,30 "-	К.уд=1086 "-
Любанское в-ще	Э=0,45 "-	К.уд=1296 "-

Суммарная установленная мощность по 6 водохранилищам составит 4,07тыс. кВт (по Вилейскому в-щу $N_{уст}=1,9$ тыс.кВт) и суммарная выработка 8,7 млн.кВт. ч. Преобладающие напоры на рассмотренных ГЭС составляют 3 - 10м.

Потенциальная мощность среднегодового стока с территории республики оценивается в размере 989 тыс.кВт, в том числе мощность рек - 854 тыс.кВт. Потенциальная энергия среднегодового стока равна соответственно 8,7 и 7,4 млрд.кВт.часов. В настоящее время используется только 17,7 млн.кВт.ч. Потенциал в 148 млн.кВт.часов пригоден к техническому использованию, при этом экономия условного топлива составит 44,3 тысяч тонн в год.

В соответствии с Рабочим планом разработки технико-экономического расчета по более широкому использованию гидроэнергетики в республике (поручение СМ БССР от 6 августа 1987 года N14) институт "Белгипроводхоз" принял участие в разработке разделов ТЭР целесообразности восстановления, реконструкции и технического перевооружения гидроэлектростанций, принадлежащих Белглавэнерго, касающихся гидротехнической и строительной частей гидроузла. Проведен краткий анализ существующих напорных водохранилищ и прудов для размещения на них малых ГЭС. Изучены имеющиеся материалы по потенциальным возможностям гидроэнергетических ресурсов республики, наличия гидромеханического и энергетического оборудования. В 1993... 1996 годах институтом разработана необходимая проектно-сметная документация на реконструкцию и восстановление Добромысленской, Рачунской и Тетеринской ГЭС.

Из-за отсутствия финансирования и необходимой номенклатуры гидросилового оборудования реконструкция существующих ГЭС ведется низкими темпами. К настоящему времени только 8 малых ГЭС реконструированы (Жемыславльская ГЭС Вороновского р-на, ГЭС Войтовщина Гродненского р-на, Гонолес Минского р-на, Клястицкая ГЭС Россонского р-на, Лохозвинская ГЭС Барановичского р-на, Тетеринская ГЭС Круглянского района, Богинская ГЭС Браславского р-на, Добромыслянская ГЭС Лиозненского р-на).

Ведется проектирование и строительство малой ГЭС на Вилейском водохранилище Вилейского р-на, Ольховской ГЭС и Яновской ГЭС Островецкого

р-на, Гомельской ГЭС Полоцкого р-на, Рачунской ГЭС Сморгонского р-на, Новоселковской ГЭС Дятловского р-на, Лукомльской ГЭС Лиозненского р-на.

На реконструированных ГЭС произведена замена электрического и гидроэнергетического оборудования и проведен капитальный ремонт гидротурбин. Однако восстановление существующего оборудования не соответствует современной концепции выработки на ГЭС максимального количества электроэнергии при минимальных эксплуатационных затратах. Оборудование громоздкое, материалоемкое, сложное в эксплуатации.

Современное гидроэнергетическое оборудование в виде моноблоков ГЭУ-100, не требующее постоянного присутствия эксплуатационного персонала, разработанное и выпускаемое Промышленным союзом «Энергия» г.Гродно, проходит испытание на Яновской и Ольховской ГЭС Островецкого района.

Литература

1. Володин В.В., Хазановский П.М. «Энергия, век двадцать первый: Научно-художественная литература». – М.: Дет. лит., 1989г.
2. Андрижиевский А.А., Володин В.И. «Энергосбережение и энергетический менеджмент». – Мн: «Высшая школа» 2005г.
3. Журнал «Экономика Беларуси» - №3(4)/2005г.
4. Щавелев Ю. С. И др. – 2-е изд. – Л.: Энергоиздат, 1981г.

УДК 69:620.9.004.18

Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в строительстве

Шевяго Е. Ю.

Научный руководитель Мороз Р. Р., к. т. н., доцент

Мероприятия по снижению потерь энергии подразделяются на две группы: к первой относятся технические решения, предусматриваемые в проектах электроснабжения и электрооборудования, ко второй мероприятия, осуществляемые в процессе эксплуатации. Из мероприятий первой группы можно отметить правильный выбор местоположения и принципиальной схемы сети, количества и расположения питающих и распределительных пунктов и щитков внутри зданий, количества отходящих питающих и групповых линий, мероприятия по резервированию и меры по обеспечению надежности, автоматизацию и некоторые другие; ко второй группе можно отнести мероприятия по повышению пропускной способности сети, прокладку дополнительных параллельных линий или замену существующих проводов и кабелей на проводники большего сечения, перевод сети на более высокое напряжение, в частности на 660 В; установку компенсирующих и симметрирующих устройств. Перечисленные мероприятия следует отнести к области реконструкции, поскольку они требуют определенных капиталовложений.

Ко второй группе относятся и мероприятия, не требующие серьезных капиталовложений: выравнивание нагрузок фаз, выбор оптимальных точек токораздела, частичное изменение схемы и конфигурации сети (без прокладки новых линий), оперативное отключение части трансформаторов в периоды снижения нагрузок, поддержание оптимального уровня напряжения в сети путем регулирования на питающих центрах (под нагрузкой), правильная постановка учета энергии, расходуемой потребителями и т.д.

Нужно отметить, что мероприятия, при которых обеспечивается минимум приведенных затрат, как правило, обеспечивают и наименьшие потери мощности и энергии во всех элементах сети. Остановимся на некоторых мероприятиях и оценим их с точки зрения сокращения потерь в сети, прежде всего внутренней сети зданий.

Важное значение имеет правильный выбор местоположения и количество вводно-распределительного устройства (ВРУ) и числа отходящих линий.

В жилых домах ВРУ надо располагать в секции, ближайшей к питающей тяговой подстанции. Как показывают расчеты, указанные количества ВРУ и линий обеспечивают не только наименьшие приведенные затраты и капиталовложения, но и более удобные условия эксплуатации и минимальные потери энергии. Сложившаяся практика устройства на каждые две–три секции отдельного ВРУ приводит к перерасходам средств и уменьшению жилой площади, поскольку ВРУ размещаются на первых этажах жилых домов.

Существенное значение имеет **ВЫБОР ЭКОНОМИЧНОЙ СХЕМЫ ВЕРТИКАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ (СТОЯКОВ)**. Число стояков, подключаемых к одной питающей линии, не ограничивается.

Существенное значение имеет **РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМЫХ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ МЕЖДУ ОТДЕЛЬНЫМИ УЧАСТКАМИ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ**, при котором получают наименьшие приведенные затраты и потери энергии.

Важнейшее значение при проектировании городской электрической сети имеет **РАСПОЛОЖЕНИЕ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ (ТП)**. Тяговая подстанция должна быть расположена как можно ближе к месту, где находятся потребители максимальной мощности, так как при этом существенно уменьшаются приведенные затраты.

ПЕРЕВОД СЕТЕЙ НА ПОВЫШЕННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ дает большой экономический эффект. Нормы требуют перевода всех сетей на напряжение 220/380 В, для этого в трансформаторных подстанциях заменяются трансформаторы, а внутри

зданий заменяются счетчики, лампы электрического освещения и устанавливаются автотрансформаторы для бытовых приборов, не снабженных переключателями.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА НАРЯЖЕНИЯ является эффективной мерой для обеспечения нормального режима работы сети и приемников в зданиях. Качество напряжения зависит от многих факторов, в частности от режима и характера работы электроприемников, баланса реактивной мощности, схемы электроснабжения и режима напряжения в сети высокого напряжения, наличия автоматического регулирования и компенсации реактивной мощности.

СНИЖЕНИЕ НЕРАВНОМЕРНОСТИ НАГРУЗОК ФАЗ обеспечивает уменьшение потерь энергии в сети, однако устранить полностью асимметрию практически невозможно из-за случайного характера включения электроприемников.

УДК 621.3

Исследование несимметричных режимов трёхфазных цепей с изолированной нейтралью

Назаркин Н.А.

Научный руководитель Розум Т.Т., к. т. н, доцент

Условия симметрии в трёхфазных цепях с изолированной нейтралью могут не выполняться в силу различных причин. В результате происходит смещение потенциала нейтральной точки n приёмника относительно центра треугольника линейных напряжений, и симметрия фазных напряжений нарушается.

Рассмотрим простую методику графоаналитического исследования режимов работы трёхфазной цепи. Класс решаемых задач ограничен случаем, когда:

$$\underline{Z}_A = m z e^{j\varphi}; \quad m = \text{var}; \quad \varphi = \text{var}; \quad \underline{Z}_B = \underline{Z}_C = Z e^{j\alpha} = \text{const.}$$

Выражение напряжения смещения нейтрали

$$\underline{U}_{nN} = \frac{\underline{E}_A \underline{Y}_A + \underline{E}_B \underline{Y}_B + \underline{E}_C \underline{Y}_C}{\underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C}$$

после подстановки комплексных ЭДС и проводимостей, несложных преобразований и нормирования приводится к виду:

$$\underline{U}'_{nN} = \frac{\underline{U}_{nN}}{E} = \frac{e^{-j\varphi} - m e^{-j\alpha}}{e^{-j\varphi} + 2m e^{-j\alpha}}. \quad (1)$$

Для дальнейшего анализа вводим величину $\Delta = \varphi - \alpha$. Подставляя в (1) вместо угла α разность $\varphi - \Delta$, получим:

$$\underline{U}'_{nN} = \frac{1 - m e^{-j\Delta}}{1 + 2m e^{-j\Delta}}. \quad (2)$$

На основании (2) можно построить на комплексной плоскости два семейства кривых, параметрами которых будут значения переменных $m = \frac{Z_A}{Z}$ и $\Delta = \varphi - \alpha$ (рисунок 1). Для упрощения построений целесообразно преобразовать (2), выделив действительную и мнимую части:

$$\left. \begin{aligned} \text{Re} \underline{U}'_{nN} &= \frac{1 - 2m^2 + m \cos \Delta}{1 + 4m^2 + 4m \cos \Delta}; \\ \text{Im} \underline{U}'_{nN} &= -\frac{3m \sin \Delta}{1 + 4m^2 + 4m \cos \Delta} \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

По формулам (3) построим семейства кривых: первое удовлетворяет условию $m = \text{const}$, а второе – $\Delta = \text{const}$. Кривые $m = \text{const}$ представляют собой окружности, центры которых расположены на вещественной оси комплексной плоскости. При $m = 0,5$ окружности вырождаются в прямую линию, параллельную мнимой оси и проходящую через точку 0,25. Когда Δ стремится к $\pm 180^\circ$, точка n уходит в бесконечность, т. е. U_{nN} и фазные напряжения приобретают бесконечно большие значения. В реальных цепях условие $\Delta = 180^\circ$ не достижимо, поэтому все напряжения конечны, хотя и испытывают резкое увеличение. Физически оно объясняется резонансными явлениями.

Характер кривых $m = \text{const}$ свидетельствует, что они могут быть описаны на комплексной плоскости уравнением окружности

$$\underline{U}'_{nN}(m, \Delta) = K(m) + R(m)e^{jf(\Delta)}.$$

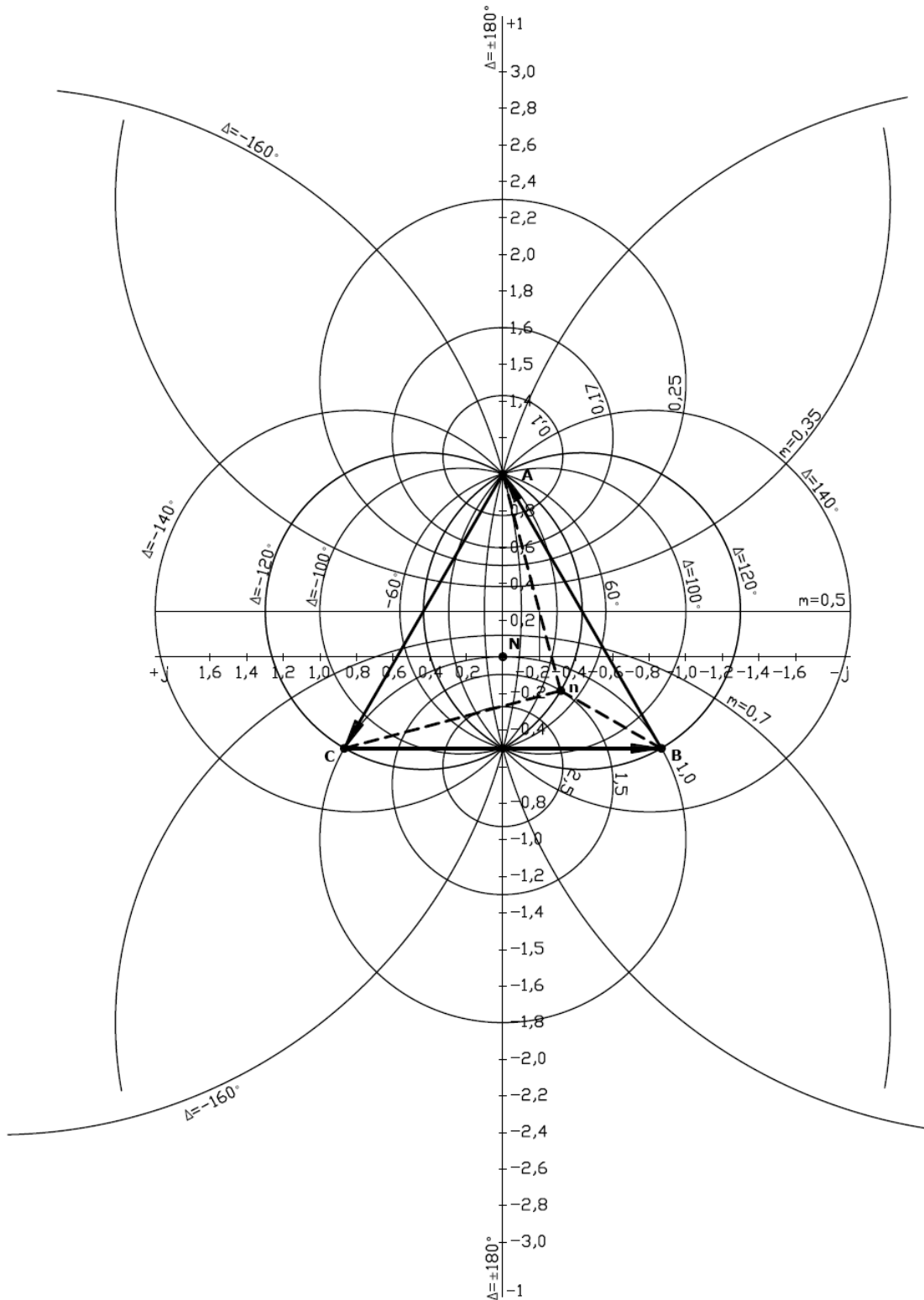


Рисунок 1

Траектории семейства кривых $\Delta = \text{const}$ также являются окружностями, центры которых расположены на прямой, проходящей через точку $+0,25$ параллельно мнимой оси. С возрастанием Δ радиусы окружностей увеличиваются. Кривые $\Delta = \text{const}$ описываются уравнением

$$\underline{U}'_{nN}(m, \Delta) = \underline{K}_1(\Delta) + R_1(\Delta)e^{jf_1(\Delta)}.$$

Для определения $K(m)$, $R(m)$, $\underline{K}_1(\Delta)$, $R_1(\Delta)$ применим искусственный приём, основанный на геометрических соотношениях между радиусом окружности, координатой её центра и координатами характерных точек траектории.

На рисунке 2 показаны две траектории, соответствующие некоторым значениям m и Δ , и отмечены точки с координатами: $\underline{U}'_{nN}(m, 0^\circ)$, $\underline{U}'_{nN}(m, 180^\circ)$ и $\underline{U}'_{nN}(0,5, \Delta)$.

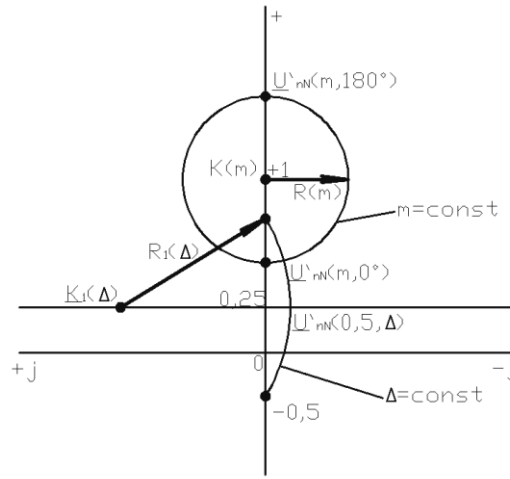


Рисунок 2

Искомые величины связаны с координатами точек соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} K(m) &= \frac{\underline{U}'_{nN}(m, 180^\circ) + \underline{U}'_{nN}(m, 0^\circ)}{2}; \\ R(m) &= \frac{|\underline{U}'_{nN}(m, 180^\circ) - \underline{U}'_{nN}(m, 0^\circ)|}{2}. \end{aligned} \right\} (4)$$

для окружностей семейства $m = \text{const}$, а для окружностей семейства $\Delta = \text{const}$ соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} |\text{Im} \underline{K}_1(\Delta) - \text{Im} \underline{U}'_{nN}(0,5, \Delta)| &= R_1(\Delta); \\ [\text{Im} \underline{K}_1(\Delta)]^2 + 0,75^2 &= R_1^2(\Delta). \end{aligned} \right\}$$

Решая последние соотношения относительно искомых величин, получим:

$$\left. \begin{aligned} \text{Im} \underline{K}_1(\Delta) &= \frac{\text{Im}^2 \underline{U}'_{nN}(0,5; \Delta) - 0,5625}{2 \text{Im} \underline{U}'_{nN}(0,5; \Delta)}; \\ R_1(\Delta) &= \frac{\text{Im}^2 \underline{U}'_{nN}(0,5; \Delta) - 0,5625}{2 |\text{Im} \underline{U}'_{nN}(0,5; \Delta)|}. \end{aligned} \right\} (5)$$

В соответствии с (2)

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}'_{nN}(m, 0^\circ) &= \frac{1-m}{1+2m}; \\ \underline{U}'_{nN}(m, 180^\circ) &= \frac{1-m}{1+2m}; \\ \text{Im}\underline{U}'_{nN}(0,5; \Delta) &= -\frac{0,75 \sin \Delta}{1 + \cos \Delta}. \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Подставляя выражения (6) в (4) и (5), получим формулы для определения радиусов окружностей и их центров:

$$R(m) = \frac{3m}{|1-4m^2|}; \quad K(m) = \frac{1+2m^2}{1-4m^2} \quad (7)$$

$$R_1(\Delta) = \frac{0,75}{|\sin \Delta|}; \quad \text{Im}K_1(\Delta) = 0,75 \text{ctg} \Delta. \quad (8)$$

Формулы (7) и (8) позволяют построить оба семейства окружностей с желаемым шагом параметров m и Δ , пользуясь лишь циркулем.

Приведенная диаграмма (рисунок 1) даёт наглядное представление о совместном влиянии m и Δ на режим работы несимметричной трёхфазной цепи, у которой в двух фазах включены одинаковые сопротивления. Диаграмма позволяет аналитический расчет заменить графическим, сводящимся к измерению необходимых расстояний. В качестве примера рассмотрим следующую задачу:

$$U_{\text{л}} = 500 \text{ В}; \quad \underline{Z}_A = 150 e^{j30^\circ} \text{ Ом}; \quad \underline{Z}_B = \underline{Z}_C = 100 e^{-j30^\circ} \text{ Ом}.$$

Нейтральная точка n (рисунок 1) определяется пересечением окружностей $m = \frac{Z_A}{Z} = 1,5$ и $\Delta = \varphi - \alpha = 60^\circ$. Измеряя расстояния от точки n до вершин и центра треугольника линейных напряжений, находим нормированные значения фазных напряжений и напряжения смещения нейтрали:

$$U'_a = 1,27; \quad U'_b = 0,64; \quad U'_c = 1,21; \quad U'_{nN} = 0,375.$$

Абсолютные значения напряжений:

$$U_a = U'_a \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = 366,7 \text{ В}; \quad U_b = U'_b \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = 184,8 \text{ В}; \quad U_c = U'_c \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = 349,3 \text{ В};$$

$$U_{nN} = U'_{nN} \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = 108,3 \text{ В}.$$

УДК 621.31.614.84

Электрогитара и система извлечения звука на ней

Ильмовский А.Н., Карнацевич Д.Ч., Кобыляк И.И.

Научный руководитель: Счастливая Е.С., ассистент

1. Строение электрогитары



Гриф: - это сердце любой гитары. Если он не исправен, вы не сможете сыграть даже простейшее упражнение. Он влияет на звук не меньше чем любой из ваших датчиков. Грифы делают, в основном, из клена или красного дерева, порода дерева влияет на звук. Накладки (слой дерева в верхней части грифа на котором расположены лады) бывают палисандровые (темные), кленовые (светлые), реже, на дорогих инструментах, из черного дерева (черные). Материал накладки влияет на звук. Толщина грифа также влияет на звук - обычно «чем толще гриф, тем толще звук». Имейте в виду, что поначалу вы можете все это не услышать.

Корпус - от того, как резонирует дека, зависит львиная доля звучания гитары. Можно ставить любые датчики, но если дека «мертвая», качественного улучшения звука вы не дождетесь. Деки делают из ольхи, американской липы, ясеня (стратоподобные гитары, звонкое звучание), или из красного дерева - более мягкий, низкий, роковый звук. Обычно дека состоит из нескольких кусков дерева, имейте в виду, что чем их больше, тем вероятнее появление «волчков» - нот отличающихся по звуку от остальных. Оптимальное количество частей - 3. Добавлю, что корпуса бывают разных форм, имеющие свои названия. Ну и вообще бывают разных экстравагантных форм (стрелы, руки, короче кто во что горазд). Вот некоторые:



Telecaster



Les Paul



Stratocaster

2. Звукосниматели, их строение и примеры

Звукосниматели (датчики) преобразуют колебания струн и в электрический сигнал переменного тока. Происходит это следующим образом: струна колеблется в поле, создаваемом постоянным магнитом (магнитами) датчика. Внутри катушки проволоки, намотанной вокруг этих магнитов, возникает электрический ток, который через провода подается в усилитель. Зачастую покупкой более дорогих датчиков можно улучшить звучание бюджетных инструментов, придать новую окраску дорогой гитаре, поэтому остановимся на этой теме подробнее. Датчики делятся на Single и Humbucker, пассивные и активные.

Синглы - звукосниматели с одной катушкой (single- одиночный). Для них характерен яркий «чистый» звук. При игре с драйвом или "дисторшн" они фонят и это главный их недостаток



Хамбакеры - звукосниматели с двумя катушками. Их звучание более мощное и не такое яркое из-за того, что между центрами катушек, снимающих звук, расстояние 15-17 мм. Конструкция хамбакера такова, что полезный сигнал усиливается, а фон подавляется (hambacking - шумоподавление). На чистом звуке они выдают сглаженный округлый саунд, с перегрузом звучат агрессивно, отчетливо и без фона.



3. Создание простейшего звукоснимателя

- Для этого устройства вам понадобится:
- Длинный провод (проволока), толщиной в 2-3 раза толще волоса, можно взять из большого моторчика, если таковой имеется.
- Магнит, примерными размерами 7 см x 0.5 см x 1 см. (Можно, конечно, немного другой, или если нет цельного - несколько магнитов).
- Железный корпус по размер магнита, так называемая ванночка.
- Полиэтилен
- Пластмассовый корпус, в который будет помещено устройство.
- Провод, выходящий из звукоснимателя (двужильный) и джек (моно или стерео, мини и т.д.).
- Теперь приступим к делу. Если у вас несколько магнитов, берем их и соединяем так, чтобы отталкивались. Запикиваем их в железную ванночку и обматываем её

полиэтиленом, оставляя железные концы. (В центре у нас полиэтилен, а по краям - железка). Берём провод (проволоку). Припаиваем один конец к краю ванночки и начинаем мотать. Мотаем час. Мотаем два. Домотали до состояния 2.5 мм. Ну это уже более-менее. Теперь припаиваем второй конец к проводу, который выходит из звукоснимателя, вторую жилку припаиваем к ванночке. Выводим из звукоснимателя. Подключем к джеку. Пробуем.

• В звукоснимателе науки никакой нет. Чем больше витков - тем лучше. Но не переусердствуйте, потому как слишком много витков могут вызвать побочные шумы.

Литература

1. К. В. Завадский. Самоучитель игры на электрогитаре. – Минск: Тэхналогія, 2004, 24с.

УДК 621.31.614.84

Молниезащита

Денисов Е.И., Ковалев П.С., Красовская В.А., Маевский А.В.
Научный руководитель — ассистент, Счастливая Е.С.

Термины и определения

Удар молнии в землю — электрический разряд атмосферного происхождения между грозовым облаком и землей, состоящий из одного или нескольких импульсов тока.

Точка поражения — точка, в которой молния соприкасается с землей, зданием или устройством молниезащиты. Удар молнии может иметь несколько точек поражения.

Защищаемый объект — здание или сооружение, их часть или пространство, для которых выполнена молниезащита, отвечающая требованиям настоящего норматива.

Обычные объекты — жилые и административные строения, а также здания и сооружения, высотой не более 60 м, предназначенные для торговли, промышленного производства, сельского хозяйства.

Устройство молниезащиты — система, позволяющая защитить здание или сооружение от воздействий молнии. Она включает в себя внешние (снаружи здания или сооружения) и внутренние (внутри здания или сооружения) устройства. В частных случаях молниезащита может содержать только внешние или только внутренние устройства.

Устройства защиты от прямых ударов молнии (молниеотводы) — комплекс, состоящий из молниеприемников, токоотводов и заземлителей. I

Устройства защиты от вторичных воздействий молнии — устройства, ограничивающие воздействия электрического и магнитного полей молнии. I

Устройства для выравнивания потенциалов — элементы устройств защиты, ограничивающие разность потенциалов, обусловленную растеканием тока молнии.

Молниеприемник — часть молниеотвода, предназначенная для перехвата молний.

Токоотвод (спуск) — часть молниеотвода, предназначенная для отвода тока молнии от молниеприемника к заземлителю.

Заземляющее устройство — совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель — проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду. Заземляющий контур — заземляющий проводник в виде замкнутой петли вокруг здания в земле или на ее поверхности.

Сопrotивление заземляющего устройства — отношение напряжения на заземляющем устройстве к току, стекающему с заземлителя в землю.

Напряжение на заземляющем устройстве — напряжение, возникающее при стекании тока с заземлителя в землю между точкой ввода тока в заземлитель и зоной нулевого потенциала.

Соединенная между собой металлическая арматура — арматура железобетонных конструкций здания (сооружения), которая обеспечивает электрическую непрерывность.

Опасное искрение - недопустимый электрический разряд внутри защищаемого объекта, вызванный ударом молнии.

Безопасное расстояние — минимальное расстояние между двумя, проводящими элементами вне или внутри защищаемого объекта, при котором между ними не может произойти опасного искрения.

Устройство защиты от перенапряжений - устройство, предназначенное для ограничения перенапряжений между элементами защищаемого объекта (например, разрядник, нелинейный ограничитель перенапряжений или иное защитное устройство).

Отдельно стоящий молниеотвод — молниеотвод, молниеприемники и токоотводы которого расположены таким образом, чтобы путь то молнии не имел контакта с защищаемым объектом.

Молниеотвод, установленный на защищаемом объекте — молниеотвод, молниеприемники и токоотводы которого расположены таким образом, что часть тока молнии может растекаться через защищаемый объект или его заземлитель.

Зона защиты молниеотвода — пространство в окрестности молниеотвода заданной геометрии, отличающееся тем, что вероятность удара молнии в объект, целиком размещенный в его объеме, не превышает заданной величины.

Допустимая вероятность прорыва молнии — предельно допустимая вероятность P удара молнии в объект, защищаемый молниеотводами.

Надежность защиты определяется как $1 - P$.

Промышленные коммуникации — кабельные линии (силовые, ин формационные, измерительные, управления, связи и сигнализации), проводящие трубопроводы, непроводящие трубопроводы с внутренней проводящей средой.

Непосредственное опасное воздействие молнии — это пожары, механические повреждения, травмы людей и животных, а также повреждения электрического электронного оборудования.

Прямой удар молнии (поражение молнией) — непосредственный контакт канала молнии со зданием или сооружением, сопровождающимся протеканием через него тока молнии.

Вторичное проявление молнии — наведение потенциалов на металлических элементах конструкции, оборудования, в незамкнутых металлических контурах, вызванное близкими разрядами молнии и создающее опасность искрения внутри защищаемого объекта.

Занос высокого потенциала — перенесение в защищаемое здание или сооружение по протяженным металлическим коммуникациям (подземным, наземным и надземным трубопроводам, кабелям и т.п.) электрических потенциалов, возникающих при прямых и близких ударах молнии и создающих опасность искрения внутри защищаемого

Молниеотвод — устройство, воспринимающее удар молнии и отправляющее ее ток в землю.

В общем случае молниеотвод состоит из опоры; молниеприемника, непосредственно воспринимающего удар молнии; токоотвода, по которому ток молнии передается в землю; заземлителя, обеспечивающего растекание тока молнии в земле.

Зона защиты молниеотвода — пространство, внутри которого здание или сооружение защищено от прямых ударов молнии с надежностью не ниже определенного значения.

Конструктивно молниеотводы разделяются на следующие виды
 стержневые — с вертикальным расположением молниеприемника;
 тросовые (протяженные) — с горизонтальным расположением молниеприемника, закрепленного на двух заземленных опорах;

сетка — многократные горизонтальные молниеприёмники, пересекающие под прямым углом и укладываемые на защищаемого объекта.

Отдельно стоящие молниеотводы — это те, опоры которых установлены на земле на некотором удалении от защищаемого объекта

Одиночный молниеотвод — это единичная конструкция стержневого или тросового молниеотвода.

Двойной (многократный) молниеотвод — это два (или более) стержневых или тросовых молниеотвода, образующих общую зону защиты.

Заземлитель молниезащиты — один или несколько заглубленных в землю проводников, предназначенных для отвода в землю токов молнии или ограничения перенапряжений, возникающих на металлических корпусах, оборудовании, коммуникациях при близких разрывах молнии. Заземлители делятся на естественные и искусственные.

Естественные заземлители — заглубленные в землю металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений.

Искусственные заземлители — специально продолженные в земле контуры из полосовой или круглой стали; сосредоточенные конструкции, состоящие из вертикальных и горизонтальных проводников.

Состав системы молниезащиты

Система молниезащиты предназначена для защиты от прямого удара молнии, грозовых и коммутационных перенапряжений в сетях обычно в состав системы молниезащиты входят:

- молниеприемник — для приема прямого удара молнии;
- токоотводы — для отвода тока молнии к заземлению;
- заземляющее устройство — для распределения энергии молнии земле, обеспечения безопасных режимов работы электросетей;
- система уравнивания потенциала — для ликвидации разности потенциалов между проводящими частями здания, электроустановке заземлений;
- оборудование защиты от перенапряжений — для ограничения им пульсов перенапряжения в электроустановках телекоммуникационных и электронных системах.

Основной задачей системы молниезащиты является улавливание всех попадающих в здание молний. Её работу можно разделить на три виновных процесса — улавливание молнии в месте попадания, токоотвод в грунт и заземление. При этом очень важно избежать тепловых, механических или электрических побочных эффектов, так как это может привести к повреждению конструкции защищаемого объекта и к возникновению опасного для людей контактного или шагового напряжения внутри здания. Система молниезащиты состоит из внешней и внутренней молниезащиты.

Молниеприемник и токоотводы. Это организованная по определенным правилам система молниеприемных проводников. Молниеприемные проводники прокладываются по конькам, ребрам и кантам кровли. С проводниками соединяются молниеприемные стержни, установленные на выступающих частях кровли (кровельные шахты и т.п.). Молниеприемные проводники токоотводы и стержни крепятся на кровле, стенах и строительных инструкциях зданий различными держателями специального назначения. В узлах соединений применяются специальные клеммы и соединители.

Заземляющее устройство. По условиям объекта заземляющее устройство может быть различного типа и исполнения: круглые и плоские заземляющие проводники, заземлители. Предпочтение отдается естественным заземлителям, в т.ч. заложенным в общестроительной конструкции.

Система уравнивания потенциала. Выполнение системы уравнивания потенциалов предусматривает соединение всех подлежащих заземлению проводников и металлических конструкций между собой и заземлением. Система уравнивания потенциалов комплектуется шинами, соединительными клеммами, хомутами и т.п.

Оборудование защиты от перенапряжений. Это включенные по специальным правилам разрядники, ограничители перенапряжения для защиты различных электрических и телекоммуникационных сетей, электрооборудования и электронных притворов.

Комплексная молниезащита (внешняя и внутренняя) обеспечивает I высокий уровень безопасности домов и сооружений, надежность и безопасность электроустановок зданий. Позволяет выполнить молниезащиту с сохранением архитектурной индивидуальности. Применяется на любых зданиях. Такая

молниезащита реализуется на любой стадии строительства здания. Комплектуется из элементов заводской готовности, обеспечивающих минимальный срок и технологичность реализации. Изготавливается из антикоррозионных материалов, гарантирующих длительный срок эксплуатации.

Литература

1. В.Д. Толмачев, С.В. Соловьев. Молниезащита. – М.: МИЭЭ, 2005, 148 с.

СЕКЦИЯ 7 ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ИНВЕСТИЦИОННЫЙ КЛИМАТ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Козлова Е.И.

Научный руководитель Кравчук Е.А., старший преподаватель

ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИЙ КАК ФАКТОР СНИЖЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОДУКЦИИ НА ОАО «БЕЛШИНА»

Ищенко М. А.

Научный руководитель Манцерова Т.Ф., к.э.н., доцент

О РАЗРАБОТКЕ ТРЕБОВАНИЙ К БЛОК СТАНЦИЯМ СУБЪЕКТОВ ХОЗЯЙСТВОВАНИЯ

Солодухо И. В.

Научный руководитель Лимонов А.И., к.э.н., доцент

О РАЗРАБОТКЕ НОРМАТИВОВ КОМПЛЕКТОВАНИЯ ФИЛИАЛОВ «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ» АВТОТРАКТОРНОЙ ТЕХНИКОЙ.

Недвецкая Е.И.

Научный руководитель ЛИМОНОВ А.И., к.э.н., доцент.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ФАКТОРИНГОВЫХ ОПЕРАЦИЙ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Иноземцева И.В.

Научный руководитель Манцерова Т.Ф., к.э.н., доцент

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СТОИМОСТИ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ ОТ ВНЕДРЕНИЯ РЕСУРСО – И ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ НА РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ПРОДУКЦИИ

Селезнева А.Н. – магистрант

Научный руководитель Манцерова Т.Ф. к.э.н., доцент

НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА, СТИМУЛИРУЮЩАЯ РАЗВИТИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В БЕЛАРУСИ

Бальцевич С.В.

Научный руководитель Манцерова Т.Ф., к.э.н., доцент

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОБОБЩАЮЩЕГО ПОКАЗАТЕЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЭР В СИСТЕМЕ КОНЦЕРНА «БЕЛЭНЕРГО»

Куксов А.С.

Научный руководитель Нагорнов В.Н, к.э.н., доцент

НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В БЕЛАРУСИ

Иноземцева И.В.

Научный руководитель Нагорнов В.Н., к.э.н., доцент

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БЕЛОРУССКИХ БУРЫХ УГЛЕЙ

КУКСОВ А.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ НАГОРНОВ В.Н., К.Э.Н., ДОЦЕНТ

ЭНЕРГИЯ МУСОРА

ЧЕРКАСОВА О.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ НАГОРНОВ В.Н., К.Э.Н., ДОЦЕНТ

ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

СМИРНОВА А.Т.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ НАГОРНОВ В.Н., К.Э.Н., ДОЦЕНТ

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЙ ДОМ: БЕЛОРУССКАЯ ПРАКТИКА

ПРОХОРЧИК Т.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ НАГОРНОВ В.Н., К.Э.Н., ДОЦЕНТ

РАПС – ТОПЛИВО БУДУЩЕГО

ШПИЛЕВСКАЯ М.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ НАГОРНОВ В.Н., К.Э.Н., ДОЦЕНТ

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БИОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

ИГНАТЮК А.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ НАГОРНОВ В.Н., К.Э.Н., ДОЦЕНТ.

РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В БЕЛАРУСИ

НЕКРАШ И.И.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ НАГОРНОВ В.Н., К.Э.Н., ДОЦЕНТ.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВОК КОГЕНЕРАЦИОННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

СУДИЛОВСКАЯ В.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ: НАГОРНОВ В.Н., К.Э.Н., ДОЦЕНТ.

ДОБРОВОЛЬНОЕ СТРАХОВАНИЕ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

РЕПЕЦКАЯ О.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ МАГИСТР ЭКОНОМИЧЕСКИХ НАУК, ПРЕПОДАВАТЕЛЬ

КЛИМКОВИЧ Н.И.

О МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВАХ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СООРУЖЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГОУСТАНОВОК

СОБОЛЬ А.Ю.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ ПАДАЛКО Л.П., Д.Э.Н., ПРОФЕССОР

ОСОБЕННОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ САМОУПРАВЛЯЕМЫХ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ ОБЪЕДИНЕНИЙ ОЦЕНЩИКОВ

САЕНКОВ П.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ МАГИСТР ЭКОНОМИЧЕСКИХ НАУК, ПРЕПОДАВАТЕЛЬ

КЛИМКОВИЧ Н.И.

РОЛЬ ЦЕНТРОВ ФИНАНСОВОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ В УПРАВЛЕНИИ ОРГАНИЗАЦИЕЙ

МАГИСТР ЭКОНОМИЧЕСКИХ НАУК, ПРЕПОДАВАТЕЛЬ КЛИМКОВИЧ Н.И.

**СИСТЕМА МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА КАК СОСТАВЛЯЮЩАЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ**

МАГИСТР ЭКОНОМИЧЕСКИХ НАУК, ПРЕПОДАВАТЕЛЬ Климкович Н.И.

**ПРАКТИКА СТРАХОВАНИЯ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСКИХ РИСКОВ В
РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ**

ШКУРАТОВА И.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ МАГИСТР ЭКОНОМИЧЕСКИХ НАУК, ПРЕПОДАВАТЕЛЬ
Климкович Н.И.

УДК 620.9

Инвестиционный климат в Республике Беларусь

Козлова Е.И.

Научный руководитель Кравчук Е.А., старший преподаватель

Важнейшим направлением государственной экономической политики нашей страны является создание благоприятного инвестиционного климата для привлечения и эффективного использования иностранных инвестиций.

Беларусь предлагает потенциальным инвесторам такие свои основные преимущества, как выгодное географическое расположение в центре Европы, благоприятные природно-климатические условия, политическую и социальную стабильность, макроэкономическую стабилизацию, квалифицированные и относительно дешевые трудовые ресурсы, высокий научно-технический и промышленный потенциал, емкий внутренний рынок, законодательное и организационное обеспечение инвестиционного процесса.

В Беларуси действует около 3 тыс. компаний, созданных с участием инвесторов из 77 стран мира. Наиболее привлекательными отраслями для зарубежных инвесторов в республике являются: машиностроение и металлообработка, легкая, химическая и нефтехимическая, деревообрабатывающая, пищевая промышленность, а также торговля, связь, транспорт и медицина.

В рамках достижения вхождения Беларуси в число тридцати стран мира с наиболее благоприятными условиями ведения бизнеса правительством проводится работа по совершенствованию законодательства, регулирующего вопросы создания благоприятной деловой среды, инвестиционной и инновационной, бюджетно-налоговой и ценовой политики, управления государственным имуществом, развития финансового рынка и внешней торговли.

Одним из направлений решения поставленных задач является стимулирование инвестиционной деятельности. В связи с этим можно отметить, что рост инвестиционной активности зарубежных инвесторов связан, в том числе и с выстраиваемой в нашей стране системой формирования благоприятных условий для осуществления инвестиционной деятельности.

В частности, в республике созданы и функционируют территории с особыми преференциальными режимами. Это шесть свободных экономических зон, Парк высоких технологий, населенные пункты с численностью населения до 50 тыс. человек.

Для инвесторов здесь существуют особый режим налогообложения (например, они освобождаются от уплаты налога на прибыль в первые годы реализации инвестиционного проекта, а также от ряда других налогов, сборов, отчислений), таможенные льготы (освобождаются от уплаты таможенных пошлин и налога на добавленную стоимость при ввозе товаров), особые условия валютного регулирования (освобождаются от обязательной продажи части валютной выручки). Законодательством предусмотрены и иные виды преференций.

Однако крупный транснациональный бизнес льготными условиями не привлечь. Серьезные международные компании скрупулезно относятся к масштабным капиталовложениям и определяют свои инвестиционные программы с учетом долгосрочных перспектив. Для привлечения крупного бизнеса необходимы стабильные условия хозяйствования, в которых определены концептуальные основы развития экономики, четко установлены правила игры, а государство контролирует их безусловное соблюдение.

Поэтому акценты в инвестиционной политике постепенно смещаются от создания системы преференциальных режимов к созданию универсальных благоприятных

общеэкономических условий, определяющих привлекательность инвестиционной среды. В связи с этим, стабильная внутривнутриполитическая обстановка, отсутствие конфликтов межнационального или религиозного характера делают страну все более привлекательной для крупных инвесторов.

Наряду с совершенствованием законодательства в Беларуси проводится активная деятельность по формированию положительного имиджа республики за рубежом. Для этого создан Национальный инвестиционный сайт и сайт Минэкономики, на которых размещена информация об инвестиционных проектах белорусских организаций, предлагаемых для совместной реализации. В целях ознакомления потенциальных инвесторов с инвестиционными проектами белорусских предприятий, а также с экономическими и юридическими условиями инвестиционного процесса под эгидой правительства проводятся международные инвестиционные конференции, как в республике, так и за ее пределами.

Сегодня одним из крупнейших инвестиционных проектов в Беларуси с участием иностранного капитала является Velcom. Общий объем инвестиций в строительство сети Velcom на сегодня составили \$ 280 миллионов.

Причем вложения от года к году растут. Немаловажно, что иностранный инвестор не только вкладывает значительные средства в развитие экономики республики, но и приходит с новейшими технологиями. При реализации столь значимых проектов государство получает также большие средства в виде налогов и таможенных платежей более \$30 миллионов. Кроме того, Velcom регулярно выплачивает дивиденды учредителям, причем белорусской стороне принадлежит 51% голосов в управлении предприятием и распределении прибыли.

Таблица 1. Крупнейшие инвестиционные проекты

Газопровод «Ямал-Западная Европа»	\$ 396,3 млн
МТС	\$ 215 млн.
Coca-Cola	\$ 70 млн.
«Санта-Бремор»	\$ 6,5 млн.

Беларусь успешно сотрудничает с известнейшими транснациональными корпорациями. Созданы совместные предприятия с немецким концерном «МАН» (выпуск легковой и грузовой автомобильной техники), компанией «Карл Цейсс» (производство оптических изделий), а также иностранные предприятия – «Рестораны МакДональдс» (производство безалкогольных напитков и общественное питание), «Уномедикал» (производство одноразовых медицинских изделий), «Чесс-Бел» (переработка нефтепродуктов), «Фрезениус» (выпуск медицинского оборудования) и др.

Успешно реализуются проекты с привлечением иностранного капитала на ОАО «Могилевхимволокно», СЗАО «Белорусская пивоваренная компания «Сябар», строительство приграничного таможенного терминала «Козловичи – 2».

Таблица 2. Крупнейшие инвесторы

Россия	\$1109,3 млн.
Швейцария	\$674,37млн.
Соединенное Королевство	\$474,67 млн.
Австрия	\$357,6 млн.
Кипр	\$261,97 млн.
Германия	\$49,6 млн.

Таким образом, можно сделать вывод, что за последние несколько лет инвестиционный климат Беларуси значительно улучшился, что помогло сделать рынок нашей страны экономически привлекательней для зарубежных компаний.

Литература

1. Албегова И.М., Емцов Р.Г., Хлопов А.В. Государственная экономическая политика: опыт перехода к рынку. под ред. Сидоровича А.В. – М.: Дело и Сервис, 1998
2. Мойсейчик Г. «Инвестиционный кризис в Республике Беларусь. Стратегия выхода с точки зрения развития институтов финансовой системы» - Белорусский экономический журнал №2, 2002
3. Национальная Экономическая Газета – www.neg.by (доступ 12.03.2009)

УДК 621.31

Внедрение инноваций как фактор снижения себестоимости продукции на ОАО «Белшина»

Ищенко М. А.

Научный руководитель Манцера Т.Ф., к.э.н., доцент

Исходя из требований современного рынка завод массовых шин ОАО «Белшина» в ближайшее время планирует освоить производство различных шин нового поколения, в частности, в ближайшее время, планируется освоение выпуска радиальных цельнометаллокордных (ЦМК) шин с посадочным диаметром 17,5", 19,5" и 22,5", под осевую нагрузку 3800 - 4000 кг. с максимальной скоростью эксплуатации до 130 км/час.

Освоение производства шин современной конструкции, позволит расширить номенклатуру продукции за счет выпуска новых типов изделий, выйти на новые рынки сбыта продукции, значительно улучшить качество выпускаемой продукции, и тем самым повысить ее конкурентоспособность.

По техническим характеристикам новый тип шин будет относиться к числу наиболее прогрессивных изделий данного типа не только в республике, но и за рубежом.

Разработанные инженерным центром ОАО «Белшина» новейшие конструкции шин могут быть реализованы только на современном высокопроизводительном оборудовании, так как применяемые технология и организация производства шин на предприятии по многим важным аспектам устарели и не соответствуют современной рыночной конъюнктуре по мобильности, уровню материальных и энергетических затрат, производительности труда. Действующее на предприятии технологическое оборудование не позволяет производить шины нового поколения.

Внедрение проекта позволит увеличить производственные мощности по выпуску грузовых ЦМК шин до 250 тыс. шт. в год. При этом в результате технического перевооружения производственные мощности изменяться не только количественно, но и качественно, что позволит изготавливать конкурентоспособную продукцию.

Сравнительная характеристика комплексов представлена в табл. 1.

Таблица 1. Сравнительная таблица основных характеристик комплексов по сборке ЦМК шин

Существующее оборудование	Предлагаемое оборудование
<ul style="list-style-type: none"> – сборка осуществляется в две стадии на 2-х комплексах, собранный каркас 1-й стадии передается на формующий барабан 2-й стадии вручную; – отсутствует необходимое количество питателей, вследствие чего все детали на обеих стадиях накладываются вручную; – невозможность агрегирования деталей является одной из причин нестабильного качества и очень высокой трудоемкости производства; – рабочие узлы агрегата (механизмы обработки борта, нож горячего реза гермослоя, узлы прикатки) не позволяют качественно выполнить необходимые технологические операции; – ручной сьем автопокрышек при весе 56-90 кг; – низкая производительность; 	<ul style="list-style-type: none"> – сборка покрышек 1-й и 2-й стадии осуществляется на одном комплексе (с использованием агрегирования деталей); – запитывание всех деталей в кассеты, осуществление их подачи из питателя и наложение происходит автоматически; – уменьшается количество обслуживающего персонала комплекса; – применяется плоская сборка, обеспечивающая высокую точность наложения агрегированных деталей за счет работы исполнительных механизмов в сочетании с контролирующими датчиками, имеющими обратную связь; – значительно повышается производительность; – осуществляется с помощью сменной оснастки выпуск ЦМК шин в бескамерном исполнении с посадочным диаметром 17,5"-24,5". – повышается точность выполняемых технологических операций сборки, независимость

<ul style="list-style-type: none"> – частые сбои в работе узлов; – отсутствует сменная оснастка, что не позволяет собирать шины с посадочным диаметром 17,5-19,5". 	<p>их от человеческого фактора;</p> <ul style="list-style-type: none"> – снижаются затраты электроэнергии на 1 автопокрышку в 7 раз (с 6,8 кВт/ч до 0,96 кВт/ч).
--	---

На основании вышеприведенных данных определим резервы снижения себестоимости продукции за счет реализации данного мероприятия. На первом этапе рассчитаем экономию затрат по оплате труда. Данная экономия будет получена по двум направлениям: во-первых, за счет уменьшения численности обслуживающего персонала, во-вторых, за счет повышения производительности труда.

Для расчета резерва снижения себестоимости по первому направлению используем формулу 1:

$$P \downarrow \Phi OT = ((m_{сб1} - m_{сб0}) \times n \times (\Phi OT_{сб} + H_{\Phi OT_{сб}})) + ((m_{n1} - m_{n0}) \times n \times (\Phi OT_n + H_{\Phi OT_n})) \quad (1)$$

где $m_{сб0}$ и $m_{сб1}$ – количество сборщиков, обслуживающих соответственно два предлагаемых и два существующих сборочных комплекса, чел.; n – количество смен, см.; $\Phi OT_{сб}$ – годовой фонд оплаты труда сборщика, млн. руб.; $H_{\Phi OT_{сб}}$ – сумма налогов начисляемых на фонд заработной платы сборщика, млн. руб.; m_{n0} и m_{n1} – количество перезарядчиков, обслуживающих соответственно два предлагаемых и два существующих сборочных комплекса, чел.; ΦOT_n – годовой фонд оплаты труда перезарядчика, млн. руб.; $H_{\Phi OT_n}$ – сумма налогов начисляемых на фонд заработной платы перезарядчика, млн. руб.

Таким образом:

$$P \downarrow \Phi OT = ((4 - 6)) \times 3 \times (13,2 + 5,148) + ((1 - 2) \times 3 \times (9,6 + 3,744)) = 150,1 \text{ млн.руб.}$$

Для расчета резерва снижения себестоимости по второму направлению используем формулу 2.

$$P \downarrow ЗП = (UTE_1 - UTE_0) \times OT_{nl} \times VB_{nl} \quad (2)$$

где UTE_1 и UTE_2 – трудоемкость изготовления одной ЦМК шины, ч.; OT_{nl} – планируемый уровень среднечасовой оплаты труда, тыс. руб.; VB_{nl} – количество планируемых к выпуску изделий, тыс.шт.

Тогда:

$$P \downarrow ЗП = (0,099 - 0,142) \times 5,72 \times 250 = 61,5 \text{ млн.руб.}$$

На втором этапе рассчитаем экономию от снижения затрат на электроэнергию для чего используем формулу 3:

$$P \downarrow ЭЗ = (UP_{э1} - UP_{э0}) \times VB_{nl} \times Ц_э \quad (3)$$

где $UP_{э1}$ и $UP_{э0}$ – расход электроэнергии на единицу продукции соответственно до и после внедрения мероприятия, кВт/ч; $Ц_э$ – плановая стоимость 1 кВт/ч, тыс. руб.

Следовательно, резерв снижения себестоимости продукции по данной статье затрат составит:

$$P \downarrow ЗЭ = (0,96 - 6,8) \times 250 \times 0,2 = 292,0 \text{ млн.руб.}$$

Кроме вышеперечисленных резервов экономия при установке нового оборудования будет получена за счет снижения количества потребляемого сырья и материалов на 5%, так как высокий уровень автоматизации и возможность применения плоского способа сборки уменьшит количество отходов полуфабрикатов. Снижение затрат на потребляемое сырье и материалы определим по формуле 4:

$$P \downarrow СМ = (Зсм1 - Зсм0) \times VB_{nl} \quad (4)$$

где $Зсм1$ и $Зсм0$ – планируемый уровень затрат на сырье и материалы до и после внедрения мероприятия, тыс. руб.

Следовательно, резерв снижения себестоимости по данной статье:

$$P \downarrow СМ = (273,79 - 288,21) \times 250 = 3605,0 \text{ млн.руб.}$$

Так как проведение данного мероприятия позволит увеличить выпуск продукции, то в качестве результатов от внедрения предприятием будет получена экономия за счет сокращения условно-постоянных расходов.

Для определения относительной экономии условно-постоянных расходов используем формулу 5:

$$\Delta \mathcal{E}_y = \left(1 - \frac{I_1}{I_2}\right) \times Y_6 \quad (5)$$

где I_1 – индекс изменения условно-постоянных затрат; I_2 – индекс изменения объема производства; Y_6 – удельный вес условно-постоянных затрат в издержках, %.

Зная, что индекс изменения условно-постоянных затрат равен 1, индекс изменения объема производства 1,30 (проведение мероприятия позволит увеличить выпуск цельнометаллокордных шин на 30%), а удельный вес постоянных затрат в издержках предприятия планируется на уровне 22,0 % рассчитаем относительную экономию условно-постоянных расходов.

$$\Delta \mathcal{E}_y = \left(1 - \frac{1}{1,3}\right) \times 0,22 \times 100\% = 5,1\%$$

Для определения резервов сокращения затрат за счет уменьшения условно-постоянных расходов необходимо использовать формулу 6:

$$P \downarrow Z_{y-n} = \frac{\Delta \mathcal{E}_y}{100} \times C_{mn} \quad (6)$$

где $\Delta \mathcal{E}_y$ – относительная экономия на постоянных расходах, %; C_{mn} – себестоимость товарной продукции (ЦМК шин), млн. руб.

Используя данные о себестоимости товарной продукции, определим абсолютную экономию.

$$P \downarrow Z_{y-n} = \frac{5,1}{100} \times 71752 = 3659,5 \text{ млн.руб.}$$

Для определения общей суммы резервов сокращения затрат составим табл. 2.

Таблица 2. Расчет общей суммы резервов сокращения затрат

Резервы сокращения затрат	Сумма, млн. руб.
Уменьшение затрат по оплате труда	211,6
Уменьшение количества потребляемой электроэнергии	292,0
Снижение затрат на потребляемое сырье и материалы	3605,0
Рост объема производства	3659,4
Общая сумма резервов	7768,0

Увеличение объемов производства повлечет за собой дополнительные затраты на освоение резервов увеличения производства продукции. В нашем случае их сумма составит 21607,5 млн. руб. ($75 \text{ тыс.шт.} \times 288,1 \text{ тыс.руб.}$).

На основании выше произведенных расчетов определим резерв снижения единицы продукции:

$$P \downarrow C = \frac{71752 - 7768 + 21607,5}{175 + 75} - \frac{71752}{175} = 342,37 - 410,01 = 67,64 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, проведение данного мероприятия позволит уменьшить себестоимость условной единицы цельнометаллокордной шины на 67,64 тыс. руб.

УДК 620.9

О разработке требований к блок станциям субъектов хозяйствования

Солодухо И. В.

Научный руководитель Лимонов А.И., к.э.н., доцент

По данным ГПО «Белэнерго» суммарная установленная мощность оборудования блок станций (более 100 генерирующих установок, принадлежащих 54 юридическим лицам) составляет 302,11 МВт (в декабре 2007 г. – 245,23 МВт). В дни контрольных замеров (декабрь 2008 г.) суммарная генерация блок станций была на уровне 200 МВт. При этом, в ночные часы выдача в сеть мощности от блок станций за год возросла с 20 МВт до 50 МВт, в то время как ТЭЦ энергосистемы вынужденно разгружались для прохождения ночного минимума энергосистемы. Перерасход топлива на станциях энергосистемы при замещении собственной выработки покупкой электроэнергии от блок станций, использующих в качестве топлива природный газ и продукты перегонки нефти, составляет от 0.3 до 1.2 г.у.т./кВтч в зависимости от режимов работы оборудования. В результате по итогам работы в 2008 году перерасход затрат Белорусской энергосистемы от покупки электроэнергии от объектов энергетики не относящихся к нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии составил более 20 млрд. рублей. В РУП-облэнерго имеется информация о 146 юридических лицах получивших технические условия на сооружение блок станций суммарной установленной мощностью 519 МВт дополнительно к существующим. В результате суммарная установленная мощность блок станций субъектов хозяйствования потенциально может возрасти с 3.5% до более чем 10%, от суммарной установленной мощности Белорусской энергосистемы. Это значительно усилит негативное их влияние на работу энергосистемы.

Для решения комплекса организационных, экономических и технических проблем, обусловленных наличием значительного количества блок станций, подключенных к энергосистеме и работающих параллельно с генерирующим оборудованием Белорусской энергосистемы, разработано положение о требованиях к блок станциям субъектов хозяйствования. В положении конкретизированы критерии отнесения блок станций к объектам малой и нетрадиционной энергетики [1], на которые в соответствии с постановлением министерства экономики РБ №91 от 31.05.2006г. распространяются льготы по формированию тарифов на электроэнергию, продаваемую в Белорусскую энергосистему. Определен порядок выдачи технических условий на сооружение блок станций, который включает основные технические требования к оборудованию блок станций, к измерению и учету электроэнергии, к аварийной и предупредительной сигнализации, к собственным нуждам электроэнергии, требования к качеству электроэнергии. Предусмотрены схемы подключения блок станций и порядок их включения в сеть энергосистемы, который конкретизируется дополнительным положением о взаимоотношениях персонала блок станций и оперативного персонала энергосистемы. Отдельно рассмотрены договорные отношения владельцев блок станций с энергосистемой, в которых в качестве основных проблем выделены: 1) неконтролируемая в ряде случаев выдача неостребованной мощности в энергосистему в ночные часы суток; 2) необходимость поддержания энергосистемой горячего резерва мощности, компенсирующего возможное прекращение поставок электроэнергии от блок станций; 3) недостаточность в настоящее время реальных рычагов воздействия со стороны энергосистемы на владельцев блок станций; 4) несогласованность положений существующей нормативной базы, касающихся взаимных расчетов энергоснабжающей организации и владельцев блок станций, осуществляющих как поставку, так и потребление

электроэнергии; 5) отсутствие дифференциации тарифов на вырабатываемую блок станциями электроэнергию и пр.

Положение оформлено и в течение 2009 года, после апробации в РУП-облэнерго, должно быть утверждено в виде стандарта предприятия ГПО «Белэнерго».

Литература

1. Постановление СМ РБ №400 от 24.04.1997 г.

УДК 621.311.1

О разработке нормативов комплектования филиалов «Электрические сети» автотракторной техникой.

Недвецкая Е.И.

Научный руководитель ЛИМОНОВ А.И., к.э.н., доцент.

На балансе филиалов «Электрические сети» ГПО «Белэнерго» имеется около 5000 автотранспортных средств (свыше 60% от общего количества в ГПО «Белэнерго») и это превышает уровень нормативной оснащенности аналогичных подразделений в Российской Федерации (также как и в СССР) на 26% (автомобили на 19%, трактора на 64%). При этом оснащенность филиалов электрических сетей по энергосистемам находится в диапазоне от 90% от среднего уровня (РУП «Могилевэнерго» и «Брестэнерго») до 112% (РУП «Гомельэнерго»). По филиалам различие в оснащенности еще значительней – от 67% (Оршанские ЭС) до 144% (Мозырские ЭС) от среднего уровня. Так как электроэнергетика является естественной монополией, то использование ресурсов для ее функционирования должно нормироваться.

По заданию ГПО «Белэнерго» разработаны нормативы для определения потребности и комплектования филиалов «Электрические сети» автотракторной техникой, механизмами и специальным инструментом для механизации работ по ремонту, техническому и оперативному обслуживанию энергетического оборудования.

В соответствии с технологическими особенностями эксплуатации электроустановок и оборудования электрических сетей, организацией их обслуживания и структурой управления оснащение филиалов «Электрические сети» автотракторной техникой, механизмами и специальным инструментом дифференцировано по трем группам объектов электрических сетей:

1) для ремонта, технического и оперативного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением свыше 35 кВ;

2) для ремонта, технического и оперативного обслуживания подстанций напряжением 35-750 кВ;

3) для ремонта, технического и оперативного обслуживания распределительных сетей – воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0.4-10 кВ, в том числе трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ.

Расчетная потребность определяется как произведение соответствующего норматива данного вида техники на объем работ, выраженный в 1000 условных единиц трудоемкости обслуживания перечисленного выше оборудования. Нормативная потребность в технике филиалов, выполняющих сбытовые функции, определяется дополнительно, исходя из количества обслуживаемых абонентов. Нормативы разработаны для средних условий эксплуатации. Для определения нормативного количества машин и механизмов для обслуживания электрических сетей филиалов, имеющих отклонения от средних условий эксплуатации, применяются поправочные коэффициенты, учитывающие степень износа энергетического оборудования и условия прохождения трасс высоковольтных линий (ВЛ) напряжением 0.4-10 кВ и 35-750 кВ, соответственно, по землям лесного фонда. Коэффициенты предназначены для корректировки нормативов приведенных к 1000 у.е. ВЛ (трансформаторных подстанций (ТП)) напряжением 0.4-10 кВ и ВЛ напряжением 35-750 кВ. Приводимая номенклатура учитывает основные виды автотранспортных средств без указания конкретных типов (марок, моделей), что дает возможность свободного их выбора в зависимости от состава электроустановок, оборудования, производимых работ и условий эксплуатации.

Нормативы предназначены для формирования парка автотракторной техники, механизмов и специального инструмента, а также могут быть использованы для определения нормативной численности персонала по техническому обслуживанию и ремонту средств механизации и транспорта в филиалах “Электрических сети” ГПО “Белэнерго”.

Нормативы оформлены в виде стандарта предприятия (СТП 09110.01.000-08) и утверждены указанием ГПО “Белэнерго” №56 от 26.11.2008 года.

Литература

1. Стандарт предприятия (СТП 09110.01.000-08) ГПО “Белэнерго” №56 от 26.11.2008г.

УДК 336.77

Состояние и перспективы развития факторинговых операций в Республике Беларусь

Иноземцева И.В.

Научный руководитель Манцерова Т.Ф., к.э.н., доцент

Факторинг (от англ. factor – посредник) – это покупка факторинговой компанией и продажа клиентом своих долгов на продолжительный срок для текущего финансирования. Факторинговая компания занимается ведением дел клиента по этим долгам. В частности, она взимает деньги с его заказчиков, посылает клиенту ежедневные отчеты о суммах, которые выплачены, баланс вложенных в долги денег, суммы еще не оплаченных долгов. В договоре факторинговая компания может взять на себя в оговоренных пределах риск на тот случай, если должники (заказчики клиента) не выплатят долги. Здесь особо следует отметить, что этот вид финансовых услуг имеет мало общего с взысканием долгов. Его главная задача - дать немедленные дополнительные финансы, а не выслеживать должников. Общепринятой практикой является немедленная выплата 80 процентов от общей суммы долгов и 20 процентов позднее. Рынок факторинговых услуг в Республике Беларусь начал развиваться сравнительно недавно. В национальном законодательстве факторинговые операции закреплены в 1995г. (Порядок проведения факторинговых операций в Республике Беларусь от 18.09.95г. №605). Однако в настоящее время в Республике Беларусь сложились предпосылки для интенсивного развития рынка факторинговых услуг. Многие предприятия, поставляющие товары или предоставляющие услуги, обычно при планировании величины средств в обороте предполагают некоторые задержки в оплате со стороны покупателей, но когда фактические показатели оказываются хуже, чем предполагалось, их производственная деятельность начинает разваливаться.

Белорусские банки столкнулись с полным отсутствием практического опыта в данной области, научной и методической литературы, невозможностью доступа к современным факторинговым технологиям, широко используемым в странах с развитой рыночной экономикой. Эти факторы привели к неправильному пониманию экономической сущности факторинга и к низкому качеству факторинговых услуг, которые предлагали отечественные банки. В основном факторинговые операции сводились к краткосрочному банковскому кредитованию или, в отдельных случаях, к дисконтным операциям. Согласно Банковскому кодексу Республики Беларусь (далее БК) по договору финансирования под уступку денежного требования (факторинга) одна сторона (фактор) обязуется другой стороне (кредитору) вступить в денежное обязательство между кредитором и должником на стороне кредитора путем выплаты кредитору суммы денежного обязательства должника с дисконтом. Под дисконтом понимается разница между суммой денежного обязательства должника и суммой, выплачиваемой фактором кредитору. В настоящее время при осуществлении факторинговых операций отечественные предприятия и банки сталкиваются с рядом проблем, которые можно разделить на три основные группы: 1. Проблемы, связанные с несовершенным законодательным регулированием; 2. Проблемы, связанные с деятельностью отечественных предприятий; 3. Проблемы, связанные с деятельностью банков. Перечисленные проблемы привели к тому, что факторинговые операции в Республике Беларусь изначально не получили должного развития. В тоже время сегодня качественное факторинговое обслуживание может оказать реальную поддержку отечественным субъектам хозяйствования: содействовать развязке неплатежей, повышению конкурентоспособности отечественных товаров, укреплению финансового положения.

Многие белорусские предприятия испытывают дефицит оборотных средств, не позволяющий им развиваться так быстро, как хотелось бы. Решить эту проблему в некоторых случаях может факторинг. Быстро растущим компаниям, стремящимся завоевать рынок, для увеличения объемов продаж часто приходится соглашаться на поставки товаров с отсрочкой платежа. В результате у них возникает большая дебиторская задолженность, а денег для расчетов со своими поставщиками и на иные текущие нужды уже не хватает. Один из способов решения проблемы дефицита денег в этом случае — кредитование. Но многие предприятия набрали уже столько кредитов, что этот путь для них закрыт. В этом случае у них один выход — факторинг. Предприятие-поставщик продает покупателю свою продукцию с отсрочкой платежа, и, получив денежное обязательство после поставки товаров, продает его банку со скидкой. Услуга для тех, кто развивается таким образом, поставщик получает часть необходимых ему средств, покупатель — отсрочку платежа, а банк размещает деньги как бы под залог денежного обязательства. Но эта операция более рискованная, чем обычный кредит, поэтому и вознаграждение банка по факторинговым операциям, как правило, превышает проценты по кредитам. Но кроме чисто финансового результата — денег, предприятия получают и коммерческий эффект — поставщик увеличивает объем сбыта, а покупатель удовлетворяет свою потребность в получении товаров. Существуют разные виды факторинга. Если поставщик товара несет риск неоплаты денежных требований, то это факторинг с правом регресса. Если же риск неоплаты денежных требований принимает банк, то это факторинг без права регресса. Если одна из сторон в договоре факторинга является нерезидентом, то это международный факторинг, если сторонами договора факторинга являются резиденты РБ — это внутренний факторинг. Факторинг может быть скрытым, когда поставщик продает обязательство, не поставив в известность покупателя, который рассчитывается не с банком, а с поставщиком. В случае открытого факторинга покупатель знает о проведенной операции и осуществляет оплату непосредственно на счет банка. Более того, современный факторинг за рубежом — это не только покупка требования, но и оказание дополнительных услуг по управлению дебиторской задолженностью. Факторинг необходим тем компаниям, которым важно захватить рынок и опередить конкурентов. Тем предприятиям, которые боятся перевыполнить план, опасаясь его увеличения в будущем, или не знают, как взыскать безнадежные долги, это ни к чему. Факторинг — это продажа ликвидной задолженности. Факторинг позволяет некоторым компаниям добиться выдающихся результатов. В частности, московская компания “Аптека-Холдинг”, используя факторинг, за 1,5 года увеличила объем продаж в четыре раза. В Беларуси подобные примеры пока не известны, да и практика факторинга у нас существенно отличается от российской и мировой. До недавнего времени факторинг был популярен, но не в связи со свойственными ему по определению функциями, а из-за возможности получения на расчетный счет денег, которые можно было использовать на текущие нужды. Сейчас свобода предприятий по использованию получаемых кредитов значительно возросла, и необходимости в использовании факторинга для обхода ограничения при выдаче кредитов нет. В связи с этим спрос на факторинг в Беларуси упал. Белорусские банки стараются проводить факторинговые операции под залог, но если есть залог, то кредит выглядит более предпочтительной операцией. Не способствует росту популярности у банков данной операции и то, что взыскание задолженности в случае с факторингом осуществляется по четвертой группе очередности, а для кредитов — по второй. Каждый банк устанавливает собственные правила проведения факторинговых операций. Например, в Белгазпромбанке дополнительное обеспечение может не использоваться, если сумма выкупаемых требований на порядок меньше величины поступлений на расчетный счет, так как в этом случае при непоступлении средств от выкупленных требований источником

погашения задолженности будут поступления от других дебиторов. Но в этом случае Белгазпромбанк устанавливает плату за операцию на несколько процентных пунктов выше, чем при финансировании клиента под залог имущества. В случае же, если залог есть, Белгазпромбанк устанавливает вознаграждение, примерно соответствующее процентам за кредит. Плата по факторинговым операциям взимается как дисконт между суммой уступаемого требования и суммой средств, выплачиваемых банком клиенту. Сроки, на которые банк выкупает платежные требования, определяются исходя из договорных условий поставки товара и платежа за него. По словам Константина Кирьянова, начальника управления корпоративного кредитования Белгазпромбанка, обычно сроки финансирования под уступленные денежные требования при внутреннем факторинге составляют месяц-два, так как у нас редко кто отгружает товар с большей отсрочкой. При международном факторинге сроки выкупа требований бывают чуть больше. Управление дебиторской задолженностью в рамках факторинга в Белгазпромбанке практически не используется. К. Кирьянов объяснил это двумя причинами. Во-первых, сами предприятия к этому часто не готовы. Во-вторых, есть вопросы, связанные с трудоемкостью этой работы с точки зрения документооборота. Белгазпромбанк проводит в основном скрытый факторинг с правом регресса, так как оценить реальность поступления средств, не имея информации о финансово-хозяйственной деятельности покупателей, очень сложно. Кроме того, одним из условий проведения факторинга (за редким исключением) является наличие текущего счета компании, которой банк оказывает факторинговые услуги.

Следующие банки в Беларуси занимаются факторингом: Белагропромбанк, Беларусбанк, Белгазпромбанк, Абсолютбанк, Золотой Талер, Белросбанк, Банк ВТБ, Приорбанк.

Подводя итоги, можно сказать, что факторинг является сравнительно новой для нашей страны системой улучшения ликвидности и снижения финансового риска при организации платежей на современном предприятии. Благодаря факторингу предприятию создаются условия для концентрации на его основной, производственной деятельности, ускорения оборота его капитала, повышения в нем доли производственного капитала и соответственно увеличения его прибыльности. Именно эти вопросы являются на сегодняшний день приоритетными для отечественных предприятий. Однако далеко не все предприятия применяют этот метод финансового метода, что связано не только с внешними (для предприятия) проблемами, но иногда и с неосведомленностью руководителей предприятий с этой операцией. В связи с развитием и закреплением в экономике Беларуси рыночных отношений назрела настоятельная потребность в активизации деятельности законодательных органов нашей страны в области регулирования факторинговых отношений, скорейшей унификации белорусского законодательства с мировым опытом регулирования факторинга, а также внедрения собственных научных разработок в этой области. Несмотря на то, что развитие факторинга в нашей стране столкнулось с множеством проблем, в настоящее время наблюдается значительная активизация деятельности белорусских банков по оказанию факторинговых услуг субъектам хозяйствования. Все банки республики проводят факторинговые операции в том или ином объеме, однако удельный вес факторинга в их кредитных портфелях пока незначителен. Одной из причин этого является нестабильность экономической ситуации. Но по мере ослабления действия неблагоприятных экономических факторов, стабилизации экономики, вхождения Республики Беларусь в мировую экономическую систему договор факторинга получит распространение и послужит развитию рыночных отношений.

Литература:

1. Воскресенская Л. Факторинг: методика расчета экономического эффекта // Финансы. Учет. Аудит. №11 2008 г.
2. Никанорова М.Е. Рынок факторинговых услуг в Республике Беларусь: проблемы и перспективы развития // Вестник БГЭУ №6 2008 г.

УДК 621

Оценка влияния изменения стоимости основных фондов от внедрения ресурсо- и энергосберегающих технологий и оборудования на рентабельность продукции

Селезнева А.Н. – магистрант

Научный руководитель Манцерова Т.Ф. к.э.н., доцент

В Республике Беларусь активно проводится работа по снижению затрат на производство и потребление топливно-энергетических ресурсов, правовой основой для которой являются Директива Президента №3, Закон «Об энергосбережении», программы модернизации основных производственных фондов, увеличения доли использования местных видов топлива, энергосбережения.

Одной из приоритетных задач, поставленных перед министерствами и другими органами государственного управления, является создание необходимых условий для перевода экономики страны на энергосберегающий путь развития.

Наибольшие резервы экономии топливно-энергетических ресурсов на белорусских предприятиях скрыты в технологических процессах. Это связано с тем, что они обновляются в основном при полном технологическом износе оборудования. Мировая же практика показывает, что технологические процессы необходимо обновлять (в том числе через механизм ускоренной амортизации) после окончания экономического срока службы оборудования, который значительно меньше технологического.

При выборе технологических процессов наряду с экономическими, техническими и экологическими факторами следует учитывать и стоимостные. Только комплексное рассмотрение всех факторов позволяет во многих случаях правильно обосновать необходимость внедрения новых технологий, требующих, как правило, больших капитальных затрат. Поэтому следует выбирать те варианты обновления производственного оборудования, которые не приводят к ухудшению значимых финансовых показателей, таких как, например, рентабельности.

Рентабельность продукции представляет собой отношение прибыли к себестоимости продукции:

$$Re = \frac{П_1}{C_1}, \quad (1)$$

где $П_1$ и C_1 – прибыль от реализации и себестоимость реализованной продукции до изменения основных фондов соответственно.

Учитывая, что сумма прибыли и себестоимость (без учета налогов) образует цену единицы продукции, и приняв условие, что цена на продукцию постоянна в рассматриваемом периоде, рентабельность после изменения стоимостных основных фондов Re_2 будет определена:

$$Re_2 = \frac{П_2}{C_2} = \frac{П_1 - \Delta A}{C_1 + \Delta A}, \quad (2)$$

где $П_2$ и C_2 – прибыль и себестоимость продукции до и после изменения стоимости основных фондов; ΔA – сумма изменения амортизации.

На основании формулы (1) прибыль определяется произведением себестоимости и рентабельности, а себестоимость и доля изменения амортизации определена следующими выражениями:

$$C_1 = \frac{A_1}{dA_1}, \quad (3)$$

$$d_{\text{изм}} A = \frac{Re_1 - Re_2}{dA_1 \psi (Re_2 + 1)}, \quad (4)$$

где A_1 и dA_1 – соответственно величина амортизации и доля амортизации в себестоимости до изменения стоимости основных фондов; $d_{\text{изм}} A$ – доля изменения амортизации после изменения стоимости основных фондов.

На основании формул (3) и (4) зависимость (2) выразим:

$$Re_2 = \frac{Re_1 \psi \frac{A_1}{dA_1} - d_{\text{изм}} \psi A_1}{\frac{A_1}{dA_1} + d_{\text{изм}} \psi A_1} = \frac{Re_1 - d_{\text{изм}} \psi dA_1}{1 + d_{\text{изм}} \psi dA_1} \quad (5)$$

Задав значения показателя рентабельности продукции до и после изменения стоимости основных фондов, величина доли изменения стоимости основных фондов будет определена зависимостью:

$$d_{\text{изм}} A = \frac{Re_1 - Re_2}{dA_1 \psi (Re_2 + 1)} \quad (6)$$

Таким образом, используя зависимости (5) и (6) можно оценивать взаимовлияние показателя рентабельности и доли изменения стоимости основных фондов (амортизации). Это позволит субъектам хозяйствования Республики Беларусь регулировать значение этих параметров в соответствии с выбранной стратегией развития.

Литература

1. Витязь, П. Ресурсосбережение–2010: сегодня и завтра [Текст] / П.Витязь, А.Ильющенко, А.Свириденко // Наука и инновации. – 2007.– спец.выпуск.–С.49-54
2. Методика технико-экономического обоснования внедрения ресурсо- и энергосберегающих технологий и оборудования в промышленности [Текст] / Г.Я.Вагин. // Промышленная энергетика.–2005. –№6.-с.8-13.

УДК 621.31

Нормативно-правовая база, стимулирующая развитие возобновляемой энергетики в Беларуси

Бальцевич С.В.

Научный руководитель Манцерова Т.Ф., к.э.н., доцент

Освоение возобновляемой энергетики является сложным процессом. В своей совокупности производство энергии установками на возобновляемых источниках и ее рациональное использование относятся к разряду высоких технологий, требующих своего специфического подхода. Во многих странах эта проблема решается весьма эффективно, благодаря поддержке Правительств (в виде различных законодательных актов и программ) и государственных организаций высокого уровня, а также высокой квалификации при производстве и эксплуатации энергоустановок.

В большинстве государств, обладающих значительным потенциалом возобновляемой энергии и развитой промышленностью, разработаны и выполняются государственные программы развития возобновляемой энергетики, осуществляется соответствующая государственная поддержка, действующая до тех пор, пока использование энергетики на возобновляемых источниках не станет коммерческим способом выработки энергии (тепловой и электрической).

Так, например, Правительством Германии разработана программа коренного обновления энергоснабжения с учетом дальнейшего развития ветроэнергетической отрасли. С 1991г. в Германии действует закон, согласно которому энергетические компании обязаны принимать электричество, произведенное ветроэлектростанциями, по предписанной цене. В марте 2000г. Закон о возобновляемых источниках энергии был обновлен и переработан. Доля энергии ветра в стране возрастает, в первую очередь, за счет оффшорных парков на побережье (крупнейший – ветряной парк им. Кайзера Вильгельма в Нижней Саксонии). Программа Министерства исследований и технологии Германии, предусматривающая в 1997г. установку ВЭС общей мощностью более 1500 МВт, а в 2000г. – 2000 МВт, перевыполнена.

Обширная программа разработок и эксплуатационных исследований ВИЭ проводится в Швеции. Дания планирует к 2005г. снизить вредные выбросы CO₂ в атмосферу на 20% за счет использования ветровой энергии. В Нидерландах путем новой энергетической политики планируется получить к 2020г. за счет возобновляемых источников энергии до 10% общего производства электроэнергии и т.д.

Для нашей республики в области развития энергетики на возобновляемых источниках характерно следующее: мероприятия, направленные на развитие и внедрение ВИЭ, отражены в ряде программ, законов и декретов, утвержденных постановлениями правительства, или руководителями министерств и ведомств. Основные из них:

1. «Программа повышения уровня использования местных видов топлива, отходов производства, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии», утвержденная Председателем Госкомэнергосбережения, согласованная зам. министра экономики и разработанная во исполнение раздела 3.6. «Комплекса неотложных мер по энергосбережению на 1996-1997 гг.», постановление Правительства № 391 от 13 июня 1996г.

2. Государственная научно-техническая программа «Энергосбережение» на 1996–2000 гг., утвержденная постановлением Правительства № 7 от 17 января 1997г.

3. Республиканская программа энергосбережения на 2001–2005 гг.

4. Основные направления энергетической политики Республики Беларусь на 2001–2005 гг. и на период до 2015 года.

5. Постановление Совета Министров Республики Беларусь «О дополнительных мерах по экономному и эффективному использованию топливно-энергетических ресурсов» от 27 декабря 2002г. № 1820.

6. Закон Республики Беларусь от 15 июля 1998 г. «Об энергосбережении».

7. Постановление Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь от 30 декабря 2004 г. № 4 «О введении в действие переработанного и дополненного, порядка определения трудозатрат на проведение работ обследованиям, на разработку энергетических балансов и норм расхода ТЭР»

8. Директива №3 Президента Республики Беларусь.

9. Указ Президента Республики Беларусь от 25 августа 2005 г. № 399 (Концепция энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь).

В целях обеспечения условий более эффективного использования местных видов топлива, внедрения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Правительством приняты:

– Постановление № 400 от 24 апреля 1997г. «О развитии малой и нетрадиционной энергетики»;

– Постановление Министерства экономики РБ № 45 от 22 мая 1997г. «О порядке формирования тарифов на электроэнергию, покупаемую от объектов малой и нетрадиционной энергетики»;

– Постановление Комитета цен Министерства экономики РБ № 104 от 22 мая 1997г. во исполнение постановления Министерства экономики РБ № 45 от 22 мая 1997г.

В указанных программах и постановлениях предусматривалось финансирование всех мероприятий и объектов; утверждались положения, способствующие привлечению инвестиций банков.

Однако, несмотря на принятые организационные, финансовые и правовые механизмы, утвержденные в программах мероприятия по созданию и внедрению конкретных энергетических объектов в большинстве своем не выполнены: объекты либо не созданы вообще, либо параметры созданных объектов существенно уступают западноевропейским аналогам.

Расчетный срок окупаемости энергоустановок, использующих местные виды топлив и возобновляемые источники энергии, составляет от одного до пяти лет. Это указывает на их достаточно высокую эффективность. Но отсутствие фактических данных по внедрению некоторых энергоустановок и по их экономической эффективности не дает возможности оценить реальную окупаемость в Беларуси.

Для республики настоящее время характерна следующая ситуация в области использования местных видов топлива, возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов:

– отсутствие соответствующего законодательства, нормативных подзаконных актов, обеспечивающих на практике свободный доступ независимых производителей к электрическим сетям энергосистем; отсутствие государственных органов управления и научных центров;

– низкий платежеспособный спрос населения и организаций; нет экономических стимулов для вложения инвестиций (налоговые льготы, льготные кредиты); отсутствие механизмов финансирования и возврата вложенных средств; недостаточный уровень экономических знаний организаций, принимающих решения;

- низкий уровень стандартизации и сертификации оборудования, неразвитость инфраструктуры, отсутствие обслуживающего персонала, недостаточный уровень научно-технических и технологических разработок; недостаточный уровень технических знаний организаций, принимающих решения;

- слабая осведомленность населения, руководителей и общественности о возможностях возобновляемой энергетики; отсутствие широко поставленной пропаганды по радио, телевидению и в печати возможностей и достоинств возобновляемых источников энергии, подкрепленных положительными примерами использования установок на возобновляемых источниках энергии на демонстрационных объектах;

- противоречивость информации о возможностях использования возобновляемых источников энергии в топливно-энергетическом балансе республики.

Для оптимального решения проблемы эффективного освоения ВИЭ в Республике Беларусь на данном этапе необходимо следующее:

- отнесение направления освоения собственных энергоресурсов и возобновляемых источников энергии к ряду приоритетных не формально, а с подкреплением соответствующими законодательными актами, нормативно-правовой базой и соответствующими мерами;

- создание научно-исследовательского центра или группы центров, занимающихся исключительно и только вопросами анализа и использования энергии от ВИЭ в условиях Беларуси по конкретным направлениям;

- рассмотрение на государственном уровне энергетического потенциала местных видов топлива и возобновляемых источников энергии с учетом оценок, выполненных специалистами; признание реального энергетического потенциала и уточнение концепции экономного и рационального их использования не с позиций наличия или отсутствия соответствующего оборудования, а с позиций природно-климатических факторов и достигнутого мирового опыта использования этого потенциала;

- разработка отдельных программ освоения конкретных видов возобновляемых источников энергии с предусмотрением в них адресной государственной поддержки, путей привлечения инвестиций иностранных фирм, частных инвесторов РБ, банков;

- разработка стандартов, технических требований и рекомендаций по производству, отработке и эксплуатации установок, организация системы сертификации оборудования;

- введение государственной и независимой экспертизы проектов и программ в области освоения энергии на возобновляемых источниках на всех этапах (принятие решения для разработки, внедрение, эксплуатация опытных образцов и др.);

- использование установок на возобновляемых источниках энергии, снимаемых из эксплуатации в других странах, имеющих климатические условия, аналогичные условиям Беларуси. При этом необходимо использовать оборудование, не отработавшее свой срок эксплуатации, а подлежащее замене по причине создания более совершенных видов оборудования. Например, в Германии, Дании идет замена ветроагрегатов относительно низкой мощности (150–200 кВт и даже 500 кВт) на более мощные ВЭУ из-за отсутствия в этих странах мест для монтажа мощных ВЭУ (до 1000 кВт и выше);

- поддержка инвестиционных программ посредством снижения налоговых ставок.

УДК 621.31

Усовершенствование обобщающего показателя эффективности использования ТЭР в системе концерна «Белэнерго»

Куксов А.С.

Научный руководитель Нагорнов В.Н, к.э.н., доцент

Эффективность использования ТЭР в электроэнергетических системах оценивается через удельный расход топлива на отпущенную потребителям энергию:

$$b = \frac{k}{\eta}, \quad (1)$$

где b – удельный расход топлива на отпуск энергии, k – коэффициент перевода, η – коэффициент полезного действия (КПД) по производству (генерации) и транспортировке энергии, т.е. $\eta = \eta_{\text{прт}} * \eta_{\text{г}}$.

Когда производится один вид энергии, например электроэнергия или теплота, то выражение (1) достаточно однозначно определяет эффективность преобразования и транспорта энергии. Особенность белорусской энергосистемы – наличие в структуре генерирующих источников значительной доли ТЭЦ, производящих по комбинированному циклу электроэнергию и теплоту. В этом случае эффективность использования ТЭР зависит как от производства электроэнергии, так и от производства теплоты, т.е. показатели оказываются взаимосвязанными и однозначная оценка эффективности использования становится весьма затруднительной.

Как известно, в энергетических системах осуществляется преобразование энергии с использованием специального оборудования по так называемой «энергетической цепи»: топливо – транспорт топлива – преобразование энергии топлива в электрическую и тепловую энергию – передача электрической и тепловой энергии – потребители энергии.

Общий коэффициент эффективности топливоиспользования найдется как:

$$\eta_{\text{ти}} = \eta_{\text{трт}} * \eta_{\text{г}} * \eta_{\text{пер}} * \eta_{\text{исп}}, \quad (2)$$

где $\eta_{\text{трт}}$, $\eta_{\text{г}}$, $\eta_{\text{пер}}$, $\eta_{\text{исп}}$, – соответственно: КПД транспорта топлива, КПД генерации энергии, КПД передачи энергии, КПД использования энергии потребителем.

Удельный расход топлива на выработку электрической энергии по теплофикационному циклу сравнительно небольшой и отличается от теоретически возможного лишь потерями в котлоагрегате, механическими потерями и потерями в генераторе:

$$b^{\text{TЭЭ}} = \frac{K'_{\text{пер}} * K_{\text{пер}}}{\eta_{\text{ка}} * \eta_{\text{тп}} * \eta_{\text{м}} * \eta_{\text{г}}}, \quad (3)$$

где $\eta_{\text{ка}}$, $\eta_{\text{тп}}$, $\eta_{\text{м}}$, $\eta_{\text{г}}$, – соответственно: КПД котлоагрегата, КПД теплового потока, механический КПД и КПД генератора; $K'_{\text{пер}}$, $K_{\text{пер}}$ – коэффициенты перевода.

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии по конденсационному циклу включает потери в холодном источнике и определяется

$$b^{\text{КЭЭ}} = \frac{K'_{\text{пер}} * K_{\text{пер}}}{\eta_{\text{ка}} * \eta_{\text{тп}} * \eta_{\text{м}} * \eta_{\text{г}} * \eta_{\text{т}} * \eta_{\text{oi}}}, \quad (4)$$

где $\eta_{\text{т}}$, η_{oi} – термический КПД цикла и относительный внутренний КПД турбины.

Если электроэнергия производится по конденсационному и теплофикационному циклам, то удельный расход топлива будет равен

$$b_{\text{ээ}} = \frac{\text{Эт} * b^{\text{TЭЭ}} + \text{Эк} * b^{\text{КЭЭ}}}{\text{Эт} + \text{Эк}}. \quad (5)$$

Как видно, удельный расход топлива зависит от доли выработки электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам. Эффективность топливоиспользования будет тем выше, чем выше доля производства электроэнергии по теплофикационному циклу, т.е. чем выше выработка электроэнергии на базе теплового потребления.

Наличие на ТЭЦ и в белорусской энергосистеме в целом, двух удельных расходов топлива: по электрической энергии ($b_{ээ}$) и по тепловой энергии ($b_{тэ}$) значительно усложняет анализ эффективности топливоиспользования и не позволяет дать однозначную оценку, потому что один из показателей может уменьшаться при одновременном росте другого. С другой стороны возникает вопрос о необходимости такого разделения и если да, то по какому принципу это разделение необходимо осуществлять.

Предположим, что энергия топлива, теплоты и электрическая энергия представлены в одной размерности, тогда можно записать:

$$B = b_{ээ} * \mathcal{E} + b_{тэ} * Q, \quad (6)$$

удельный средний расход топлива будет равен:

$$\bar{b} = \frac{B}{\mathcal{E} + Q} = \frac{b_{ээ} * \mathcal{E} + b_{тэ} * Q}{\mathcal{E} + Q}. \quad (7)$$

При неизменных режимах загрузки энергосистемы этот показатель будет достаточно стабилен. Снижение удельного расхода топлива \bar{b} будет показывать рост эффективности топливоиспользования в энергосистеме. При увеличении выработки электрической энергии на тепловом потреблении в комбинированном цикле \bar{b} также будет снижаться.

Приведенное выше выражение для \bar{b} можно также записать и для значений КПД:

$$\bar{b} = \frac{h_{ээ}^{-1} * \mathcal{E} + h_{тэ}^{-1} * Q}{\mathcal{E} + Q} \text{ или } \eta = \frac{1}{\bar{b}}. \quad (8)$$

Рассчитаем обобщенный КПД использования топлива в белорусской энергосистеме. Для этого воспользуемся данными концерна «Белэнерго» по расходу топлива и производству электрической энергии и тепла [1].

Пример:

$$b_{ээ} = 274,6; \quad b_{тэ} = 168,94;$$

$$\mathcal{E} = 30,11 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{ч} = 30,11 * 10^6 \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad Q = 35,44 \text{ млн. Гкал} = 34,44 * 10^6 \text{ Гкал}$$

$$B = 0,2746 * 30,11 * 10^6 + 0,16894 * 35,44 * 10^6 = 14,255 * 10^6 \text{ т у.т.}$$

$$\eta_{ээ} = 0,448; \quad \eta_{тэ} = 0,846$$

$$35,44 * 10^6 \text{ Гкал} = 35,44 * 1,163 = 41,22 * 10^6 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$b_{тэ} = 0,123 / 0,846 = 0,1454 \text{ т у.т. / МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\bar{b} = \frac{8,268 * 10^6 + 5,987 * 10^6}{(30,11 + 41,22) * 10^6} = \frac{14,255}{71,33} = 0,1998 \text{ т у.т. / МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\bar{\eta} = 0,123 / 0,1998 = 0,615$$

Если учесть, что примерно 10 % энергии теряется при транспортировке в сетях и распределении, то финишный КПД использования топлива в белорусской энергосистеме в 2005 году будет равен

$$\eta_{\phi} = \eta_{бс} - \eta_{\text{пер}} \cong 0,615 * 0,9 = 0,582, \text{ т.е. } 58,2 \text{ \%}.$$

Комплексный показатель удельного среднего расхода топлива является достаточно действенным в определении эффективности энергетического производства и в широко охватывают данный аспект, по сути являясь универсальным.

Литература

1. Данные Министерства статистики и анализа Республики Беларусь.
2. Куксов А.С., Соболев А.Ю. Использование древесного топлива в энергетическом балансе республики //Материалы НТК “Актуальные проблемы энергетики”, Мн.: БНТУ, 2005
3. Куксов А.С. Использование отходов лесозаготовок для генерации энергии //Материалы 62-й НТК “Актуальные проблемы энергетики”, Мн.: БНТУ, 2006
4. Куксов А.С. Обоснование эффективности использования древесного топлива в энергетике Республики Беларусь на примере Вилейской мини-ТЭЦ //Материалы НТК “Актуальные проблемы энергетики”, Мн.: БНТУ, 2008

УДК 621.039

Необходимость развития атомной энергетики в Беларуси

Иноземцева И.В.

Научный руководитель Нагорнов В.Н., к.э.н., доцент

По данным Международного агентства ООН по атомной энергии (МАГАТЭ), более 18% электроэнергии, вырабатываемой в мире, производится на ядерных реакторах. В отличие от электростанций, работающих на органическом топливе, АЭС не выбрасывают в атмосферу загрязняющих веществ, которые негативно влияют на здоровье людей, являются причиной образования смога и разрушительно воздействуют на озоновый слой. Стоимость электричества, произведенного на АЭС, ниже, чем на большинстве электростанций иных типов. Ядерное топливо имеет в миллионы раз большую концентрацию энергии и неисчерпаемые ресурсы, а отходы атомной энергетики – относительно малые объемы и могут быть надежно локализованы. Один грамм урана дает столько же энергии, сколько 3 т угля. Объемы ядерных отходов, образующихся в ходе нормальной работы АЭС, весьма незначительны, причем наиболее опасные из них можно «сжигать» прямо в ядерных реакторах. Стоимость электричества, произведенного на АЭС, ниже, чем на большинстве электростанций иных типов. По данным МАГАТЭ, в среднем на производство 1 МВт электроэнергии из атомного топлива уходит около 21–31 долл., из угля – 25–50 долл., из газа – 37–60 долл. Сейчас по мере удорожания нефти эта разница становится все более ощутимой. Подсчитано, что если цена ядерного топлива возрастет в 2 раза, то стоимость электричества, вырабатываемого на АЭС, увеличится всего на 2–4%.

Атомная энергетика успешно преодолела кризис после чернобыльской катастрофы. Вероятность тяжелых аварий на АЭС нового поколения практически сведена к нулю. Многоуровневые системы безопасности современных реакторов не позволяют техническим сбоям перерасти в серьезные повреждения (даже в случае гипотетической аварии с расплавлением активной зоны реактора). Внутренняя металлическая оболочка защищает окружающую среду и людей от радиации, а наружная предохраняет реактор от нежелательного воздействия извне. Реактор не пострадает в случае землетрясения, урагана, наводнения, взрыва и даже падения самолета. Кроме активных систем безопасности, энергоблоки нового поколения оснащены пассивными системами, для приведения в действие которых не требуется вмешательство оператора и подвод энергии. Их безопасность основана на многобарьерной защите, предотвращающей выход радиоактивных продуктов деления в окружающую среду. По экспертным оценкам МАГАТЭ, предполагается строительство к 2020 году до 130 новых энергоблоков. Беларусь является промышленной страной, которая не имеет серьезной энергетики, способной обеспечить развитие всех отраслей промышленности, сельского хозяйства и т. д. Возможны два пути, которые помогут решить эту задачу. Первый — выпуск высококонкурентной продукции на экспорт и приобретение за вырученные средства топливно-энергетических ресурсов за пределами Беларуси. Но таких востребованных за рубежом товаров у нас немного. Второй — развитие собственных источников производства электроэнергии. Одним из основных доводов в пользу второго варианта называют тот факт, что сильная зависимость от внешних поставщиков может в любой момент дестабилизировать экономику. Кроме того, электроэнергия, получаемая на АЭС, относительно дешевая. Если в себестоимости ее производства на обычной станции топливная составляющая достигает 70%, то на АЭС — 20%. Да, цена урана из года в год растет, но не стоит забывать, что его удельный вес в стоимости ядерного топлива не превышает 8%. И если себестоимость одного кВт.ч электроэнергии, вырабатываемого

на конденсационных станциях Беларуси, превышает 4 цента, то себестоимость 1 кВт.ч на АЭС, по оценке специалистов, составляет от 1,5 до 1,8 цента. Предполагается, что ввод в действие собственной АЭС позволит полностью исключить импорт электроэнергии. Собственная АЭС позволит Беларуси решить ряд стратегически важных задач: 1. Обеспечить дополнительные гарантии укрепления государственной независимости и экономической самостоятельности Беларуси (возведение атомной электростанции позволит снизить потребность государства в импортных энергоносителях почти на треть); 2. Снизить уровень использования природного газа в качестве энергоресурса (ввод в действие АЭС в Беларуси позволит уйти от однобокой зависимости нашей экономики от поставок российского газа и приведет к экономии около 4,5 млн. м³ газа в год); 3. Строительство АЭС в Беларуси рассматривается как вариант диверсификации поставщиков и видов топлива в топливно-энергетическом балансе страны; 4. Атомная энергетика открывает новые возможности для развития национальной экономики; 5. Строительство АЭС будет способствовать экономическому и социальному развитию региона размещения АЭС; 6. Опыт, приобретенный при строительстве АЭС, в перспективе позволит использовать промышленный и кадровый потенциал страны при возведении объектов ядерной энергетики, как в республике, так и за рубежом; 7. Введение в энергобаланс АЭС позволит снизить выбросы парниковых газов в атмосферу.

У Беларуси нет опыта, подготовленных кадров, строительно-монтажных организаций, которые занимались бы такими проектами. Есть только отдельные специалисты, знакомые с этой работой еще с советских времен. Но сегодня их недостаточно, требования к персоналу АЭС намного выше, чем на тепловых станциях. Белорусские энергетики изучили опыт Франции в данной области. Каждый год операторы и другой основной персонал атомной электростанции должны получать новую лицензию. Кстати, программа подготовки высококвалифицированного персонала для будущей АЭС уже разработана и согласована со всеми заинтересованными министерствами и ведомствами. Причем решение этой задачи, как считают в министерстве, является не менее важным, чем выбор проекта строительства станции. Конечно же, на ключевые места будут приглашать тех, кто имеет соответствующее образование и опыт практической работы, для того чтобы впоследствии параллельно наращивать национальные кадры. При этом речь идет как о теоретической подготовке в белорусских вузах, так и о стажировке на действующих объектах. Специалистов для АЭС обучают в ведущих вузах страны. Так, в Белорусском национальном техническом университете ведется подготовка кадров для строительства в энергетической сфере. В Белорусском государственном университете специалисты для АЭС обучаются на физическом факультете. В Белорусском государственном университете информатики и радиоэлектроники готовят кадры для работы в системе управления и безопасности атомной станции. В перспективе в учебных заведениях республики появятся новые специальности в сфере атомной энергетики. В целях обеспечения потребностей государства в высококвалифицированных кадрах в этой области Правительством создана специальная республиканская комиссия.

Организует и координирует деятельность по строительству белорусской атомной электростанции Министерство энергетики Республики Беларусь. Подготовка к строительству атомной электростанции в Беларуси проходит в тесном взаимодействии с Международным агентством по атомной энергии. 31 января 2008 г. Президент Республики Беларусь подписал постановление Совета Безопасности № 1 «О развитии атомной энергетики в Республике Беларусь». В соответствии с принятым решением в стране будет осуществлено строительство атомной электростанции суммарной электрической мощностью 2,4 тыс. МВт с вводом в эксплуатацию первого энергетического блока в 2016 году, второго – в 2018-м. По расчетам Национальной

академии наук Беларуси, введение в энергобаланс АЭС суммарной электрической мощностью 2,4 тыс. МВт позволит удовлетворить около 25% потребности страны в электроэнергии и приведет к снижению ее себестоимости на 13% за счет сокращения затрат на топливо. При компоновке оборудования станции будут учитываться требования заказчика. Реакторная установка, которая является сердцем станции, будет российского производства, а по другому оборудованию возможно партнерство с зарубежными компаниями. Реакторная установка ВВЭР-1200 на будущей АЭС будет иметь следующие преимущества: повышение единичной мощности реактора до 3200 МВт, уменьшение капиталовложений, повышенный КПД, максимальную унификацию оборудования, проектный срок службы РУ 60 лет (по сравнению с ВВЭР-1000). АЭС будет содержать следующие здания и сооружения: здание реактора, здание турбины, спецкорпус реактора, инженерно-лабораторный корпус, хранилище свежего и отработанного топлива, здание резервной дизельной электростанции, защищенный пункт управления, береговую насосную станцию, подводящий канал, здание химической водоочистки, административный корпус, столовую с конференц-залом, лабораторный корпус, контрольно-пропускной пункт, башенную испарительную градирню, блочную насосную станцию, трансформаторную площадку. Подготовка к строительству атомной электростанции в Беларуси проходит в тесном взаимодействии с Международным агентством по атомной энергии, техническое сотрудничество с которым успешно развивается. Первым и очень важным шагом подготовительного этапа стал выбор площадки для размещения АЭС, территории, на которой разместятся основные и вспомогательные здания и сооружения (промышленная площадка), а также расположенные за пределами промышленной зоны объединенные распределительные устройства, внешние гидросооружения, очистные сооружения, база стройиндустрии, жилой поселок. Площадка считается пригодной для размещения АЭС, если имеется возможность обеспечения ее безопасной эксплуатации с учетом процессов, явлений и факторов природного и техногенного происхождения, радиационной безопасности населения и защиты окружающей среды. Выбор места для белорусской АЭС осуществлялся в строгом соответствии с введенными в действие первоочередными техническими регламентами (техническими кодексами установившейся практики по размещению атомных станций), разработка которых производилась с учетом рекомендаций и требований МАГАТЭ. При выборе площадки АЭС стопроцентно были исключены факторы, запрещающие размещение объекта такого уровня безопасности. Запрещается возводить АЭС: на площадках, расположенных непосредственно на глубинных разломах и разрывах или на сейсмоопасных участках (более 9 баллов); на территории, где установлено наличие подземных пустот, оползней, обвалов, селевых потоков, или она подвержена катастрофическим паводкам и наводнениям с повторяемостью один раз в 10 тысяч лет. АЭС не должна размещаться над источниками питьевого водоснабжения или в природоохранных зонах, на территориях со средней плотностью населения (включая строителей и персонал станции), превышающей 100 человек на 1 км².

Институтом социологии Национальной академии наук Беларуси с 2005 года проводится социологический мониторинг отношения населения республики к возможным путям развития энергетики страны, в том числе ядерной. Исследования свидетельствуют о том, что в общественном мнении нашей страны набирает силу тенденция, связанная с ростом поддержки развития атомной энергетики. «Чернобыльский синдром» постепенно преодолевается, о чем свидетельствуют результаты аналогичного республиканского опроса, проведенного в декабре 2007 г. – январе 2008 г. Так, уже 54,8% респондентов на вопрос «Должна ли Беларусь иметь и развивать ядерную энергетику?» дали положительный ответ, 23% – отрицательный. Деньги, необходимые на строительство АЭС немалые. Еще в прошлом года вице-

президент российской компании "Атомстройэкспорт" Александр Глухов заявил, что строительство собственной АЭС обойдется Беларуси в 4-6 млрд. долларов. Чтобы частично снизить стоимость строительства АЭС, Беларусь намерена задействовать в реализации проекта собственные предприятия и оборудование. В частности, предполагается, что белорусские предприятия смогут поставлять для будущей станции насосы, теплообменники, трубопроводы, стройматериалы и другие изделия. Такой вариант экономии лучше, чем вариант объявления АЭС народной стройкой.

Вопрос захоронения радиоактивных отходов в результате деятельности белорусской АЭС еще не решен. Если строительство АЭС будет проходить в соответствии с проектом, предложенным российской стороной, у Беларуси появится два варианта захоронения радиоактивных отходов: либо мы будем передавать отходы ядерного топлива для переработки и хранения в Россию, либо будем хранить их в специальных контейнерах на площадке АЭС, это самый распространенный способ. Вопросы строительства АЭС и ее влияния на окружающую среду обсуждены 3 марта в городском поселке Островец (Гродненская область) на встрече специалистов с местными жителями и представителями общественных организаций. Для научного сопровождения строительства в Беларуси АЭС планируется ввести в строй в нынешнем году суперкомпьютер "СКИФ К-500". Суперкомпьютер позволит ученым решать комплекс задач по научному сопровождению строительства АЭС, в том числе по созданию и внедрению инноваций для повышения ядерной, радиационной и экологической безопасности на станции. Ресурсы "СКИФА" можно будет применять для разработки методов контроля качества оборудования на будущей АЭС, совершенствования технологий обращения с радиоактивными отходами на новом объекте, анализа и моделирования процессов использования оборудования АЭС на всех жизненных циклах. «Строительство АЭС – это реальная перспектива, стратегическая задача, и отказываться от нее Беларусь не намерена», – заявил Глава государства А.Г. Лукашенко на заседании Совета Безопасности Республики Беларусь. Это решение носит исторический характер, поскольку от него зависит экономическая, энергетическая и политическая независимость будущих поколений белорусов.

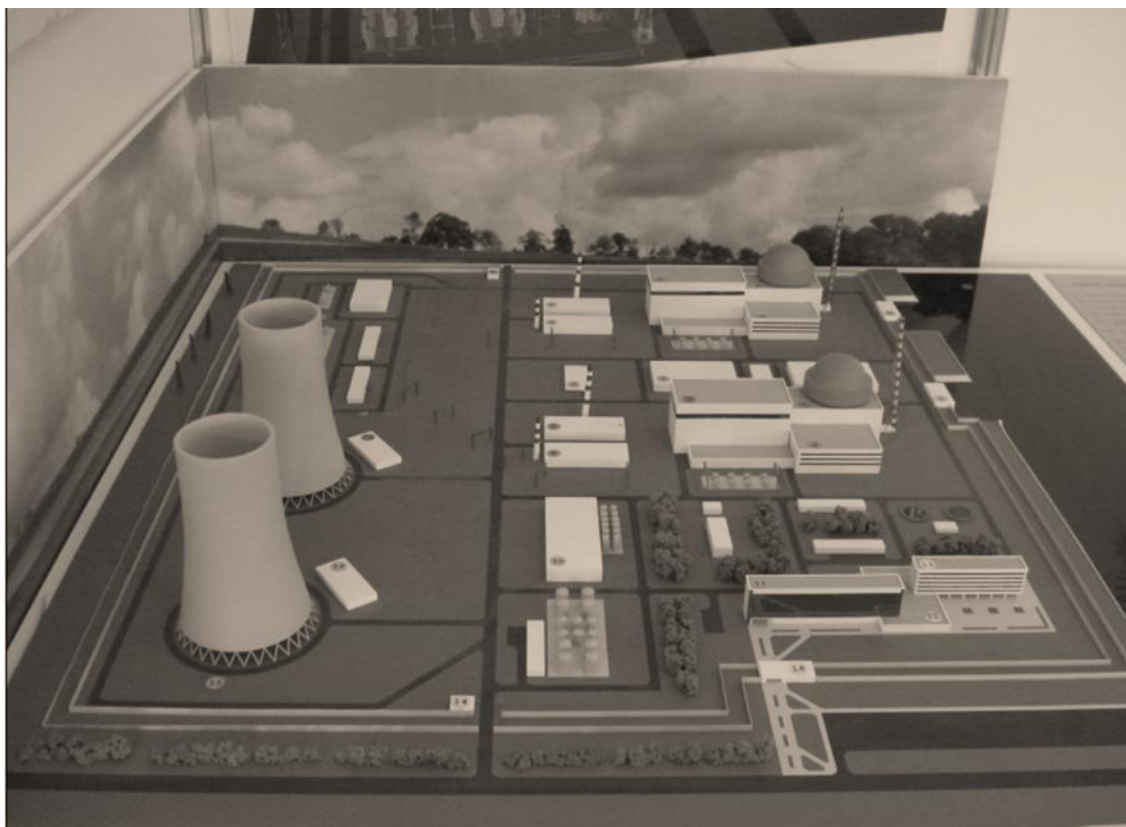


Рисунок 1. Макет будущей АЭС

Литература

1. Информационно-аналитическое издание ГПО «Белэнерго» «Энергетика Беларуси».
2. www.yandex.by
3. Факты, комментарии: Атомная энергетика: выбор сделан. // Экономическая газета. №41 (1060), 2007.

УДК 621.31

Методические подходы к оценке экономической целесообразности энергетического использования белорусских бурых углей

Куксов А.С.

Научный руководитель Нагорнов В.Н., к.э.н., доцент

На сегодняшний день высшим приоритетом государственной энергетической политики Республики Беларусь является создание условий для функционирования и успешного развития экономики при максимально эффективном использовании местных топливно-энергетических ресурсов.

Поэтому в 2004 году, была разработана утверждённая Постановлением Совета Министров Республики Беларусь целевая программа обеспечения в Республике не менее 25 процентов объёма производства электрической и тепловой энергии за счёт использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии на период до 2012 года. Данная программа является импульсом к развитию приёмлемых для условий Республики Беларусь технологий использования альтернативных ТЭР в энергетике.

Одно из перспективных направлений программы – энергетическое использование бурых углей. Вовлечение их в ближайшее время в топливно-энергетический баланс республики позволит диверсифицировать структуру баланса и повысить энергетическую безопасность страны. Запасы бурого угля в Беларуси оценивают примерно в 1,5 млрд.тонн. При этом их средняя теплота сгорания составляет от 1700 ккал/кг (влажность – 55-56%) до 5700 ккал/кг (влажность – 12-15%).

Учитывая успешный международный опыт прямого сжигания бурых углей с последующей фильтрацией дымовых газов и улавливанием двуокиси углерода, рассмотрим экономическую целесообразность такого метода их использования в котлоагрегатах ТЭЦ Белорусской энергосистемы. Современная ТЭЦ, сжигающая бурые угли должна иметь котлы, оборудованные специальными топками, ими могут быть: вихревые точки, топки с кипящим слоем и т.д. Кроме того уходящие газы котлов должны тщательно очищаться системой золоулавливания и отделения CO_2 . Все вместе взятое ведет к значительному удорожанию оборудования, а, следовательно, вызывает рост капиталовложений. Если сравнивать буроугольную ТЭЦ, с теплоэлектроцентралью, сжигающую газ, то увеличение удельных капиталовложений может составить 30-40%. Использование бурых углей на ТЭЦ приведет к снижению КПД котлоагрегатов и увеличению расхода энергии на собственные нужды. Эти обстоятельства также необходимо учитывать при сооружении буроугольной ТЭЦ.

Выберем произвольную ТЭЦ, расположенную в районе добычи бурых углей, электрической мощностью N , тепловой - $Q_{\text{час}}$, годовым числом часов использования электрической мощности h и тепловой h_g .

Годовое производство электроэнергии и теплоты на ТЭЦ составит:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N \cdot h \quad (1)$$

$$Q_{\text{год}} = Q_{\text{час}} \cdot h_g \quad (2)$$

Электроэнергия и теплота, генерируемые ТЭЦ могут использоваться как непосредственно на месте добычи и переработки бурых углей, так и передаваться в энергосистему и ближайшие населенные пункты.

В качестве критерия оптимальности используем минимум приведенных затрат [2,3]

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I \quad (3)$$

где K – капиталовложения в ТЭЦ, I – годовые издержки, E_H – нормативный коэффициент эффективности (процентная ставка рефинансирования).

Капиталовложения определим через удельные капиталовложения:

$$K = N \cdot k \quad (4)$$

где k – удельные капиталовложения.

Годовые эксплуатационные издержки будут складываться из следующих издержек:

1. Издержки на амортизацию

$$I_a = K \cdot \frac{N_a}{100} \quad (5)$$

где N_a – годовая норма амортизации. На бурогольной ТЭЦ она должна быть выше чем на газовой.

2. Издержки на ремонт

$$I_p = (1,2...1,3)I_a \quad (6)$$

3. Издержки на зарплату

$$I_{зп} = N \cdot k_{шт} \cdot z_{ст} \quad (7)$$

где $k_{шт}$ – штатный коэффициент, на бурогольной ТЭЦ он выше, чем на газовой, $z_{ст}$ – среднегодовая зарплата по отрасли с начислениями.

4. Общестанционные издержки определяются как

$$I_{ос} = (0,1...0,2)(I_a + I_p + I_{зп}) \quad (8)$$

5. Издержки на топливо

$$I_a = v_{э} \cdot \mathcal{E} + v_{т} \cdot Q \quad (9)$$

где $v_{э}; v_{т}$ – удельные расходы топлива на производство электроэнергии и теплоты. На бурогольной ТЭЦ удельные расходы топлива возрастут из-за снижения КПД котлоагрегата.

Годовой полезный отпуск энергии с шин станции и от ее коллекторов:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_{год} \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{сн}^{э}}{100}\right) \quad (10)$$

$$Q_{от} = Q_{год} \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{сн}^{т}}{100}\right) \quad (11)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{сн}^{э}, \Delta \mathcal{E}_{сн}^{т}$ – расход энергии на собственные нужды, на бурогольной ТЭЦ он выше относительно газовой.

Если рассматривать эксплуатационные издержки укрупнено в виде двух составляющих: переменных и постоянных, то на основе изложенного можно сделать вывод о том, что для бурогольной ТЭЦ постоянные издержки будут выше, чем для газовой, а переменные наоборот – будут выше у газовой ТЭЦ.

Запишем уравнение приведенных затрат для бурогольной ТЭЦ как:

$$Z_{пр1} = E_H K_1 + I_{пост1} + I_{пер1} \quad (12)$$

где $I_{пост1}, I_{пер1}$ – постоянные и переменные издержки ТЭЦ.

Для ТЭЦ, сжигающей газообразное топливо уравнение приведенных затрат запишется:

$$Z_{\text{пр}2} = E_{\text{н}} K_2 + I_{\text{пост}2} + I_{\text{пер}2} \quad (13)$$

Очевидно, что строительство бурогоугольной ТЭЦ будет экономически целесообразно, если выполняется условие:

$$Z_{\text{пр}2} - Z_{\text{пр}1} \geq 0$$

Подставляя значения $Z_{\text{пр}2}, Z_{\text{пр}1}$ получим:

$$(E_{\text{н}} K_2 + I_{\text{пост}2} + I_{\text{пер}2}) - (E_{\text{н}} K_1 + I_{\text{пост}1} + I_{\text{пер}1}) \geq 0$$

После группировки этого выражения запишется

$$E_{\text{н}} (K_2 - K_1) + (I_{\text{пост}2} - I_{\text{пост}1}) \geq I_{\text{пер}1} - I_{\text{пер}2}$$

Принимая во внимание, что $K_1 > K_2; I_{\text{пост}1} > I_{\text{пост}2}$, а $I_{\text{пер}2} > I_{\text{пер}1}$ и умножая обе части уравнения на (-1) получим:

$$E_{\text{н}} (K_1 - K_2) + (I_{\text{пост}1} - I_{\text{пост}2}) \leq I_{\text{пер}2} - I_{\text{пер}1}$$

или
$$E_{\text{н}} \Delta K + \Delta I_{\text{пост}} \leq \Delta I_{\text{пер}}$$

Выполнение последнего неравенства и будет условием оптимальности сооружения ТЭЦ на буром угле.

Годовой экономический эффект от сжигания бурого угля на ТЭЦ составит:

$$\Delta \Phi = \Delta I_{\text{пер}} - (\Delta I_{\text{пост}} + E_{\text{н}} \Delta K) \quad (14)$$

Выполним сравнение двух ТЭЦ (2* ПТ-120), сжигающих газ и бурый уголь. Исходную информацию представим в таблице 1.

Таблица 1. Исходная информация для сравнения ТЭЦ, сжигающих газ или бурый уголь

Наименование параметра	Размерность	Величина	
		Буроугольная ТЭЦ	ТЭЦ на газе
Установленная электрическая мощность	МВт	240	240
Годовое число часов использования электрической мощности	Час/год	5500	5500
Годовое производство электрической энергии	МВт.ч	1,32 *10 ⁶	1,32 *10 ⁶
Часовая тепловая нагрузка	Гкал/ч	200	200
Число часов использования тепловой нагрузки	Час/год	5000	5000
Годовой отпуск тепла	Гкал/год	1*10 ⁶	1*10 ⁶
Годовое производство электрической энергии на тепловом потреблении	МВт.ч	400*10 ³	400*10 ³
Расход электрической энергии на собственные нужды	%	10	8
Численность персонала	чел	300	250
Среднегодовая зарплата с начислениями	\$/чел	7560	7560
Норма амортизации	%/год	4,5	4
Удельные капиталовложения	\$/кВт	1350	1000
КПД по производству электрической энергии в конденсационном цикле	%	35	37
КПД по производству эл. энергии на тепловом потреблении	%	58	60
КПД по производству тепла	%	85	87
Цена тонны условного топлива	\$/т.у.т.	70	150

На основе изложенной методики и приведенной информации о ТЭЦ произведен расчет для сравнения вариантов. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.

Таблица 2. Расчетные данные для выбора оптимального варианта строительства ТЭЦ.

Наименование параметра	Размерность	Значение	
		Буроугольная ТЭЦ	ТЭЦ на газе
Общие капиталовложения	Млн. долл.	324	240
Годовой расход условного топлива на производство электроэнергии по конденсационному циклу	Тыс. т.у.т.	323	305
Суммарный расход топлива на производство эл. энергии	Тыс. т.у.т.	408	387
Расход топлива на производство теплоты	Тыс. т.у.т.	168	164
Суммарный расход топлива на ТЭЦ	Тыс. т.у.т.	576	551
Годовые отчисления на амортизацию	Млн. долл.	14,58	9,6
Годовые расходы на ремонт	Млн. долл.	18,95	12,5
Годовые расходы на зарплату	Млн. долл.	2,27	1,89
Прочие годовые издержки	Млн. долл.	7,16	4,8
Постоянные годовые издержки	Млн. долл.	42,96	28,79
Переменные издержки	Млн. долл.	40,32	82,650
Приведенные затраты	Млн.долл./год	122,16	140,24
Себестоимость произведенной эл. энергии	Цент/кВт.ч	4,47	5,92
Себестоимость отпущенной эл. энергии (физический метод)	Цент/кВт.ч	4,92	6,4
Себестоимость произведенного тепла (физический метод)	Долл/Гкал	24,29	33,17
Простой срок окупаемости	лет	2,98	-
Годовой экономический эффект от сжигания бурого угля на ТЭЦ	Млн.долл./год	18,05	-

Выполненные расчеты показывают, что непосредственное сжигание бурого угля в котлах ТЭЦ эффективно уже при действующей цене на газ (150 \$/т.у.т). Принимая во внимание то, что Россия намерена повышать цену на поставляемый в республику газ, то вовлечение бурых углей в топливный баланс дает республике возможность диверсифицировать свой топливно-энергетический баланс, повысить энергетическую безопасность и стабилизировать цены на энергоресурсы.

Если сравнить эффективность сжигания бурого угля на конденсационных электростанциях (КЭС), то можно заметить, что экономический эффект там будет еще выше относительно ТЭЦ, потому что удорожание оборудования на КЭС в связи с переходом с газообразного на твердое топливо будет меньшим чем на ТЭЦ, одновременно перерасход топлива будет также меньшим, т.к. снижение КПД генерации электроэнергии на КЭС при сжигании твердого топлива всегда меньше, чем на ТЭЦ, следовательно прирост $\Delta I_{\text{пост}}$, ΔK будет меньше, чем увеличение $\Delta v^* \text{Цтут}$, а как видно из выражения (14), это приведет к увеличению годового экономического эффекта.

Литература

1. ОТЧЕТ О НИР: «Провести исследования вариантов переработки бурых углей Житковичского месторождения в Гомельской области». –ОАО «Белгорхимпром». – Минск. – 2007.
2. Антонова Н.Б. Государственное регулирование экономики: Учебник /Антонова Н.Б. – Мн.: Академия управления при Президенте Республики Беларусь, 2002. – 775 с.
3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. М., 2000.
4. Томашевич А.В. Экономическая оценка минеральных ресурсов Белоруссии.- Мн.: «Наука и техника», 1978.-232с.
5. «Новая газета-Энергия» М., 10/2008

УДК 620.9

Энергия мусора

Черкасова О.А.

Научный руководитель Нагорнов В.Н., к.э.н., доцент

Уже в Древней Греции и Риме правители создавали законы о ликвидации накопившегося мусора. Тогда же появились и первые мусоровозы – конные упряжки с большой телегой. До середины XX века утилизация отходов даже в самых развитых странах проходила не более утонченно: мусор просто сваливали за пределами городов или в реку. Общеизвестно, что естественному разложению подвержена лишь незначительная часть отходов. Многие материалы сохраняются в практически неизменном виде сотни лет. Другие содержат токсичные вещества, наносящие непоправимый вред природе. Удаление и обезвреживание твердых бытовых отходов (ТБО) – наиболее значимый для города неблагоприятный экологический фактор, важнейший показатель санитарного благополучия населения и общественной гигиены.

Проблема отходов превратилась сегодня в злободневную глобальную проблему. Правительство желает обеспечить приемлемый уровень контроля за отходами, но поручает эту проблему местным администрациям. Муниципальные власти заявляют, что из-за недостаточного финансирования со стороны правительства они могут реализовать только самый дешевый вариант и упрекают жителей за отсутствие желания участвовать в проектах по сокращению количества отходов и по их переработке, а население выражает недовольство средствами избавления от отходов — как мусоросжигательными заводами, так и свалками. Это привело к тому, что управление отходами из второстепенной проблемы превратилось в один из центральных вопросов современной политики и экономики.

В Беларуси каждый год образуется более 16 млн. куб. м твердых коммунальных отходов весом 3,2 млн. т. Это в 38,3 раз больше строительного объема здания Национальной библиотеки. Более половины объема твердых коммунальных отходов (58%) составляют отходы населения, что составляет 9,4 млн. куб. м весом 1,9 млн. т (рисунок 1). В одном лишь Минске ежегодно образуется 4,0 млн. куб. м твердых коммунальных отходов (800 тыс. т), в том числе от населения — 2,9 млн. куб. м (580 тыс. т) или 72% [1].

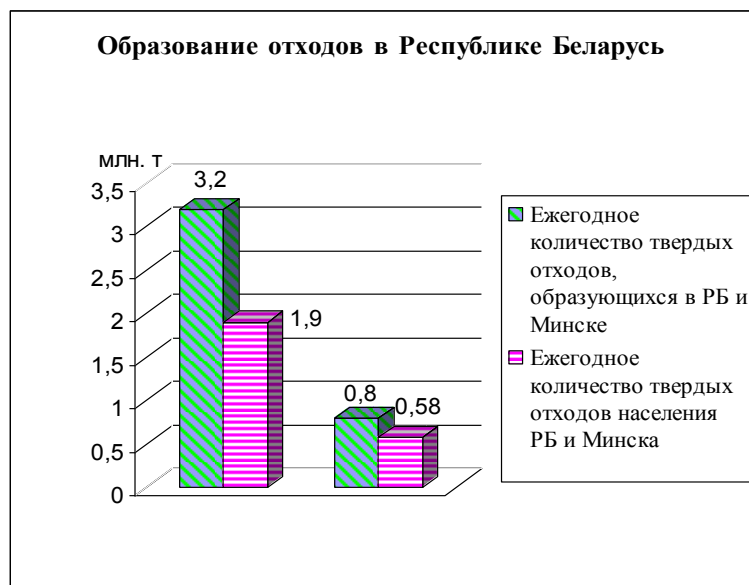


Рисунок 1. Образование отходов в Республике Беларусь

Серьезно заниматься проблемой утилизации мусора в Беларуси стали недавно – 1,5-2 года назад. Самый распространенный и наиболее дешевый способ обращения с твердыми отходами – их смешанный сбор и обезвреживание путем захоронения на полигонах. Отходы собираются на площадках временного складирования, преимущественно в контейнеры, без какой-либо их предварительной сортировки, а затем вывозятся к местам захоронения, где они разравниваются, послойно уплотняются и изолируются от внешней среды слоем минерального грунта.

Сейчас на балансе организаций жилищно-коммунального хозяйства Беларуси находится 171 полигон твердых коммунальных отходов и 3999 площадок временного складирования. Очевидно, твердые бытовые отходы необходимо перерабатывать, так как утилизация их на полигонах затратна и неэффективна для государства. Под полигонами в Беларуси занято около 5 тыс. га земли [2].

Для эффективного обезвреживания отходов необходимы технологии, наносящие минимальный экологический ущерб окружающей природной среде, имеющие низкие капитальные затраты и позволяющие получать прибыль. Существует четыре основные технологии обращения с отходами: захоронение на полигонах, компостирование, рециркуляция, сжигание, а также комбинации из вышеназванных технологических процессов.

Для Беларуси вопрос утилизации отходов имеет исключительно важное значение с точки зрения, как экологии, так и энергетики. В настоящее время в стране прилагаются усилия по максимальной экономии топливно-энергетических ресурсов и эффективному применению альтернативных источников энергии. Бытовые отходы могут успешно использоваться для изготовления вторичного сырья, выработки электрической и тепловой энергии. В мировой практике получение энергии из ТБО осуществляется несколькими способами: сжиганием, активной и пассивной газификацией. По мнению экспертов, наиболее перспективна для Беларуси газификация. Потенциальная энергия, заключенная в твердых бытовых отходах, образующихся на территории Беларуси, равноценна 470 тыс. т условного топлива. При их биопереработке с целью получения газа эффективность составит 20-25%, что эквивалентно 100-120 тыс. т условного топлива [3]. При сжигании 1 куб. м биогаза вырабатывается 2 кВт·ч электроэнергии [4].

Строительство одного мусороперерабатывающего предприятия в среднем обходится в 50-60 млн. долларов. В перспективе в Беларуси планируется построить мусороперерабатывающие заводы во всех городах с населением свыше 100 тыс. человек. Предполагается, что в Беларуси они будут строиться за счет кредитных ресурсов и привлечения инвестиций. Мусороперерабатывающие предприятия строятся в Полоцке, Барановичах, Гомеле, Могилеве. В ближайшее время планируется начать строительство мусороперерабатывающих заводов в Бресте и Лиде. Помимо этого должна быть создана также сеть сбора и сортировки мусора. Сегодня в стране из сортировочных комплексов имеются только три производства: в Пинске, Несвиже и Марьиной Горке. Однако срок окупаемости подобных мусороперерабатывающих предприятий, производящих энергию, которую завод продает предприятиям или населению, значителен и составляет от 3 до 15 лет. Это объясняется низкими тарифами на переработку отходов: в Европе переработка одной тонны мусора стоит 100-150 евро, а в Беларуси - только 10 евро [1].

Сегодня современные технологии позволяют вместо разрастающихся свалок получать электричество и тепло в домах. Энергия мусора в XXI веке уже не кажется фантастической идеей, отходы превратились в источник энергии, а возможность стать мусорным королем есть у каждого, ведь мусора хватит для всех.

Литература

1. <http://www.noburntech.info/news/46.html>
2. <http://news.bsb.by/rubrics/economic/0440044/>
3. <http://bdg.by/news/economics/4334.html>
4. <http://www.nestor.minsk.by/sn/2008/14/sn81402.html>
5. <http://s13.ru/archives/5899>
6. Бокун И.А., Темичев А.М. Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии. Мн.: "ВУЗ-Юнити", 2004.
7. Ермашкевич В.И., Румянцева Ю.Н. Возобновляемые источники энергии Беларуси: прогноз, механизмы реализации. Мн.: НО ООО «БИП-С», 2004.
8. Карминский В.Д., Колесников В.И., Жданов Ю.А., Гарин В.М. Экологические проблемы и энергосбережение. М.: Маршрут, 2004.
9. Лихачев Ю.М., Федашко М.Я., Селиванова С.В. и др. // Комплексная переработка ТБО. Сб. трудов – СПб, 2001.
10. Сортировка и переработка твердых отходов производства и потребления (МСК «Станко») «Ресурсосберегающие технологии», экспресс-информация, №5, 2004.
11. Шубов Л.Я., Петруков О.И., Погадаев С.В. и др. Концепция управления муниципальными отходами мегаполиса. // Научные и технические аспекты охраны окружающей среды. Обзорная информация. №6, 2001.

УДК 620.9

Проблемы энергетической безопасности в Республике Беларусь

Смирнова А.Т.

Научный руководитель Нагорнов В.Н., к.э.н., доцент

Экономическая безопасность является главным показателем благополучия экономики и определяется вкладом всех ее составляющих: социальной, экологической, военной правовой, энергетической, информационной и других сфер жизни страны или территории, региона.

Экономическая безопасность характеризует такое состояние экономики, при котором обеспечивается гарантированная защита интересов личности, общества, государства, социальная направленность политики даже, при неблагоприятных условиях развития внутренних и внешних процессов.

Энергетическую безопасность можно трактовать как свойство технической безопасности систем энергетики. В то же время энергетическая безопасность, по ее определению, конечной целью имеет гарантированную защиту личности, общества, государства от дефицита топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР), то есть имеет более широкий смысл, чем понятие надежности, и выступает как экономическая, политическая и философская категория (термин *security* в английском языке).

На настоящий момент в научной литературе имеется 3 определения понятия энергетической безопасности, которые дополняют друг друга:

1. Энергетическая безопасность – это уверенность, что энергия будет иметься в распоряжении в том количестве и того качества, которые требуются при данных экономических условиях.

2. Энергетическая безопасность – это состояние защищенности жизненно важных «энергетических интересов» личности, общества и государства от внутренних и внешних угроз.

3. Энергетическая безопасность – это состояние защищенности страны (региона), ее граждан, общества, государства и экономики от угрозы дефицита в обеспечении потребностей в энергии экономически доступными ТЭР приемлемого качества в нормальных условиях и при чрезвычайных обстоятельствах, а также от угрозы нарушения стабильности топливо- и энергоснабжения.

Электроэнергетика Беларуси — это энергетическая система, представляющая собой постоянно развивающийся, высокоавтоматизированный комплекс с единым централизованным оперативно-диспетчерским управлением.

Интенсивное развитие отраслей топливно-энергетического комплекса в республике в 60 – 70-х годах XX века (электростанций, электрических и тепловых сетей, газо- и нефтепроводов) способствовало созданию мощной энергетической базы для развития и функционирования всех отраслей экономики, и особенно химической и нефтехимической промышленности, строительных материалов, машиностроения и других. В дальнейшем темпы обновления основных фондов в энергетике были ниже темпов старения ранее созданных мощностей и в результате к настоящему моменту срок эксплуатации большинства подстанций и высоковольтных линий напряжением 35 кВ и выше достиг 25 – 40 лет и более при нормативном сроке службы основного оборудования 25 лет. Физический износ основных фондов подстанций в среднем равен 64,5 процента, в том числе по зданиям и сооружениям – 40,3, по оборудованию – 72,3 процента. На пределе физического состояния оказались более 30 процентов электрических

и тепловых сетей. В отношении электротехнического оборудования следует отметить, что наряду с физическим существенно сказывается моральное старение, так как оно значительно уступает современному уровню и по техническим, и по экономическим характеристикам.

Существующая тарифная политика требует совершенствования, так как действующие тарифы на энергию по группам потребителей во многом не отражают действительного уровня затрат на производство, передачу и распределение энергии и их рыночную стоимость.

Прирост производства валового внутреннего продукта с относительно высокой его энергоемкостью, а также небольшое количество добычи и использования местных энергоресурсов все в большей степени способствуют возрастанию зависимости республики от одного поставщика – России. Возникает проблема диверсификации поставок энергоносителей.

Сложившееся положение ни в какой мере не соответствует основным индикаторам энергетической безопасности любого государства, в том числе Республики Беларусь, а непринятие срочных мер по изменению динамики старения основных фондов может привести к значительному народно-хозяйственному ущербу из-за перерывов в энергоснабжении отраслей экономики и населения.

Вопросы энергетической безопасности имеют первостепенное значение для развивающейся экономики Беларуси. В случае ограничения поставок одной тонны условного топлива наносимый ущерб превышает стоимость недопоставленных энергоносителей. Данное обстоятельство следует принимать во внимание как основное условие для определения необходимости и очередности замещения выбывающих, модернизации действующих и создания новых энергетических мощностей на всех стадиях производства, транспорта и потребления энергоносителей. Учитывая высокую капиталоемкость и относительно длительный период создания новых мощностей, большой срок окупаемости проектов, особую социальную значимость энергоносителей в обществе для обеспечения комфортных условий и материального благосостояния населения, требуется заблаговременно планировать пропорциональное и взаимоувязанное развитие всех звеньев этого процесса.

Решение существующих проблем должно базироваться на реализации комплекса мероприятий, включающих:

- централизованное управление всеми стадиями процесса производства, транспортировки и потребления энергоносителей;
- формирование и регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию, цен на топливо;
- сбалансированную модернизацию и развитие генерирующих источников, электрических и тепловых сетей Белорусской энергетической системы (далее – Белорусская энергосистема);
- изменение динамики износа основных фондов Белорусской энергосистемы на первом этапе в сторону стабилизации достигнутого уровня, а на втором – постоянного их обновления;
- организационно-экономический механизм, стимулирующий максимальное внедрение энергоэффективных технологий и оборудования во всех отраслях экономики и социальной сфере;
- снижение затрат на производство (добычу, заготовку), транспортировку и потребление всех видов топлива, тепловой и электрической энергии;
- разработку и жесткий контроль реализации отраслевых и региональных программ энергосбережения;

- постепенную диверсификацию топливно-энергетических ресурсов и их поставщиков в республику;
- максимальное вовлечение в топливный баланс экономически оправданных объемов местных видов топлива, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

С точки зрения энергетической безопасности многие ученые считают экономически обоснованным и целесообразным вариантом получение электроэнергии на атомной станции.

На настоящий момент развитие экономики достигло уровня, при котором энергетическая сфера по своему влиянию на другие составляющие экономики играет ключевую роль. Поэтому определение вклада энергетического фактора в экономическую безопасность является определяющим для анализа экономической безопасности. Обеспечение энергетической безопасности становится одной из первоочередных задач для создания условий нормального функционирования всех сфер экономики.

Литература

1. В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998.
2. В.Г. Благодатских, Л.Л. Богатырев, В. Бушуев, Н.И. Воропай и др. Влияние энергетического фактора на экономическую безопасность регионов России. Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 1998 г.
3. Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических на период до 2011 года.

УДК 620.9

Энергоэффективный дом: белорусская практика

Прохорчик Т.А.

Научный руководитель Нагорнов В.Н., к.э.н., доцент

Пассивный, или энергоэффективный дом — это сооружение, основной особенностью которого является малое энергопотребление — около 10 % от удельной энергии на единицу объема, потребляемой большинством современных зданий.

В идеале пассивный дом должен быть независимой энергосистемой, вообще не требующей расходов на поддержание комфортной температуры. Однако на сегодняшний день технология строительства пассивных домов далеко не всегда позволяет отказаться от активного отопления или охлаждения, особенно в регионах с постоянно высокими или низкими температурами, или резкими перепадами температур. Несмотря на это пассивный дом использует комбинацию низкоэнергетических строительных техник и технологий, позволяющих расходовать ресурсы более эффективно, чем в конвенциональных домах.

Актуальность данной работы объясняется тем, что для отопления и горячего водоснабжения жилого фонда Республики Беларусь используется около 35–40 % энергоресурсов страны, и усилия, направленные на снижение энергопотребления в данной сфере имеют большую народнохозяйственную значимость. В Республике Беларусь давно ведутся исследования по созданию энергоэффективного жилого дома. Цель данной работы заключается в описании и краткой характеристике одного из результатов таких исследований - энергоэффективного экспериментального здания серии 111–90. Этот четырехсекционный панельный дом, возведенный в Минске по ул. Притыцкого, 107, общей площадью 10 тыс. м² - энергосберегающее здание, не имеющее аналогов на всей территории СНГ, проект которого был разработан УП “Институт НИПТИС” совместно с ОАО “МАПИД”.

О необходимости реализации энергосберегающих проектов в Беларуси говорится уже на протяжении многих лет. Обсуждается не только вопрос экономии энергоресурсов и непосредственная связь их массового внедрения в Беларуси с увеличением стоимости на жилье, но и продолжительность срока окупаемости энергоэффективных построек. Однако перспектива очевидна: чем дороже становятся энергоносители, тем быстрее окупается энергоэффективный дом. В эксплуатации он экономичнее других зданий в три раза, так как энергия, которая к нему подводится, направлена на эффективное использование.

В экспериментальном доме использованы следующие технические решения:

– окна нового поколения с сопротивлением теплопередаче $R = 1,2 \text{ м}^2 \cdot \text{град}/\text{Вт}$, позволяющие экономить 11 кВт·ч/м² в год;

– стеновые панели с увеличенным сопротивлением теплопередаче в среднем до значения $R = 4 \text{ м}^2 \cdot \text{град}/\text{Вт}$, что дает экономию 10 кВт·ч/м² в год;

– новое поколение систем принудительной вентиляции и отопления.

Говоря о конструкции оболочки здания, следует упомянуть о различном удельном уровне теплопотерь в зависимости от расположения помещений. В квартирах верхнего и нижнего этажей и в торце здания теплопотери особенно велики. В тех же, что размещаются в середине фасада, они наполовину меньше, чем в помещениях верхнего этажа, и в 1,5 раза меньше, чем в торцевых помещениях. В связи с этим в энергоэффективном здании реализован принцип неоднородного утепления стен. Данная конструкция обеспечивает выравнивание теплопотерь по зданию. С целью обеспечения требуемых теплотехнических характеристик в различных частях здания

внесены следующие изменения конструкции стеновой панели по сравнению со стандартными образцами:

- гибкие связи слоев бетона из стеклопластиковой арматуры взамен металлических;
- более эффективный утеплительный материал (пеноплэкс вместо пенополистирола);
- в оконных проемах вместо полистиролбетона применена минплита;
- увеличена толщина слоя утеплителя в области установки отопительных приборов;
- улучшена конструкция стыка панелей.

В здании внедрена децентрализованная система приточновытяжной вентиляции с механическим побуждением и рекуперацией тепла уходящего из помещений воздуха. В обычном здании 50% тепла уходит именно через вентиляцию. Здесь в каждой квартире установлены блок вентиляции и система управления, позволяющие обеспечить независимое регулирование работы приточного и вытяжного вентиляторов. В приточном вентиляционном канале находится электрический канальный нагреватель воздуха, поддерживающий заданную температуру приточного воздуха. Блок управления совмещает также функцию регулирования температурного режима квартиры.

В экспериментальном здании используются центральная водяная система отопления с горизонтальной разводкой, автоматическое регулирование подачи тепла в каждой квартире. Помимо группового счетчика тепла предусмотрен также индивидуальный учет затрат на отопление и горячее водоснабжение каждой квартиры.

Основное вентиляционное оборудование квартир – рекуператор, фильтры, вентиляторы расположены в лоджиях, к которым примыкают общие приточный и вытяжной каналы. Приточные вентиляционные каналы каждой квартиры подключены к общей приточной шахте, которая забирает воздух с уровня выше третьего этажа, обеспечивая тем самым его высокое качество во всем здании. Вытяжные вентиляционные каналы подключены к общей вытяжной шахте с выводом отработанного воздуха на крыше. Забор приточного воздуха производится из общей приточной шахты через рекуператор тепла и с помощью воздуховодов подается в жилые помещения. Удаление воздуха из квартиры происходит через помещения кухни, ванной комнаты и туалета путем перетекания из жилых комнат через рекуператор тепла в общую вытяжную вентиляционную шахту.

Индивидуальные приточновытяжные вентиляционные системы с рекуперацией уходящего из помещений воздуха обеспечивают возврат тепла и перераспределение его с приточным воздухом между помещениями квартиры. Это позволяет вернуть более 80 % тепла, выводящегося из помещений в процессе воздухообмена, снизить уровень теплопотерь здания.

Экономия тепловой энергии через стеновую оболочку энергоэффективного здания (по сравнению с типовым) составляет $21 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ в год, а теплопотери, включая окна, – $28 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ в год. По подсчетам, при уровне мощности внутренних источников тепла и технологических тепловыделений, равном $4 \text{ Вт}/\text{м}^2$, что соответствует мощности тепловыделения жильцов, и коэффициенте использования этого тепла, равном 0,8, здание дополнительно получит $15 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ в год тепловой энергии.

В табл. 1 приведены теплопотери различных помещений энергоэффективного дома. Они неодинаковы, несмотря на неоднородное утепление оболочки здания, однако разброс значений меньше, чем при равномерной оболочке.

Таблица 1. Расход энергии на отопление квартир на м^2 отапливаемой площади за отопительный период при $t_{\text{наружн ср}} = -1,6^\circ\text{C}$, $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ в год

(тепловыделения внутренних источников $q = 4 \text{ Вт/м}^2$)

	Этаж	Блоксекция 1 (торец СВ–вход 1)				Блоксекция 2 (вход 2)			Блоксекция 3 (вход 3)				Блоксекция 4 (торец ЮЗ–вход 4)				По дому	
								проход										
Количество комнат	1	4	1	1	3	4	1		4	4	1	1	3	4	1	2	2	
Жилая площадь		58,25	20,0	20,0	46,93	58,18	20,0		69,01	58,25	20,0	20,0	46,93	58,18	20,0		33,81	
Отапл. площадь		90,9	42,02	42,02	78,33	90,83	40,02		100,41	90,9	42,02	42,02	78,33	90,83	42,02	48,93	65,21	
Расход энергии		46,5	37,0	36,5	37,5	39,0	39,0		37,0	39,0	37,0	36,5	37,5	39,0	37,0	43,8	49,4	
Количество комнат	2	3	2	2	3	3	2	2	3	3	2	2	3	3	2	2	3	
Жилая площадь		45,13	29,29	29,29	45,13	45,13	29,29	29,29	45,13	45,13	29,29	29,29	45,13	45,13	29,29	29,29	45,13	
Отапл. площадь		77,78	55,1	55,1	77,78	77,78	55,1	55,1	77,78	77,78	55,1	55,1	77,78	77,78	55,1	55,1	77,78	
Расход энергии		34,2	22,9	22,4	26,1	26,1	22,9	24,2	26,1	26,1	22,9	22,4	26,1	26,1	22,9	24,2	33,4	31,1
Количество комнат	9	3	2	2	3	3	2	2	3	3	2	2	3	3	2	2	3	
Жилая площадь		45,13	29,29	29,29	45,13	45,13	29,29	29,29	45,13	45,13	29,29	29,29	45,13	45,13	29,29	29,29	45,13	
Отапл. площадь		77,78	55,1	55,1	77,78	77,78	55,1	55,1	77,78	77,78	55,1	55,1	77,78	77,78	55,1	55,1	77,78	
Расход энергии		50,6	37,3	36,5	40,6	40,6	37,3	36,9	40,6	40,6	37,3	36,9	40,6	40,6	37,3	36,9	49,8	

Примечание. Расход тепла на отопление квартир 3–8го этажей аналогичен расходу тепла квартир 2го этажа.

Безусловно, объемы строительства энергосберегающего жилья в Беларуси пока не сравнимы с европейскими показателями: если у нас общая площадь таких построек составляет около 10 тыс. м², то в Европе она достигла 10 млн м². Однако наша Республика идет по пути уверенного развития. Это значит, можно уверенно говорить, что наш энергосберегающий дом не останется всего лишь одиноким экспериментом.

Литература

1. Данилевский Л.Н. К вопросу о снижении уровня теплопотерь здания. Опыт белорусскогерманского сотрудничества в строительстве. Мн.: НПООО “Стринко”, 2000. С. 76–78.
2. Данилевский Л.Н. Пассивный дом – основное направление энергоэффективного строительства // Архитектура и строительство. 2006. № 5. С. 106–109.
3. Жуков Д.Н. Пассивный дом. // Энергетика и ТЭК. 2008. - №11. – С.46-48.
4. Лапин Ю.В. Экожилье – ключ к будущему.- М., Энергоатомиздат, 2006 г.
5. Строительная теплотехника. СНБ 2.04.01–97. Мн., 1998.
6. www.passiv-rus.ru

УДК 620.9

Рапс – топливо будущего

Шпилевская М.В.

Научный руководитель Нагорнов В.Н., к.э.н., доцент

В настоящее время рапс входит в число ведущих масличных культур. Наряду с ценностью как источника растительного масла рапс представляет большой интерес как универсальная кормовая культура, один из важнейших источников кормового белка. Он является хорошим предшественником для зерновых культур, способствует улучшению структуры и плодородия почвы. Это один из важных аспектов, привлекающий внимание к этой культуре сельхозпроизводителей.

Другой важной составляющей его ценности является возможность использования рапсового масла на технические цели, в том числе и в качестве биотоплива.

Сегодня в мире наблюдается очередная волна интереса к рапсовому маслу, прежде всего как экологически чистому топливу. Рапсовое масло и дизельное топливо по физико-химическим свойствам различаются незначительно. За счет более полной биоразлагаемости (95%) и уменьшения выброса двуокиси углерода, сажи и серы рапсовое масло экологически благоприятно. Кроме того, рапсовое масло не содержит полициклических ароматических углеводородов – канцерогенов, обычно содержащихся в отработавших газах дизелей.

Для использования этого масла в качестве моторного топлива рассмотрим три пути.

Первый – это изменение конструкции дизельного двигателя таким образом, чтобы можно было сжигать чистое рапсовое масло. Второй путь предполагает смешение чистого рапсового масла и стандартного дизельного топлива. Третий путь заключается в получении рапсового метилового эфира (РМЭ) методом этерификации.

Предпочтительность получения дизельного топлива из рапсового масла обусловлена еще и тем, что, во-первых, высокая урожайность рапса дает возможность с 1 га его посевов иметь 1000-15000 л биотоплива; во-вторых, делает сырьевую базу практически неисчерпаемой.

Рапсовое масло представляет собой смесь моно-, ди- и триацилглицеринов, которые содержат в своем составе молекулы различных жирных кислот, т. е. высокомолекулярных кислородсодержащих соединений с углеводородным основанием, связанных с молекулой глицерина. Данный эфир представляет собой смесь метиловых эфиров жирных кислот. Получают его путем прямой переэтерификации ацилглицеринов рапсового масла с метиловым спиртом при температуре 353—363 К (80—90 °С) в присутствии едкого калия. По своим физико-химическим свойствам он близок к стандартным дизельным топливам, т. е. от самого масла отличается меньшими плотностью, вязкостью и температурой воспламенения, более высоким цетановым числом, поэтому может, что очень важно, подаваться в цилиндры двигателя штатной топливоподающей аппаратурой. Главное же, при работе на ней дизель становится экологически чище.

Перспективным считается, как и в случае других масел, не само рапсовое масло, а получаемый из него метиловый эфир: в ряде стран Европы его уже используют в качестве самостоятельного топлива или добавки к дизельному топливу нефтяного происхождения. Например, в Германии действуют более 90 заводов по производству рапсового масла, а топливо "биодизель" (соотношение 43:8) на базе метилового эфира рапсового масла выпускают восемь предприятий. В соответствии с директивами ЕС, начиная с 2006 года, производство этого топлива в странах ЕС должно возрасти в три раза, а с 2010 года — в десять раз. Для этого в странах ЕС положено начало мощной

системе экономической мотивации. Например, в Германии, дизельное топливо, которое добавляется в биодизель, облагается налогом нулевой акцизной ставкой, а во Франции 75% акцизной ставки компенсируется государством. Кроме того, там введен жесткий механизм принуждения нефтеперерабатывающих заводов к изготовлению дизельного топлива растительного происхождения. И если они не будут его использовать, то за это налагается штраф, вдвое большей стоимости неиспользованного дизельного топлива. Очень важно, что в ЕС вводится специальная ставка стимулирования для производителей — 45 евро на 1 га при выращивании рапса.

К сожалению, метилэфир рапсового масла — химически активная (агрессивная) жидкость. Поэтому при его использовании в качестве добавок к дизельному топливу баки, трубопроводы и другие элементы конструкции топливной системы, контактирующие с ним, должны иметь защитное покрытие. Кроме того, он дороже дизельного топлива. Поэтому рапсовое масло, казалось бы, все-таки предпочтительнее. Однако при работе дизеля на нем тоже возникает ряд проблем. В частности, многие специалисты отмечают, что через 100—200 ч работы дизеля на нем наблюдаются повышенные количество углеродистых отложений на поверхности камеры сгорания и закоксовывание сопловых отверстий распылителей форсунок. Что вполне правомерно: в данном масле много смолистых веществ, поэтому его коксуемость (0,4 %) выше коксуемости дизельного топлива (0,2 %). Тем не менее, если учесть, что ГОСТ 305—82 ограничивает последнюю величиной 0,3 %, то совершенно очевидно: подобрать смеси дизельного топлива и рапсового масла, удовлетворяющие требованиям ГОСТа, особого труда не представляет.

Еще одна проблема, возникающая при работе дизеля на рапсовом масле, — повышенная вязкость последнего: при нормальной (293 К, или 20 °С) температуре она на порядок выше, чем у стандартного дизельного топлива (соответственно 75 и 3,8 мм²/с). Однако при повышении температуры эта разница уменьшается. Например, при 313 К (40 °С) вязкость рапсового масла — 36 мм²/с, т. е. уменьшается вдвое, а при 343 К (70 °С) — до 17,5 мм²/с, или еще более чем вдвое. Но главное в том, что существенно меньшей вязкостью обладают смеси рапсового масла с дизельным топливом. Так, вязкость смеси, содержащей (по объему) 80 % дизельного топлива и 20 % рапсового масла, при температуре 292 К (20 °С) составляет 9 мм²/с, а при 313 К (40 °С), характерной для условий систем топливоподачи дизелей, — 5 мм²/с. Иначе говоря, становится соизмеримой с вязкостью чистого дизельного топлива (норматив: 3—6 мм²/с).

Таким образом, поскольку рапсовое масло по своим физико-химическим свойствам отличается от стандартного дизельного топлива, его целесообразно применять в смеси с последним.

В Беларуси первая технология производства биодизельного топлива поэтапно начала использоваться с 2001 года в ОАО "Новоельнянский межрайагроснаб" (Дятловский район, Гродненская область). Для этого было приобретено и установлено технологическое оборудование для получения рапсового масла и смесового биодизельного топлива.

В целом опыт зарубежных фирм и результаты отечественных исследований говорят о том, что смесевые биотоплива на базе рапсового масла способствуют не только экономии нефтяных топлив и улучшению экологических показателей дизелей, но и решению ряда социальных проблем. Например, широкомасштабное производство данного топлива неизбежно значительно увеличит занятость и благосостояние населения в сельской местности; получаемый при производстве рапсового масла шрот (жмых) — ценный белковый продукт, который может быть использован для откорма крупного рогатого скота и других домашних животных. Кроме того, с агрономической

точки зрения эта культура — очень желательная для улучшения севооборота: она улучшает структуру и плодородие почвы.

Литература

1. www.naviny.by
2. http://www.agromts.ru/innovacii_interes_raps.html
3. <http://www.ecology.md/section.phpsection=tech&id=36>
4. Журнал "[Автомобильная промышленность](#)", 2006 год

УДК 620.9

Перспективы развития биогазовых технологий в Республике Беларусь

Игнатюк А.С.

Научный руководитель Нагорнов В.Н., к.э.н., доцент.

Распространение биогазовых установок в Европе, связанное с дефицитом топлива, началось в период Первой мировой войны. Первый крупномасштабный завод по производству биогаза был построен в 1911 году в английском городе Бирмингеме и использовался для обеззараживания осадка сточных вод этого города. Вырабатываемый биогаз использовался для производства электроэнергии. В годы Второй мировой войны, когда энергоносителей катастрофически не хватало, в Германии и Франции был сделан акцент на получение биогаза из отходов сельскохозяйственного производства. Сегодня биогазовые технологии стали стандартом очистки сточных вод и переработки сельскохозяйственных и твердых отходов и используются в большинстве стран мира.

Высокая степень развития рынка биогазовых технологий в настоящее время может быть найдена в утилизации сточных вод, очистки промышленных сточных вод и утилизации сельскохозяйственных отходов. В Швеции энергия биомассы предоставляет 50% необходимой тепловой энергии. В Англии, на родине первого промышленного биогазового реактора, с помощью биогаза еще в 1990 г. удалось покрыть все энергозатраты в сельском хозяйстве. В Лондоне действует один из крупнейших в мире комплексов по переработке бытовых сточных вод.

Оценки показывают, что даже для энергетически развитых стран производство биогаза может составить заметную часть общей выработки энергии. В последнее время интерес к фундаментальному изучению систем получения топлива на основе биомассы и их практическому использованию достаточно широк во всем мире. Национальные программы в этой области существуют в США, Великобритании, Германии, Франции, Бразилии, Японии, Канаде, КНР, Индии, во многих развивающихся странах.

Теплотворная способность одного кубометра биогаза составляет в зависимости от содержания метана 20-25 МДЖ/м³, что эквивалентно сгоранию 0,6 - 0,8 литра бензина, 0,6 м³ природного газа, 1,3 – 1,7 кг дров или использованию 5 - 7 кВт электроэнергии.

Эти цифры указывают на то, что имеются значительные запасы энергии в биомассе, которая зачастую просто напрасно выбрасывается. Актуальность использования биогаза для собственных нужд в структуре расходов потребителей растет вслед за ростом цен на природный газ. Поэтому строительство биогазовых установок из разряда возможных альтернативных источников энергоресурсов понемногу переходит в область житейской необходимости.

В сложившихся условиях использование технологии анаэробной ферментации поможет Республике Беларусь решить ряд задач:

- 1) замещение части импортируемых энергоресурсов;
- 2) использование биогаза в когенерационных установках, получение тепловой энергии и электроэнергии;
- 3) использование очищенного биогаза в качестве автомобильного топлива;
- 4) утилизация большого количества сельскохозяйственных отходов животноводства и растениеводства;
- 5) получение высококачественных биоудобрений;
- 6) газификация удаленных и малонаселенных населенных пунктов;
- 7) экономия капитальных затрат;
- 8) борьба с парниковым эффектом.

Современные животноводческие комплексы, насчитывающие десятки тысяч животных, производят огромное количество отходов. Появляется необходимость в их хранении и утилизации. Обезвреживание навозных стоков, особенно со свинокомплексов, является серьезной проблемой в масштабе всей страны. Использование биотехнологий позволяет создать технологию переработки и обеззараживания отходов сельского хозяйства. Отходы процесса служат высококачественным удобрением, а сам процесс способствует поддержанию чистоты в окружающей среде. Удобрения получаются экологически абсолютно чистыми - без малейших следов нитритов и нитратов, болезнетворной микрофлоры и даже семян сорняков (по сравнению с обычным навозом). При этом одной тонны вполне достаточно для обработки целого гектара земельных угодий. А по эффективности эти удобрения (1 т эквивалентна 60 т навоза) по сравнению с обычными увеличивают урожайность минимум в 2-4 раза. Научное объяснение этого факта в том, что в реакторе биогазовой установки при определенных условиях синтезируются так называемые ауксины - вещества, способствующие ускоренному развитию и росту растений. Дальнейшие исследования этого механизма, как полагают ученые, откроют возможности для заранее программируемого получения сверхэффективных удобрений. Еще одно преимущество анаэробной ферментации: в биогазе исчезает сероводород - непереносимый спутник разложения органики и сильнейший ускоритель коррозии металлических конструкций.

Использование биогазовых установок дает возможность сэкономить на таких капитальных затратах, как прокладка газопровода и ЛЭП (при производстве электроэнергии в когенераторе), постройка объемных резервуаров для отходов, расходы на их транспортировку и многие другие. С помощью биотехнологий можно обеспечить дешевым газом удаленные и малонаселенные пункты, куда экономически не эффективно прокладывать газопроводы с природным газом.

Важно, что применение биогаза в различных системах энергогенерации обуславливает значительное снижение техногенного воздействия на окружающую среду. Уменьшается выброс в атмосферу метана (60-80% биогаза), который является одним из самых активных парниковых газов (в 21 раз активнее CO_2), а также снижается использование ископаемого топлива.

На фоне всех преимуществ, а также существенного внутреннего потенциала видится весьма перспективным использование промышленных биогазовых установок в Республике Беларусь. Особенно выгодным представляется использовать их совместно с гелиоустановками и другими вторичными источниками теплоты. Это позволит расширить рынок энергоносителей в стране, а следовательно приведет к большей энергетической и экономической независимости и эффективности предприятий.

Ниже в таблицах 1 и 2 сведены результаты расчетов потенциала получения биогаза в республике, а также оценка потенциала годового получения биогаза в Берестовицком районе Гродненской области. Таким образом, даже при расходовании части вырабатываемого биогаза на собственные нужды использование биотехнологий позволяет замещать органическое топливо в достаточно значительных объемах.

Таблица 1. Потенциал использования биотехнологий в Берестовицком районе

Вид сырья	Кол-во шт.	выработка сырья в год т.	Коэф. Доступности	К использованию т.	Выработка биогаза в год млн. м ³	Энергетический эквивалент т у.т.	Энергетический эквивалент кВт*ч
КРС	29739	390 770	0,62	242 278	14,5	11 971	16 760
Свиньи	43599	79 568	0,62	49 332	3,7	3047	4 266
Птица	76800	4 485	1	4 485	0,3	240	336
всего	-	474 824	-	296 095	18,5	15 258	21 362

Таблица 2. Потенциал использования биотехнологий в Республике Беларусь

Вид сырья	Кол-во Тыс.	выработка сырья в год млн. т.	Коэф. Доступности	К использованию млн.т.	Выработка биогаза в год млн. м ³	Энергетический эквивалент т у.т.	Энергетический эквивалент кВт*ч
КРС	3 989	52,4	0,62	32,5	1 949, 9	1 605 763	2 248 068
Свиньи	3 642	6,6	0,62	4,1	309, 1	254 528	356 339
Птица	28 700	1,7	1	1,7	108, 9	89 720	125 607
всего	-	60,7	-	38,3	2 367, 9	1 950 010	2 730 014

Как видно из приведенных таблиц потенциал получения биогаза в Республике Беларусь составляет 2 367, 9 млн. м³, что эквивалентно 1,95 млн. т у.т. в год. В частности по Берестовицкому району Гродненской области потенциал получения биогаза – 18,5 млн. м³ или 15 258 т у.т. в год. Следовательно, применение технологий анаэробной ферментации перспективно как на государственном уровне, так и на уровне отдельных районов.

В заключение следует отметить, что в научно-практическом центре НАН Беларуси разрабатываются биогазовые установки, адаптированные к особенностям местного климата и предназначенные для районов с крупными животноводческими комплексами. Поэтому возможно в скором времени биогазовые установки станут привычными элементами нашей повседневности.

Литература:

1. «Энергоэффективность» №11 2005г. №7 2007г.
2. ecomuseum.kz «Экомузей» сайт Карагандинского Экологического Музея.
3. kupisonce.com «Купи солнце» сайт альтернативных источников энергии.
4. localhost.html «Биотехнологии» сайт альтернативных источников энергии.
5. zorgbiogas.ru сайт компании «Зорг», производителя биогазовых установок.

УДК 620.9

Развитие ветроэнергетики в Беларуси

Некраш И.И.

Научный руководитель Нагорнов В.Н, к.э.н., доцент.

Республика Беларусь в малой степени располагает собственными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР). Как известно, подавляющая часть ТЭР в настоящее время импортируется, в основном, из России. В последние годы наблюдается значительный постоянный рост цен на органическое топливо и импортируемую электроэнергию. Этот рост, очевидно, будет иметь место и далее до достижения уровня мировых цен, которые в свою очередь также постоянно повышаются.

Сегодня перед страной остро стоит вопрос о повышении конкурентоспособности национальной экономики, эффективном использовании всех видов топлива сырья, материалов и оборудования. Одно из стратегических направлений в нашей энергетике - это широкое использование местных видов топлива и природного энергетического потенциала, в частности, энергии ветра, гидроресурсов и других, нетрадиционных для национальной энергетической отрасли источников. Постановлением правительства №1680 и указом Президента определено, что уже к 2012 г. их доля в выработке электроэнергии должна составить не менее 25% от общего производства тепловой и электрической энергии.

Одним из направлений по использованию возобновляемых энергоисточников является развитие ветроэнергетики с учетом использования опыта стран со сходными Беларусии климатическими условиями.

В Беларуси действует несколько небольших опытно-промышленных ветроэнергетических установок (ВЭУ) и одна ВЭС в составе двух установок мощностью 250 кВт и 600кВт.

Витебская область, город Городок. В опытной эксплуатации находится ВЭУ с репеллерным горизонтально-осевым ветродвигателем с $P_{уст} = 30$ кВт. ВЭУ работает в автономном режиме, электроэнергия используется для нагрева битума.

Минская область, город Заславль. На полигоне в опытной эксплуатации находилась ВЭУ с ветроротором на базе вертолетных лопастей $P_{уст} = 22$ кВт. Данный ветроагрегат специально разрабатывался для районов с невысокими скоростями ветра.

В республике также имеется определенный положительный опыт использования зарубежной ветротехники, в частности, ветроэнергетических установок Nordex и Yakobs германского производства в поселке Дружный на берегу озера Нарочь, эксплуатируемых ООО «Экодом» (таблица1). Этот опыт подтверждает, что при условии правильного выбора площадки под размещение ВЭУ выработка электроэнергии на них соответствует аналогичным условиям в странах Западной Европы.

Таблица1. Характеристика ВЭУ Nordex-29 и Yakobs

Вид ВЭУ	NORDEX-29	YACOBS
Мощность, кВт	250	600
Высота мачты, м	55	65
Диаметр ротора, м	29	48
Число лопастей, шт.	3	3
Диапазон рабочих скоростей ветра, м/с	4,5 - 25	4,0 - 25
Расчетная скорость ветра, м/с	14	13

В то же время страна располагает значительными ветроэнергетическими ресурсами, достаточными для обеспечения не менее 10% собственного потребления электроэнергии при полной окупаемости затрат на создание ветроэлектростанций.

В связи с повышением цен на ТЭР сроки окупаемости капитальных вложений в ветротехнику континентального размещения в настоящее время могут быть сопоставимы со сроками окупаемости малых ГЭС, тепловых и атомных электростанций.

Программа развития ветроэнергетической отрасли РБ на 2008-2015 гг. предусматривает строительство ветряных установок мегаваттного класса в трёх областях республики: Минской, Витебской и Гродненской. На сегодняшний день наиболее проработанной является установка ВЭС в Гродненской области.

Гродненское республиканское унитарное предприятие «Гродноэнерго» является самой малой и самой энергодефицитной энергосистемой в составе ГПО «Белэнерго». Обеспечение максимальных электрических нагрузок потребителей области электростанциями РУП «Гродноэнерго» осуществляется на уровне 20% от общего потребления. Оставшаяся часть потребности покрывается за счет переносов электроэнергии от других электростанций Белорусской энергосистемы и из России. В связи с этим в ближайшей перспективе предприятием будет уделяться особое внимание развитию собственных источников электрической энергии, в том числе за счет использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии.

Анализ ветровых условий Гродненской области показывает, что приведенные среднегодовые фоновые скорости ветра составляют 3,4 - 4,6 м/с. Территория Гродненской области составляет 25 тыс. км² или 12,3% территории страны.

Большую часть территории Гродненской области занимают зоны с фоновыми среднегодовыми скоростями ветра соответственно до 3,5 м/с и 3,5-4,0 м/с. Эти зоны не рекомендуются для первоочередного внедрения ветротехники, поскольку для таких низкоскоростных зон требуется внедрение принципиально новых ВЭУ с повышенным коэффициентом использования энергии ветра.

Внедрение серийных ВЭУ мегаваттного класса западноевропейских производителей возможно в зонах с фоновыми скоростями ветра 4,0-4,5 м/с и более 4,5 м/с соответственно. К таким зонам с абсолютной высотой плато 200-350 м относятся территории в окрестностях городов Новогрудок, Ошмяны, Волковыск, Гродно. В этих местностях в отдельных точках отмечаются высокие скорости ветра: на вершинах возвышенностей со стороны склонов и на вершинах холмов.

По расчетам экспертов приемлемый срок окупаемости получается при установке ветроагрегатов на площадках, расположенных на вершинах возвышенностей с наибольшей среднегодовой скоростью ветра 5-6 м/с. Это могут быть одиночные агрегаты или электростанции в составе 2-10 агрегатов. Они находятся вблизи населенных пунктов Грабники, Пуцевичи, Тимуты, Вяжи, Б.Бобровники, Гривки и др. Всего же точек с наибольшей среднегодовой скоростью ветра от 5,0 до 6 м/с на карте Гродненской области 100-200.

Для внедрения первой в Белорусской, а также Гродненской энергосистемах ветроустановки мегаваттного класса была выбрана наиболее перспективная площадка – вблизи н.п. Грабники Новогрудского района с высотой над уровнем моря – 315 м. В 2007-2008 г. была выполнена оценка ветроэнергетического потенциала данной строительной площадки для возведения ветроэнергетической установки (ВЭУ) мощностью 1500 кВт в районе н.п. Грабники Новогрудского района Гродненской области. Проведено натурное и картографическое обследование территории размещения ВЭУ, а также параллельный мониторинг параметров ветра на рассматриваемой площадке и на территории опорной метеостанции «Новогрудок». Определена среднегодовая фоновая скорость ветра в зоне возведения ВЭУ $U_{фВЭУ}=5,1$ м/с и расчетная скорость ветра на высоте $h=62-100$ м оси ветроколеса ВЭУ $U_{ВЭУ}=7,0..7,5$ м/с. В этом случае полная среднегодовая выработка электроэнергии при

выдаче ее в сеть энергосистемы может составить около $W=3,5-4,0$ млн. кВт·час, что соответствует экономии условного топлива около 1100-1250 т у.т.

По результатам предварительного обследования на территории, непосредственно прилегающей к рассматриваемой площадке, может быть размещен ветропарк с установкой 7-8 ВЭУ. В этом случае суммарная ориентировочная среднегодовая выработка электроэнергии составит около 25-30 млн. кВт·часов.

Рассчитаем экономическую целесообразность строительства данной ВЭС. Исходная информация приведена в таблице 2.

Таблица 2 Исходная информация

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Значение
1. Удельные кап. вложения	k	€/кВт	1100
2. Общие кап. вложения	K	€/кВт	$1650 \cdot 10^3$
3. Мощность	N	кВт	1500
4. Число часов использования	h	ч/год	2500
5. Норма амортизации	H_a	ц/год	3,3

Экономические издержки ВЭС:

$$I_{\text{пост.}} = 1,2 \cdot N \cdot k \cdot \frac{H_a}{100} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 10^3 \cdot 1100 \cdot 0,033 = 65,34 \cdot 10^3 \text{ €/год}$$

Экономия годовых эксплуатационных издержек при вводе ВЭС:

$$\Delta I = N \cdot h \cdot \tau_{\text{э}} - I_{\text{пост.}}, \text{ где } \tau_{\text{э}} - \text{тариф на электроэнергию.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Delta I}$$

Пример расчета срока окупаемости ВЭС при тарифе на электроэнергию $\tau_{\text{э}} = 10$ ц/кВт·ч:

$$\Delta I = 2500 \cdot 15 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 10^{-2} - 65,34 \cdot 10^3 = 309\,660 \text{ €/год}$$

$$T_{\text{ок}} = 1\,650\,000 / 309\,660 = 5,328 \text{ лет}$$

Далее приведен расчет срока окупаемости при различных тарифах (таблица 3):

Таблица 3 Срока окупаемости при различных тарифах

$\tau_{\text{э}}$, ц/кВт·ч	$T_{\text{ок}}$, лет
10	5,3
15	3,3
20	2,4

Таким образом, можно сделать вывод, что при действительной системе тарифов срок окупаемости составит около 5 лет, что свидетельствует об эффективности кап. вложений в ВЭС. Учитывая, что в дальнейшем тарифы на электроэнергию будут расти, то срок окупаемости будет снижаться, что также подтверждает экономическую целесообразность строительства ВЭС.

В настоящее время проводится конкурс по закупке ветроэнергетического оборудования за рубежом. Наиболее возможными из потенциальных поставщиков являются такие мировые производители ВЭУ как: компания «E.N.O. ENERGY» (Германия); компания «Nordex» (Германия); компания «Vensys-CKD» (Чехия-Германия).

В перспективе не исключена возможность строительства в данном районе и других ВЭУ. Окончательное решение будет приниматься на основании результатов эксплуатации первой ВЭУ.

Литература

1. Программа развития ветроэнергетической отрасли РБ на 2008-2015гг.
2. Программа энергосбережения РУП «ГРОДНОЭНЕРГО» на 2006 год.

3. Лаврентьев Н.А., Жуков Д.Д. Развитие белорусской ветроэнергетики. // Энергетика и ТЭК. - 2007. - № 8. - С. 43 - 45.

УДК 621.31

Оценка экономической эффективности установок когенерационного энергоснабжения

Судиловская В.В.

Научный руководитель: НАГОРНОВ В.Н., к.э.н., доцент.

В настоящее время энергоснабжение большинства предприятий всё ещё обеспечивается по так называемой раздельной схеме, когда электрическая энергия поступает от энергосистемы, а тепловая производится в котельных.

Однако в стране уже реализуется курс на увеличение когенерационной выработки электрической и тепловой энергии на базе газопоршневых, газотурбинных и парогазовых установок со значительным ростом выработки собственной электроэнергии на тепловом потреблении, как к наиболее эффективному варианту энергоснабжения по сравнению с раздельной схемой.

В тоже время, когенерация – дополнение, а не альтернатива развитию электроэнергетики, хотя она сопровождается выработкой электроэнергии. Но эта электроэнергия не по физической сути, а только по форме – особая. Ее главная особенность – она вырабатывается одновременно на все равно уже потребляемой тепловой энергии в производстве товаров и услуг. Но если эта потребляемая тепловая энергия производится за счет прямого сжигания топлива в котельных или топках, то значительный термодинамический потенциал продуктов сгорания топлива (от теоретической температуры горения 2000-2200 °С до требуемой температуры теплоносителя 200-300 °С, реже 500-600 °С), т.е. 1700-1400 °С практически не используется, бесполезно и безвозвратно теряется.

Высокий КПД современных котельных, достигающий 95-96 %, маскирует эту потерю, создает видимость высокого благополучия. На деле в когенерационном цикле на тех же продуктах сгорания вначале при их высокой температуре (до 1500 °С) вырабатывают электрическую энергию (до 30-45 %), а затем на охладившихся при генерации электроэнергии до 450-550 °С газах вырабатывают 55-45% требуемой для технологических целей тепловой энергии в виде водяного пара, горячей воды или сушильного агента. Таким образом, при применении когенерации коэффициент использования теплоты топлива достигает 86-92 %.

Один из примеров, наглядно демонстрирующий минимальные преимущества когенерации представлен на следующей схеме:

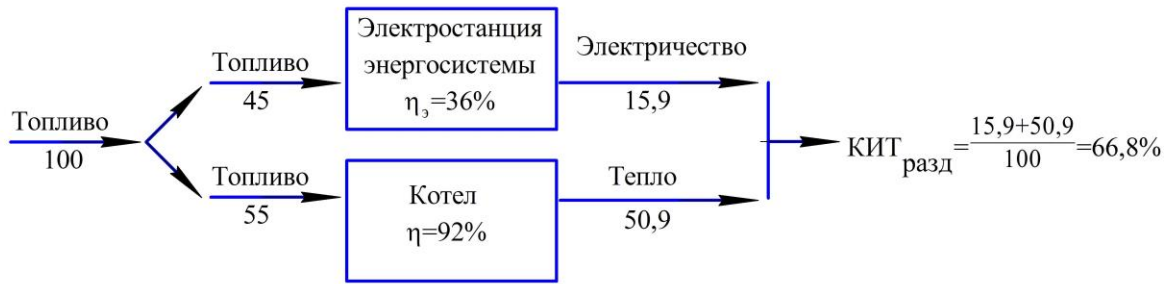


Рис.1 Схема использования топлива при раздельном производстве тепловой и электрической энергии

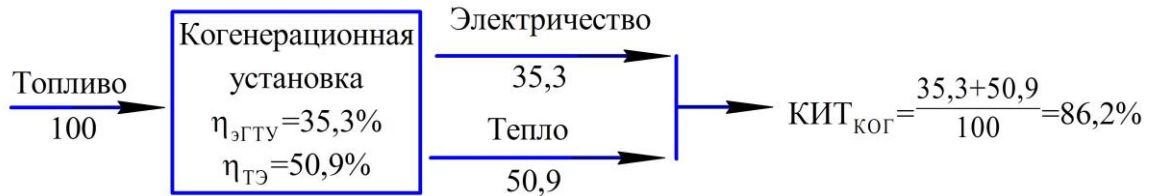


Рис.2 Схема когенерации

Сравнение схем энергоснабжения (рис. 1 и рис.2) при одной и той же величине потребляемого топлива (100 условных единиц) показывает, что коэффициент использования тепла топлива (КИТ) при когенерации в данном случае выше на 19,4% абсолютных или в 1,29 раза топлива расходуется больше при раздельной схеме, чем в когенерационной схеме (взятые в схемах величины всех КПД близки к действительным).

Полная эффективность когенерации с учетом величины тарифов на электрическую энергию и соотношения себестоимости электрической и тепловой энергии оказывается еще выше.

В мировой энергетике себестоимость электрической энергии выше себестоимости тепловой энергии в 2,5-6 раз. Тариф же на электрическую энергию, поставляемую энергосистемами, в свою очередь, выше в 2-3 раза ее себестоимости:

$$\frac{C_{\text{э}}}{C_{\text{тэ}}} = 2,5 \div 6; \quad \frac{T_{\text{э}}}{C_{\text{э}}} = 2 \div 3;$$

Поэтому если принять себестоимость тепловой энергии за одну условную финансовую единицу (1 у.ф.е), то стоимость электрической энергии в среднем в условных финансовых единицах будет составлять 9 у.ф.е. Отсюда эффективность когенерации составляет:

$$K_{\text{эфф}} = \frac{\mathcal{E}^{\text{КОГ}} \cdot T_{\text{э}} + Q_{\text{тэ}}^{\text{КОГ}} \cdot C_{\text{тэ}}}{\mathcal{E}^{\text{ЭС}} \cdot T_{\text{э}} + Q_{\text{тэ}}^{\text{КОГ}} \cdot C_{\text{тэ}}} = \frac{35,3 \cdot 9 + 50,9 \cdot 1}{15,9 \cdot 9 + 50,9 \cdot 1} = \frac{368,6}{194} = 1,9$$

Итого, эффективность когенерации перед раздельным производством энергии будет составлять 190% или в 1,9 раз выше, при сжигании одинакового количества топлива.

УДК 368(478) (075.8)

Добровольное страхование в Республике Беларусь

Репецкая О.В.

Научный руководитель магистр экономических наук, преподаватель Климович Н.И.

Вопрос страхования в настоящее время весьма актуален и является важной сферой экономики, тем более в условиях экономической нестабильности. В страховании реализуются определённые экономические отношения, складывающиеся между людьми в процессе производства, обращения, обмена и потребления материальных благ. Оно предоставляет всем хозяйствующим субъектам и членам общества гарантии в возмещении ущерба.

Добровольное страхование строится на основе взаимного волеизъявления сторон, то есть страхователя и страховщика, и оформляется договором. Общие условия и порядок проведения добровольного страхования устанавливаются каждым страховщиком самостоятельно на основе действующего законодательства.

Добровольное страхование осуществляется на следующей основе:

- добровольность характерна для страхователей, и страховое обеспечение зависит от их числа;
- страхование ограничено определённым сроком, который указывается в договоре;
- непрерывность страхования обеспечивается только путём повторного перезаключения договора на новый срок;
- действие договора зависит от уплаты разовых или периодических страховых взносов.

Принципы добровольного страхования:

1. Принцип добровольности;
2. Принцип выборочного охвата;
3. Принцип срочности;
4. Принцип зависимости действия страхования от уплаты страховых взносов;
5. Принцип зависимости страхового покрытия от желания страхователя.

В соответствии с «Положением о страховой деятельности в Республике Беларусь» существуют следующие виды добровольного страхования:

1. Личное страхование;
2. Имущественное страхование;
3. Страхование ответственности.

За первый квартал 2009 года действующими страховыми организациями республики получено страховых взносов по прямому страхованию и сострахованию на сумму 242,1 млрд. рублей. Прирост поступлений за первый квартал 2009 года по сравнению с аналогичным периодом 2008 года в действующих ценах составил 54,1 млрд. рублей, или 28,8 % [1].

За первый квартал 2009 года по добровольным видам страхования получено страховых взносов на сумму 114,5 млрд. рублей. Удельный вес добровольных видов страхования в общей сумме полученных страховых взносов составил 47,3 % (за первый квартал 2008 года – 46,8 %). В структуре поступления страховых взносов по добровольным видам страхования на долю каждого вида страхования приходится: личное страхование – 21,5 % от суммы взносов по добровольным видам страхования, имущественное страхование – 71,6 %, страхование ответственности – 6,9 % [1] (рисунок 1).

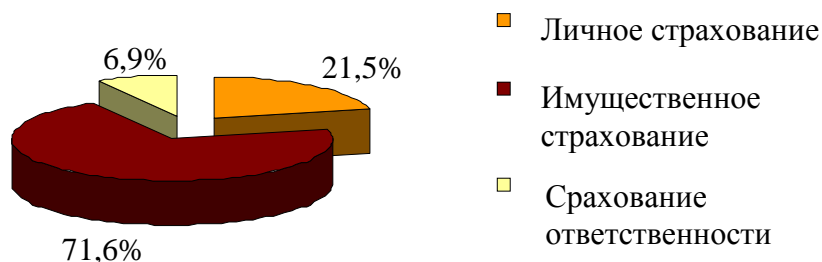


Рисунок 1. Структура поступления страховых взносов по добровольным видам страхования

Выплаты страхового возмещения и страхового обеспечения в целом по республике за первый квартал 2009 года составили 139,1 млрд. рублей. В структуре страховых выплат на долю добровольных видов страхования приходится 44,9 %. Структура поступлений страховых взносов и страховых выплат за первый квартал 2009 года представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1. Структура поступления страховых взносов и страховых выплат по добровольным видам страхования за 1 квартал 2009 года

Вид страхования	Страховые премии (взносы)	В % к		Страховые выплаты	В % к	
		общей сумме взносов	соответствующему периоду прошлого года		общей сумме выплат	соответствующему периоду прошлого года
Всего:	114 508 899,4	47,30	130,06	62 384 729,1	44,86	179,75
в том числе:						
1) личное страхование:						
страхование жизни	1 259 813,2	0,52	186,31	886 258,1	0,64	667,19
страхование дополнительной пенсии	12 154 902,5	5,02	128,29	3 202 780,8	2,30	262,87
страхование медицинских расходов	1 863 525,4	0,77	151,65	1 332 570,6	0,96	220,90
прочие	9 346 842,8	3,86	143,03	3 434 936,9	2,47	164,85
2) имущественное страхование:						
страхование имущества предприятий	29 702 142,0	12,27	138,97	16 289 724,5	11,71	189,74
страхование имущества граждан	44 930 246,9	18,56	135,92	34 180 521,3	24,58	175,68
страхование грузов	3 568 326,5	1,47	98,39	197 460,1	0,14	16,23

страхование предприниматель ского риска	2 289 925,4	0,95	65,53	855 402,4	0,62	137,06
прочие	1 513 004,0	0,63	120,96	10 899,7	0,01	112,58
3) страхование ответственности	7 880 170,7	3,25	107,57	1 994 174,7	1,43	256,77

Литература

1. Основные показатели деятельности страховых организаций Республики Беларусь за I квартал 2009 года [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.minfin.gov.by/rmenu/insurance/info-insurance/year09/1kv09>. Дата доступа: 25.04.2009.

2. Структура поступления страховых взносов и страховых выплат за I квартал 2009 года [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.minfin.gov.by/rmenu/insurance/info-insurance/year09/1kv09 str](http://www.minfin.gov.by/rmenu/insurance/info-insurance/year09/1kv09_str). Дата доступа: 25.04.2009.

УДК 620.9

О методических основах оценки экономической эффективности сооружения ветроэнергоустановок

Соболь А.Ю.

Научный руководитель Падалко Л.П., д.э.н., профессор

Оценка экономической эффективности строительства ветроэнергетической установки (ВЭУ) должна учитывать комплекс влияющих факторов. Основными из них являются три: вид используемого оборудования, скорость ветра на оцениваемой местности и то, в чьем ведомственном подчинении будет находиться установка.

Исходя из ведомственной принадлежности планирующейся ВЭУ можно определить, какой экономический эффект будет нести ее строительство. Если установка строится на средства энергосистемы и впоследствии входит в ее состав, то такая ВЭУ даст возможность сэкономить топливо, используемое в энергосистеме. Подключенный в сеть распределения, ветроагрегат будет замещать электроэнергию, выработанную на станциях энергосистемы. Однако, ввиду непостоянства потоков ветра, ВЭУ не может учитываться в балансе электрической мощности, т.е. введение такой установки может быть рассмотрено только как энергосберегающее мероприятие. Годовую экономию можно определить по следующей формуле:

$$C_{\text{эк}} = \frac{b_{\text{ээ}} \times \mathcal{E}_{\text{отп}} \times \Pi_m \times k_y}{N_y \times h_y} \quad (1)$$

где $b_{\text{ээ}}$ – удельные затраты топлива на выработку 1 кВт•ч электрической энергии; Π_m – цена топлива; $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ – годовой размер отпуска электроэнергии потребителям от ВЭУ; k_y – коэффициент, учитывающий потери энергии в сетях; N_y – установленная мощность ВЭУ; h_y – число часов использования установленной мощности.

Вторым вариантом при возведении ветроэнергетической установки является ее строительство неподведомственным энергосистеме юридическим лицом. Т.е. ВЭУ устанавливает предприятие-потребитель, а значит экономический эффект будет заключаться в замещении приобретаемой у энергосистемы электроэнергии. В данном случае нужно оценить соотношение стоимости приобретаемой энергии и себестоимости ее производства на ВЭУ. Однако при оценке эффективности возведения установки существенное влияние оказывает принадлежность предприятия к потребителям, платящим по одноставочному тарифу, либо к двухставочным потребителям. Разница заключается в том, что для двухставочного потребителя электроэнергия от ВЭУ замещает плату только по дополнительной ставке – меньшей составляющей тарифа. Это опять же связано с вероятностной выработкой энергии на ветроэнергетических установках, из-за которой предприятие не сможет полностью отказаться от связи с энергосистемой. Так как величина одноставочного тарифа выше дополнительной ставки двухставочного, сооружение ВЭУ выгоднее для одноставочных потребителей, чем для двухставочных. А если учесть, что в составе тарифа на электроэнергию топливная составляющая не единственная (т.е. тариф будет больше топливной составляющей), то можно также сделать вывод о том, что сооружение ветроэнергоустановки предприятием-потребителем будет более экономически эффективно, чем сооружение ее в составе энергосистемы. Себестоимость произведенной на ВЭУ электроэнергии можно рассчитать следующим образом:

$$C_{\text{ээ}}^{\text{ВЭУ}} = \frac{(P_{\text{ам}} + P_{\text{обс}}) \times k_y \times N_y}{h_y \times N_y} = \frac{(P_{\text{ам}} + P_{\text{обс}}) \times k_y}{h_y} \quad (2)$$

где $P_{\text{ам}}$ и $P_{\text{обс}}$ – отчисления на амортизацию и обслуживание; k_y – удельные капиталовложения в ВЭУ.

Третьим вариантом установки ВЭУ является ее сооружение независимым инвестором. В этом случае установка сооружается для получения прибыли от продажи в энергосистему выработанной энергии. Нужно отметить, что экономическая эффективность сооружения ВЭУ зависит, в данном случае, от тарифа, по которому энергосистема будет скупать выработанную установкой электроэнергию. Формула для расчета себестоимости произведенной электроэнергии останется такой же, как в предыдущем примере. А выручку от реализации выработанной электроэнергии в энергосистему будет выглядеть следующим образом:

$$P_{\text{вэ}}^{\text{сис}} = T_{\text{вэ}}^{\text{сис}} \times h_y \times N_y \quad (3)$$

где $T_{\text{вэ}}^{\text{сис}}$ – тариф, по которому энергосистема приобретает у независимого производителя электроэнергию.

Также на эффективность ВЭУ существенное влияние оказывает выбор площадки. Главным критерием при выборе является среднегодовая скорость ветра. Номинальная мощность агрегатов рассчитана для определенных условий, например, 10-13 м/с для немецких и многих других ветроустановок. Реальные среднегодовые скорости ветра могут быть ниже номинальных значений, что скажется на рабочей мощности ВЭУ. Рабочая мощность ветроагрегатов снижается пропорционально третьей степени снижения скорости ветра. Для выявленных в Беларуси площадок среднегодовые скорости ветра составляют 5,5-6 м/с. Т.е. для этих площадок рабочая мощность будет в 8 раз меньше номинальной. Однако с ростом скорости ветра мощность растет только до определенного предела, после которого идет на спад. График зависимости рабочей мощности ВЭУ от скорости ветра представлен на рисунке 1. Показатели скорости ветра изменяются также и в зависимости от высоты измерения. Для нижнего пятисотметрового слоя атмосферы эту зависимость можно выразить следующими формулами:

$$\text{для июля-марта} \quad \frac{V_H}{V_h} = 1 + 4,2 \times \left[1 - \left(\frac{H}{h} \right)^{-0,23} \right]; \quad (4)$$

$$\text{для апреля-июня} \quad \frac{V_H}{V_h} = 1 + 2,46 \times \left[1 - \left(\frac{H}{h} \right)^{-0,41} \right]. \quad (5)$$

Если принять скорость у земли на высоте 10 м ($h=10\text{м}$) равной 4 м/с, то получим следующие значения для высоты 50 м и 100м ($H_1=50\text{м}$, $H_2=100\text{м}$):

$$\text{для июля-марта} \quad V_{H_1} = 9,2 \text{ м/с} \quad V_{H_2} = 10,9 \text{ м/с}$$

$$\text{для апреля-июня} \quad V_{H_1} = 8,8 \text{ м/с} \quad V_{H_2} = 10 \text{ м/с}$$

Получается, что на высоте 50-100 м скорость ветра увеличивается более чем в два раза. Из вышеприведенных расчетов можно сделать вывод о том, что с увеличением высоты ветроагрегата, можно повысить его рабочую мощность. Следовательно, ВЭУ с высотой мачты 50-100 м можно устанавливать на площадках с более низкими фоновыми скоростями ветра, измеренными на высоте 10 м. Такие установки смогут выйти на номинальные показатели мощности.

С увеличением высоты мачты вырастут капитальные затраты. Значит для определения оптимальной высоты установки нужно найти баланс между ростом капитальных затрат и увеличением прибыли в результате повышения рабочей мощности ветроагрегата. Если выделить из капитальных вложений затраты, приходящиеся на строительство 1 м мачты установки, то формула себестоимости энергии ВЭУ примет следующий вид:

$$C_{\text{вэ}}^{\text{ВЭУ}} = \frac{(P_{\text{ам}} + P_{\text{обс}}) \times (k_y \times [D_{\text{ост}} + d_{\text{мачта}} \times H] \times N_y)}{N_{\text{раб}} \times h_{\text{год}}} \quad (6)$$



Рисунок 1. Зависимость рабочей мощности ВЭУ от скорости ветра

$$C_{\text{вэу}}^{\text{вэу}} = \frac{(P_{\text{ам}} + P_{\text{обс}}) \times (k_y \times [D_{\text{ост}} + d_{\text{мачта}} \times H] \times N_y)}{N_y \times \left(\frac{V_H}{V_y}\right)^3 \times h_{\text{год}}} \quad (7)$$

где $D_{\text{мачта}} = d_{\text{мачта}} \times H = 1 - D_{\text{ост}}$; $d_{\text{мачта}}$ – доля от капитальных затрат, приходящаяся на строительство мачты, в расчете на 1 м; H – высота мачты; $D_{\text{мачта}}$ – доля от капитальных затрат, приходящаяся на строительство мачты; $D_{\text{ост}}$ – доля от капитальных затрат, приходящаяся на остальную часть установки ветроагрегата (без затрат на строительство мачты); V_y – скорость ветра, при которой достигаются номинальные параметры мощности; V_H – скорость ветра на высоте H ; $h_{\text{год}}$ – число часов в году; N_y – рабочая мощность.

Расчеты показывают, что в условиях Беларуси, особенно с учетом современных цен на углеводородное топливо, строительство ветроэнергетических установок при правильной разработке проекта экономически целесообразно.

Литература

1. Падалко Л.П., Ми Цзянь Фэн. Экономическая эффективность развития распределенной генерации энергии на базе ветроэлектрогенерирующих установок. Энергетическая стратегия, № 2. 2008
2. Шефтер Я. И., Рождественский И. В. Изобретателю о ветродвигателях и ветроустановках. Издательство Министерства сельского хозяйства СССР. Москва, 1987г.

УДК 332.6 (075.8)

Особенности деятельности самоуправляемых профессиональных объединений оценщиков

Саенков П.С.

Научный руководитель магистр экономических наук, преподаватель Климкович Н.И.

Одним из наиболее эффективных методов поддержания высокого качества профессиональных услуг оценщиков на сегодня являются саморегулируемые объединения – объединения, основанные на членстве субъектов определенной профессиональной деятельности или определенной отрасли. Саморегулирование возможно только на основе частной инициативы субъектов данного вида деятельности. Из этого следуют, что именно они определяют содержание тех стандартов, принципов и условий профессиональной деятельности, которые по их мнению являются необходимым минимумом в области качества данных услуг. Объединением также осуществляется самоинициативный контроль за исполнением данных стандартов, однако высшей мерой ответственности субъектов саморегулирования перед сообществом может быть только исключение. Самоуправляемые организации основываются на тесном сотрудничестве с потребителями своих услуг, членами организации, государством, а также между членами внутри самого объединения.

Бесспорно, во всех странах существуют свои особенности регулирования оценочной деятельности, которые обусловлены особенностями экономики, правовых отношений, а также исторически сложившиеся особенности. В Беларуси оценка как институт находится пока в состоянии оформления и постоянного реформирования, что обуславливает неопределенность в области системы регулирования качеством. На данный момент необходимо изучить зарубежный опыт создания и функционирования самоуправляемых объединений оценщиков, а также проанализировать специфику экономических моделей, в рамках которых формировались данные организации и институт оценки в целом. На сегодня наиболее высокоразвитые модели самоуправления оценочной деятельности созданы в Германии, США, Великобритании, Израиле, Японии. Безусловно, изученный опыт поспособствует созданию наиболее эффективной модели регулирования оценочной деятельности в Беларуси. Например, в Германии в большей степени превалирует законодательный федеральный контроль за деятельностью оценщиков, хотя и существует федеральная немецкая организация назначенных и поклявшихся экспертов. В США, напротив, в большей степени стандарты оценочной деятельности были выработаны частными объединениями в сотрудничестве со всеми заинтересованными сторонами (банками, субъектами хозяйствования).

Несмотря на схожие экономические условия после распада Советского Союза, развитие института оценки в постсоветских странах происходило по-разному. Однако можно выделить наиболее развитые на сегодня профессиональные организации оценщиков: Российское общество оценщиков (РОО), Белорусское общество оценщиков (БОО) и Украинское общество оценщиков (УТА). В Республике Беларусь Общественное объединение “Белорусское общество оценщиков” (БОО) является головной республиканской организацией специалистов в области оценки стоимости, созданное 5 февраля 1996 г. Члены БОО производят оценку всех видов имущества (недвижимости, включая землю, здания и сооружения, оборудования, транспортных средств, нематериальных активов, основных фондов, товаров в обороте, предприятий в целом, и др.), а также прав собственности, ущерба и услуг. Членами БОО являются более 160 физических лиц. Каждый член БОО принес присягу на верность профессии, имеет личный номер и персонально отвечает за проделанную работу. БОО ведет

научно-методическую работу по адаптации международного опыта независимой оценки к условиям Беларуси. Со своего основания вместе с Белорусским государственным экономическим университетом и др. участвует в издании ежемесячного журнала «Бухгалтерский учет и анализ», в котором регулярно печатаются методические материалы по оценке. С 1996 года каждые две недели под эгидой БОО собирается республиканский научно-методический семинар «Экономика недвижимости и оценка стоимости». С 2000 года БОО организует ежегодные международные конференции и конгрессы.

Литература

1. Грачев, Д.О. Правовой статус саморегулируемых организаций. / Д.О. Грачев. – М., 2008.
2. Липкин, И.А. Саморегулирование в оценочной деятельности / И.А. Липкин // Библиотека Григория Томчина [Электронный ресурс]. – 2008. – Режим доступа: http://www.tomchin.ru/library/gd/lipkin_selfregulating.doc. – Дата доступа: 30.10.2008.
3. Микерин, Г.И. Всемирный НЭПП и осмысление его сути через освоение порусски Международных стандартов оценки / Г.И. Микерин // Библиотека портала российских оценщиков [Электронный ресурс]. – 2006. – Режим доступа: [http://www.valuer.ru/files/ds/e_apprch_\(so so\).doc](http://www.valuer.ru/files/ds/e_apprch_(so so).doc) – Дата доступа: 2.11.2008.
4. Микерин, Г.И. О концептуальной основе и о стандартах оценки стоимости имущества в условиях новой экономики / Г.И. Микерин, Е.И. Нейман // Библиотека портала российских оценщиков [Электронный ресурс]. – 2006. – Режим доступа: http://www.valuer.ru/files/ds/New_valuation.doc. – Дата доступа: 2.11.2008.
5. Микерин, Г.И. Стандарты оценки 2007: «Пересмотр понятий» или «Смена парадигм» / Г.И. Микерин // Библиотека портала российских оценщиков [Электронный ресурс]. – 2005. – Режим доступа: <http://www.valuer.ru/files/ds/стандарты оценки.doc>. – Дата доступа: 2.11.2008.
6. Нейман, Е.И. Система Стандартов как основа саморегулирования оценочной деятельности и развития института оценки стоимости имущества в Российской Федерации / Е.И. Нейман // Библиотека портала российских оценщиков [Электронный ресурс]. – 2005. – Режим доступа: <http://www.valuer.ru/files/ds/sstand.doc>. – Дата доступа: 2.11.2008.
7. Современные вопросы оценки стоимости / под общ. ред. Н.Ю. Трифонова. – Минск: Беларускі кнігазбор, 2006.
8. Трифонов, Н.Ю. Зачем нужны стандарты СНГ оценки стоимости? / Н.Ю. Трифонов // Библиотека портала российских оценщиков [Электронный ресурс]. – 2007. – Режим доступа: <http://www.valuer.ru/files/ds/76C63E38.doc>. – Дата доступа: 3.11.2008.
9. Шайдулин, Р.Ф. Гражданско-правовые особенности регулирования оценочной деятельности / Р.Ф. Шайдулин. – Казань, 2006.
10. Шогин, В.А. Принципы саморегулирования / В.А. Шогин // Библиотека портала российских оценщиков [Электронный ресурс]. – 2006. – Режим доступа: <http://www.valuer.ru/files/ds/cpo290306.doc>. – Дата доступа: 30.10.2008.
11. Real estate appraisal / Wikipedia [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://en.wikipedia.org/wiki/Real_estate_appraisal. – Дата доступа: 5.11.2008.

УДК 658.012.7

Роль центров финансовой ответственности в управлении организацией

Магистр экономических наук, преподаватель Климкович Н.И.

У дерева, о корни которого ты спотыкаешься, есть и ветви, из которых ты можешь изготовить посох, дабы сберечь свои ноги.

Жан-Поль

Новые условия хозяйствования, основанные на закономерностях развития рынка, требуют принципиально нового подхода к управлению, особенно управлению финансами, соответствующего требованиям современной внешней среды. Одним из наиболее эффективных способов управления финансами в настоящее время является управление через центры финансовой ответственности, поскольку стало ясно, что использование такого механизма является одной из важнейших подсистем построения внутрифирменного управления. Это обусловлено тем, что организация управления и учета по центрам финансовой ответственности дает возможность накапливать и анализировать информацию не только в целом по предприятию, но и по отдельным его сегментам.

Центр финансовой ответственности (ЦФО) – это структурное подразделение предприятия, осуществляющее определенный набор хозяйственных операций и способное оказывать непосредственное воздействие на те или иные финансовые показатели этих операций, во главе которого стоит ответственное лицо, принимающее управленческие решения и несущее за них ответственность.

При этом исходной методологической предпосылкой управления через центры финансовой ответственности является представление о том, что вся деятельность предприятия состоит в сбалансировании доходов и расходов, места возникновения которых могут быть четко определены и закреплены за руководителем соответствующего уровня.

Главная цель формирования системы центров финансовой ответственности заключается в повышении эффективности внутрифирменного управления на основе обобщения информации о результатах деятельности каждого центра ответственности [2].

Эффективность работы предприятия по центрам финансовой ответственности определяется следующими областями [5]:

- цели (для каждого ЦФО должны быть четко сформулированы цели, ради которых оно работает),
- права и обязанности (устанавливаются рамки ответственности и возможности для ЦФО),

- ресурсы (чем может пользоваться ЦФО для достижения поставленных целей).

Как уже отмечалось, центр финансовой ответственности – структурное подразделение или группа подразделений [2]:

- осуществляющих операции, конечная цель которых – оптимизация прибыли;
- способных оказывать непосредственное воздействие на прибыльность;
- отвечающих перед вышестоящим руководством за реализацию установленных целей и соблюдение уровней расходов в пределах установленных лимитов.

Существует несколько подходов к классификации центров финансовой ответственности, однако наиболее распространены следующие их типы [1, 2, 4, 5, 6]:

- центры затрат, которые контролируют только затраты;
- центры продаж (выручки), контролирующие только продажи;
- центры прибыли, контролирующие и затраты, и выручку;
- центры инвестиций, которые контролируют все, т.е. затраты, продажи, прибыль и инвестиции.

Также необходимо отметить подход некоторых специалистов в области учета, которые при классификации центров финансовой ответственности применяют кибернетический подход, используя понятие «вход–выход» [4]: на входе центров ответственности используются основные средства, материалы и труд, на выходе – продукция. При этом в центрах доходов в денежном выражении измеряются выходы; в центрах затрат в денежном выражении измеряются входы; в центрах прибыли измеряются в денежном выражении и входы, и выходы; в центрах инвестиций прибыль и вложенные средства измеряются и соотносятся друг с другом.

Для финансовых менеджеров весьма важным является также подход, при котором любой центр финансовой ответственности может рассматриваться как центр затрат, что может быть актуальным в условиях ограниченности финансовых ресурсов [4].

На основе анализа публикаций зарубежных и отечественных ученых в [2] была проведена классификация ЦФО по определенным признакам и с разбивкой на виды (таблица 1).

Таблица 1 – Классификация центров финансовой ответственности предприятия

Классификационные признаки	Виды центров ответственности
Целеполагание внутрифирменного управления	Оперативные Стратегические
Уровень управления	Предприятие Отделы и службы предприятия Отдельные виды производства Цех Производственный участок Бригада
Объем полномочий и обязанностей	Центры затрат Центры дохода Центры прибыли Центры инвестиций Центры управления и контроля
Задачи и функции центра	Основные Вспомогательные

Степень совпадения с местом возникновения затрат	Совпадающие Не совпадающие
Место в иерархии центров ответственности	Горизонтальные одновидовые Горизонтальные многовидовые Пирамидальные
Отношение к внутреннему хозяйственному механизму	Аналитические Хозрасчетные

Выбор способа деления предприятия на центры ответственности определяется спецификой конкретной ситуации, при этом необходимо учитывать следующие требования [1]:

- в каждом центре затрат должен быть показатель для измерения объема деятельности и база для распределения расходов;
- в каждом центре должен быть ответственный;
- степень детализации должна быть достаточной для анализа, но не избыточной, чтобы выделение учета не было чересчур трудоемким;
- желательно, чтобы для любого вида затрат предприятия существовал такой центр, для которого данные затраты являются прямыми;
- на центры затрат желательно относить только прямые затраты (непосредственно связанные с его работой), а распределение общехозяйственных затрат не учитывать;
- поскольку деление предприятия на центры ответственности сильно влияет на мотивацию руководителей соответствующих центров, необходимо учитывать социально-психологические факторы.

Учет по центрам ответственности требует организации постоянного потока информации о деятельности подотчетных подразделений конкретным руководителям организации. Существенной характеристикой учета по центрам ответственности является то, что он акцентирует внимание не на товарах и услугах, а на подразделениях и предполагает отнесение на каждый центр только тех затрат, на которые руководитель может оказать влияние. В то же время на практике провести такое разграничение в некоторых случаях достаточно сложно, поскольку ответственность за определенную статью затрат может быть разделена [3].

Для расчета затрат по центрам ответственности целесообразно использовать матрицу затрат, строки которой соответствуют центрам ответственности, а столбцы – производственным программам (производству отдельных видов продукции). В ячейках матрицы содержится информация об элементах затрат, необходимых для выполнения конкретных программ в данном центре ответственности. Суммирование этих данных по строкам дает величину затрат по определенному центру ответственности, что в свою очередь является сведениями по центру ответственности, используемыми руководством для контроля и управления. Суммирование значений по столбцам в свою очередь является информацией по программам (товарам, услугам) и позволяет вычислить затраты на производство определенного вида продукции, а также определяет рентабельность программ [3, 6].

Из вышеизложенного видно, что матрица затрат позволяет получить информацию о затратах в трех основных разрезах [3]:

- место возникновения анализируемой статьи затрат;
- цель ее возникновения;
- вид используемого ресурса.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что [управление по центрам финансовой ответственности является одной из подсистем, обеспечивающих внутрифирменное управление организацией. В рамках такой подсистемы можно оценить вклад каждого подразделения в конечные результаты деятельности организации, децентрализовать управление затратами, а также следить за формированием этих затрат на всех уровнях управления, что в целом существенно повышает экономическую эффективность хозяйствования.

В то же время выделение центров финансовой ответственности продиктовано необходимостью регулирования затрат и конечных финансовых результатов на основе оценочных показателей, ответственность за которые несут руководители структурных подразделений организации.

Следовательно, управление предприятием через центры финансовой ответственности – это инструмент для тех, кто хочет оперативно управлять бизнесом и воздействовать на него, а также иметь системное представление о направлениях и темпах развития предприятия; понимать, за счет чего стало возможным достижение результата, кто реально приложил к этому усилия; знать, какое звено предприятия тормозит движение; определить наиболее эффективные подразделения компании, воздействуя на которые можно добиться максимального эффекта и достичь качественно новых результатов [2].

Литература:

1. Контроллинг как инструмент управления предприятием / А.Е. Ананькина [и др.]; под ред. Н.Г. Данилочкиной. – М.: Аудит, ЮНИТИ, 1999. – 297 с.
2. Костромина, Д.В. Управление затратами и прибылью предприятия на основе организации центров финансовой ответственности / Д.В. Костромина // Финансовый менеджмент [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: <http://www.finman.ru/articles/2004/4/2303.html>. – Дата доступа: 15.03.2009.
3. Лебедев, П. Контроллинг как технология менеджмента / П. Лебедев // Право [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: <http://pravo.kulichki.com/dop/plan/plan0102.htm>. – Дата доступа: 15.03.2009.
4. Слуцкий, М.Л. Центры ответственности в финансовом менеджменте / М.Л. Слуцкий // Гаар.ру Интернет издание [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: <http://www.gaar.ru/biblio/audit/auditor/0606.asp>. – Дата доступа: 15.03.2009.
5. Фрунзе, Л. Центры финансовой ответственности в системе управления предприятием / Л. Фрунзе // Корпорация СТРАТУМ [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: <http://stratum.ru/ru/publication/102.html>. – Дата доступа: 15.03.2009.
6. Центры ответственности // Финансово-аналитический центр Mabico [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: <http://lib.mabico.ru/2110.html>. – Дата доступа: 15.03.2009.

УДК 005.6 (075.8)

Система менеджмента качества как составляющая эффективности деятельности организации

Магистр экономических наук, преподаватель Климкович Н.И.

Приоритетное решение проблемы качества – это путь обеспечения благополучия будущего [1]

Государственной программой «Качество» на 2007–2010 годы одним из приоритетных направлений национальной экономики Республики Беларусь определено наращивание экспорта и совершенствование его структуры за счет выпуска качественной, востребованной на мировых рынках, наукоемкой, ресурсосберегающей и экологически чистой продукции.

Важным критерием эффективного управления организациями и создания высококачественной продукции является система менеджмента качества, создание и дальнейшее совершенствование которой является существенным фактором успешного решения таких проблем как повышение качества продукции как важной составляющей роста эффективности производства, обеспечение конкурентоспособности организаций и их продукции на внешнем и внутреннем рынках, модернизация общей системы управления организацией.

Система менеджмента качества представляет собой набор координат направления деятельности и контроля организации для того чтобы постоянно улучшалась эффективность и результативность от ее действий и разрабатывается для постоянного улучшения деятельности с учетом потребностей всех заинтересованных сторон [3].

По существу менеджмент качества является сквозным аспектом системы управления предприятием – аналогичным таким, как время, затраты, управление персоналом. Именно на этом положении базируются основополагающие принципы, лежащие в основе современных систем менеджмента качества [3] (таблица 1), представляющие собой всесторонние фундаментальные правила, необходимые для руководства и управления организацией и направленные на постоянное улучшение деятельности в течение длительного периода времени, посредством удовлетворения всех участников, но при фокусе внимания на потребителя.

Таблица 1. Принципы менеджмента качества

Принцип	Содержание принципа
Ориентация на потребителя	Организации зависят от своих потребителей, и поэтому должны понимать их текущие и будущие потребности, выполнять их требования и стремиться превзойти их ожидания
Лидерство руководителя	Руководители обеспечивают единство цели и направления деятельности организации. Им следует создавать и поддерживать внутреннюю среду, в которой работники могут быть полностью вовлечены в решение задач организации
Вовлечение	Работники всех уровней составляют основу организации, и их полное вовлечение дает возможность организации с выгодой

работников	использовать их способности
Процессный подход	Желаемый результат достигается эффективнее, когда деятельностью и соответствующими ресурсами управляют как процессом
Системный подход к менеджменту	Выявление, понимание и менеджмент взаимосвязанных процессов как системы вносят вклад в результативность и эффективность организации при достижении ее целей
Постоянное улучшение	Постоянное улучшение деятельности организации в целом следует рассматривать как ее неизменную цель
Принятие решений, основанных на фактах	Эффективные решения основываются на анализе данных и информации
Взаимовыгодные отношения с поставщиками	Организация и ее поставщики взаимозависимы, и отношения взаимной выгоды повышают способность обеих сторон создавать ценности

Наряду с различными системами внутрифирменного менеджмента [4] (таблица 2) широко распространены системы менеджмента качества более высокого уровня и их сочетания, а также методы обеспечения качества.

Таблица 2. Классификация современных корпоративных систем внутрифирменного менеджмента

Признак классификации	Корпоративная система внутрифирменного менеджмента
По отношению к целям-стратегиям (с учетом баланса интересов заинтересованных сторон)	менеджмент отношений с потребителями (Customer Relationship Management – CRM, Customer Satisfaction Index – CSI), персоналом (Human Resource Management – HRM, Employee Satisfaction Index – ESI), собственниками (Financial Management – FM), обществом (Corporate Social Responsibility – CSR, Environmental Management System – EMS, SA 8000, AA 1000), поставщиками и партнерами (Material Requirement Planning – MRP, Supply Chain Management – SCM)
По отношению к целям-средствам (то есть по отношению к материальным, финансовым, информационным и временным ресурсам)	логистика (Enterprise Resource Planning – ERP, Material Requirements Planning – MRP), менеджмент оборудования (Total Productive Maintenance – TPM), финансовый менеджмент (Financial Management – FM), менеджмент затрат (Activity Based Costing – ABC), информационные технологии и системы (Information Technology – IT), менеджмент времени (Time Management – TM, Just-in-Time – JIT), бережливое производство (Lean Production – LEAN, Toyota Production System – TPS), планирование ресурсов

	предприятия (Enterprise Resource Planning – ERP, Manufacturing Resource Planning – MRP)
По отношению к различным аспектам (функциям) менеджмента	стратегический менеджмент (Strategic Management – SM), менеджмент проекта (Project Management – PM), маркетинговый менеджмент (Marketing Management – MM), менеджмент знаний (Knowledge Management – KM, Learning Organizations – LO), инновационный менеджмент (Innovation Management – IM), менеджмент бизнес-процессов (Business Process Management – BPM), менеджмент коммуникаций (Communication Management – CM), менеджмент рисков (Risk Management – RM)

К системам менеджмента качества более высокого уровня, регулирующим отношения организации с потребителями, поставщиками, обществом в целом, относятся [4]:

- система менеджмента качества на основе Всеобщего управления качеством (Total Quality Management – TQM);

- система менеджмента качества в соответствии с требованиями модели делового совершенства Европейского фонда управления качеством (European Foundation for Quality Management – EFQM), Национальной премии США по качеству им. М. Болдриджа, национальных премий по качеству развитых стран;

- система менеджмента качества в соответствии с требованиями МС ISO 9001, ISO 14001 (экологический менеджмент), OHSAS 18001 (социальный менеджмент) и др.;

- интегрированные системы менеджмента качества (например, интеграция систем менеджмента качества на основе МС ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001; взаимодействие систем «5S» и TPM, TPM и бенчмаркинга; союз концепций «Шесть сигм» и «Бережливое производство» и др.), ставящие задачу комплексного решения проблем в области качества, экологии, безопасности, экономики, поставок, логистики, мотивации и др.

А наиболее известные современные методы обеспечения качества представлены концепцией «Шесть сигм», программой «5S» по снижению затрат, бенчмаркингом, анализом проблем методом «Пять почему», предупреждением и уменьшением дефектности на рабочем месте методом Покэ-ёка, уменьшением потерь производства методом анализа семи видов потерь, анализом эффективности системы менеджмента качества и организации в целом с помощью системы сбалансированных показателей.

Однако в странах постсоветского пространства, в связи с отсутствием традиций, школ, опыта предшественников, налаженных систем менеджмента, в настоящий момент наибольшее развитие получили системы менеджмента качества, соответствующие требованиям МС ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 и на начальном этапе развития находятся интегрированные системы менеджмента качества.

Подводя итог вышесказанному, можно сделать вывод о том, что система менеджмента качества является той частью системы менеджмента организации, которая направлена на достижение результатов в соответствии с целями в области качества, чтобы удовлетворять потребности, ожидания и требования заинтересованных сторон. Цели в области качества дополняют другие цели организации, связанные с развитием, финансированием, рентабельностью, окружающей средой, охраной труда и безопасностью. Различные части системы менеджмента организации могут быть

интегрированы вместе с системой менеджмента качества в единую систему менеджмента, использующую общие элементы. Это может облегчить планирование, выделение ресурсов, определение дополнительных целей и оценку общей эффективности организации [3].

Преимущество системы менеджмента качества заключается в том, что она:

- упорядочивает деятельность внутри организации;
- является средством разрешения конфликтов между подразделениями;
- предоставляет дополнительное преимущество перед конкурентами;
- позволяет осуществлять постоянный мониторинг процессов посредством различных механизмов: самооценки, процесса постоянного улучшения, внутреннего аудита, что позволяет выявлять несоответствия и оперативно устранять их.

– организует деятельность на основе принципов менеджмента качества, позволяет вовлекать весь персонал в работы по качеству, что позволяет использовать полностью потенциал персонала организации.

При этом следует понимать, что система менеджмента качества может лишь помочь в достижении упомянутых ожиданий и является только одним из способов для достижения целей, поставленных перед организацией, получить дополнительные преимущества, а «политика в области качества, основанная на правильно выбранной стратегии, поможет и каждой отдельной организации, и стране в целом выстоять в конкурентной борьбе» [2].

Литература

1. Государственная программа «Качество» на 2007–2010 годы [Электронный ресурс]. 2008. Режим доступа: <http://gosstandart.gov.by>.

2. Корешков, В.Н. Экономика сильна качеством / В. Н. Корешков // Экономика Беларуси. – 2008. – № 4. – С. 66–73.

3. Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь: СТБ ИСО 9000-2006. – Введ. 15.10. 06. – Минск: Госстандарт, 2006. – 26 с.

4. Системы, методы и инструменты менеджмента качества: Учебное пособие / М.М. Кане [и др.] – СПб.: Питер, 2008.

УДК 658 (075.8)

Практика страхования предпринимательских рисков в республике Беларусь

Шкуратова И.В.

Научный руководитель магистр экономических наук, преподаватель Климкович Н.И.

С переходом к рыночным отношениям значительно возрастает риск и неопределенность в деятельности предприятий. В отличие от централизованной экономики с жестким директивным планированием, инструкциями, постановлениями и приказами, заранее определяющими поведение хозяйствующих субъектов и таким образом уменьшающих необходимость заниматься проблемами риска, рынок, наоборот, требует от менеджеров постоянно соизмерять управленческие решения с потенциальным уровнем риска. Это обусловлено тем, что каждый субъект рыночных отношений, придерживаясь буквы закона, поступает по своему усмотрению, принимая на себя всю ответственность за реализацию управленческих решений [1].

Риск является важнейшим элементом предпринимательской деятельности. Во многих случаях решение, сопряженное с риском, оказывается неизбежным, уклониться от рискованных действий просто нельзя. Дело в том, что любая сфера человеческой деятельности, в особенности экономика, связана с принятием решений в условиях неполноты, недостоверности или недоступности информации [4].

Каждый предприниматель пытается предугадать или же по максимуму обезопасить себя от проявления неблагоприятного исхода в его деятельности, связанного с предпринимательскими рисками, которые всегда преследуют бизнес, риски есть повсюду и главная задача состоит в их снижении. Наиболее распространенным направлением снижения предпринимательских рисков является страхование. Страхование риска – это передача ответственности за определенные риски страховой компании.

В рыночных отношениях процессы производства, потребления, обращения продукции ориентируют предпринимателей на соответствующее поведение в условиях неопределенности и риска. Удачные решения вознаграждают предпринимателя хорошей прибылью, а неудачные – банкротством. И чтобы избежать неудачи наиболее часто используется страхование.

Страхование, как способ управления рисками потери имущества, давно действует в цивилизованном мире, обеспечивая быстрое и полное возмещение материального вреда, причиненного пожарами, авариями и стихийными бедствиями [4].

Как и во всех странах мира, страхование получило распространение и в Республике Беларусь. Республика Беларусь с развитием предпринимательства и, параллельно, страхового рынка, постепенно приходит к выводу о том, что страхование имущественных интересов предприятий – дело, хоть и добровольное, но в то же время настолько необходимое, что становится практически обязательным.

В Республике Беларусь широко используется страхование предпринимательских рисков, существует обширная сеть государственных и частных страховых компаний. Для более полного рассмотрения страхования предпринимательских рисков акцентируем внимание на услугах наиболее ярких представителей этой сферы деятельности – компаний «V&V Insurance Co» и «Альвена».

Компании по-разному осуществляют классификацию предоставляемых услуг [2, 3] (таблица 1), однако если рассмотреть их подробно, становится очевидным, что это одни и те же услуги. Компания «Альвена» дает потенциальным потребителям своих услуг более подробную информацию, а в «V&V Insurance Co» одна услуга по страхованию включает в себя еще несколько услуг, которые в компании «Альвена»

выделены как отдельный вид страхования. Например, страхованию имущества и убытков от перерыва в производстве в «B&B Insurance Co» соответствуют такие услуги по страхованию в компании «Альвена» как страхование имущества предприятий от огня и иных опасностей, страхование машин и оборудования от поломок, страхование убытков вследствие вынужденного перерыва в производстве; страхование гражданской ответственности включает в себя страхование гражданской ответственности предприятий, создающих повышенную опасность для окружающих, страхование гражданской ответственности нанимателя за вред, причиненный жизни и здоровью работников, страхование гражданской ответственности перевозчика, страхование гражданской ответственности экспедитора и страхование ответственности таможенного перевозчика [2].

Таблица 1. Услуги для юридических лиц компаний «B&B Insurance Co», «Альвена»

«B&B Insurance Co»	«Альвена»
<ol style="list-style-type: none"> 1. Страхование имущества и убытков от перерыва в производстве 2. Страхование транспортных средств 3. Страхование грузов 4. Страхование строительно-монтажных рисков 5. Страхование финансовых рисков 6. Страхование кредитов 7. Страхование ценностей касс 8. Страхование гражданской ответственности 9. Страхование от несчастных случаев 10. Страхование от несчастных случаев и болезней на время поездки за границу 11. Страхование воздушных судов 12. Страхование космических рисков 	<p><u>Бизнес</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <u>Страхование имущества предприятий от огня и иных опасностей</u> 2. <u>Страхование машин и оборудования от поломок</u> 3. <u>Страхование строительно-монтажных рисков</u> 4. <u>Страхование профессиональной ответственности</u> 5. <u>Страхование гражданской ответственности предприятий, создающих повышенную опасность для окружающих</u> 6. <u>Страхование убытков вследствие вынужденного перерыва в производстве</u> 7. <u>Страхование финансовых рисков</u> <p><u>Транспорт</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <u>Страхование транспортных средств (автокаско)</u> 2. <u>Страхование водителей транспортного средства и пассажиров от несчастных случаев (страхование мест в а/м)</u> 3. <u>Страхование рисков при эксплуатации воздушных судов</u>

	<p><u>Сотрудники</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <u>Страхование от несчастных случаев</u> 2. <u>Страхование от несчастных случаев и болезней на время поездки за границу</u> 3. <u>Добровольное страхование здоровья (медицинское страхование)</u> 4. <u>Страхование гражданской ответственности нанимателя за вред, причиненный жизни и здоровью работников</u> <p><u>Грузоперевозки</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <u>Страхование гражданской ответственности перевозчика</u> 2. <u>Страхование грузов</u> 3. <u>Страхование гражданской ответственности экспедитора</u> 4. Страхование ответственности таможенного перевозчика
--	--

Отличие состоит в том, что «V&V Insurance Co» страхует кредиты, ценности касс и космические риски, страхование которых не осуществляет компания «Альвена». А «Альвена» страхует профессиональную ответственность и осуществляет добровольное страхование здоровья, чего не делает компания «V&V Insurance Co» [3].

Таким образом, можно сделать вывод о том, что обе компании предоставляют широкий спектр услуг по страхованию предпринимательских рисков. Однако необходимо отметить, что компания «Альвена» предоставляет наиболее полные и подробные сведения о необходимых документах и страховых случаях, что делает более доступным понимание ее возможностей для клиентов.

Литература

1. Головачев, А.С. Экономика предприятия: учеб. пособие: в 2 ч./ А.С. Головачев. – Минск: Выш. шк., 2008. – Ч. 1. – 447 с.
2. Официальный сайт страховой компании «Альвена» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.alvena.by/>. – Дата доступа: 17.10.2008.
3. Официальный сайт страховой компании «V&V Insurance Co» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bbinsurance.by/>. – Дата доступа: 18.10.2008.
4. Титович, А.А. Менеджмент риска и страхования: учеб. пособие/ А.А. Титович. – Минск: Выш. шк., 2008. – 271 с.